



Research and
Development Center

煤炭 2024 年度策略报告：煤价底部确立，价值重估可期

2023 年 12 月 16 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

李春驰：电力公用行业联席首席分析师
执业编号：S1500522070001
联系电话：010-83326723
邮箱：lichunchi@cindasc.com

信达证券股份有限公司
CINDASECURITIES CO., LTD
北京市西城区闹市口大街9号院1号楼
邮编：100031

煤炭 2024 年度策略报告：煤价底部确立，价值重估可期

2023 年 12 月 16 日

本期内容提要：

- ◆ **2023 年煤炭行业主要特点：**一是增产保供稳价依旧是今年煤炭工作的主基调，也间接反映当前我国煤炭供需形势尚未根本性好转。二是原煤产量增速环比明显收窄，煤矿产能利用率维持高位但较 2022 年并未继续较快提升，叠加煤矿安全监管趋紧趋严常态化，存量产能挖潜几近极限，国内煤炭供给刚性约束凸显。三是全球煤炭贸易格局阶段性宽松和结构性调整，叠加我国进口煤零关税政策延续，导致煤炭进口量大幅增长，较大程度缓解煤炭供给压力，也说明国内的产出缺口较大。四是国内外煤炭价格震荡调整，动力煤和炼焦煤价格中枢在去年恐慌式抢购的高溢价下同比回落，但仍处相对中高位运行。五是经济弱复苏背景下，电煤和化工用煤需求表现突出，拉动煤炭整体消费稳定增长，煤炭兜底保障作用依旧。六是煤炭采选行业固定资产投资增速明显放缓，在建矿井规模也较稳定，亟需开启新一轮产能周期满足中长期煤炭缺口。
- ◆ **供给端：**2023 年 1-10 月，统计口径的我国原煤产量 38.3 亿吨，同比增长 3.9%，增速较 2022 年同期明显放缓，且月度同比增速环比收窄。值得注意的是，国有重点煤矿原煤产量 16.96 亿吨，同比增长 2.3%，增速低于行业整体增速，表明原煤产量增幅更多由中小煤矿增产贡献。鉴于中小煤矿发生安全事故的风险更高，在煤矿安全监管趋严背景下，我国煤炭供给端面临进一步收缩的风险。展望 2024 年煤炭市场，我们预计在主要煤炭出口国产量亦难以大幅增加、欧洲和日韩等进口减量收窄、印度与东南亚等进口需求依旧强劲等背景下将有望趋紧，我国煤炭进口量或将持平甚至略降，同时国内煤炭存量产能挖潜基本已达极限、核准新增产能空间有限、中东部省份煤炭产量加速衰减，以及安全监管高压态势下煤矿尤其中小煤矿产量受限，国内煤炭供给难以明显增长甚至不排除面临阶段性收缩。我们认为，当前煤炭进口大幅增长一定程度上缓解了供给端矛盾，但产能周期下的有效供给不足问题依旧突出，其核心矛盾仍是新增接续产能不足，国家虽有望在“十四五”末期或“十五五”初期加快煤炭核准新建节奏，但煤矿投资规模大、建设周期长的基本特征也意味着中短期产能短缺的底层逻辑依旧成立。
- ◆ **需求端：**2023 年 1-10 月，我国商品煤消费量 38.1 亿吨，同比增长 6.6%，主要集中在电煤和化工用煤。其中，受益于火电发电量同比增长 5.7%，带动电力行业耗煤同比增长 10.3%；在油价中高位运行以及成本优势驱动下的煤化工行业产能利用率维持高位，拉动化工用煤同比增长 4.6%。展望 2024 年，动力煤方面，2024 年或迎来工业补库周期带动二产回暖，叠加全球厄尔尼诺致使高温天气有望支撑电力消费，同时随着我国居民生活水平的稳步提升与产业升级持续进行，能源和电力消费弹性有望保持刚性，叠加新能源消纳问题渐显，电煤消费有望继续保持增长态势。炼焦煤方面，由于基建、制造业对冲叠加粗钢出口量持续保持高位，房地产下行对于焦煤需求量的消极影响被大大削弱，尤其在系列托底房地产与基建稳增长政策实施下，粗钢总产量有望保持稳定，加之钢铁行业长流程占比提升和废钢比的下降，炼焦煤尤其是优质主焦煤作为稀缺性资源，需求有望继续保持小幅增长。值得关注的是，电煤作为煤炭主要下游需求端，在 2022 年以来煤电装机加快核准建设下，有望在未来 1-2 年集中建成投产，对电煤消费形成有力支撑，进而拉动煤炭消费保持增长。
- ◆ **价格端：**截至 11 月 27 日，动力煤方面，秦港 5500 大卡动力煤现货价

格中枢为 969 元/吨，秦港 5500 大卡长协价格中枢 714 元/吨，分别较 2022 年均价下降 23.6%、下降 1.1%。炼焦煤方面，京唐港山西主焦煤价格中枢为 2243 元/吨，中价新华山西焦煤长协指数均值 1587 元/吨，分别较 2022 年均价下降 20.8%、7.6%。需要注意的是，2023 年煤炭价格波动震荡明显，价格中枢明显下行，但更多是 2022 年俄乌冲突下全球抢煤导致的高溢价后的正常调整，并不意味着煤炭价格已步入下行通道，尤其是 5 月底-6 月初在煤炭下游高库存、进口煤大幅增长、贸易商恐慌式集中抛售等诸多利空因素下，5500 大卡动力煤炭价格下跌至 800 元/吨的底部附近且快速止跌回升。这更加表明国内煤炭价格在刚性及边际成本支撑下煤价底部得以确认，即，伴随晋陕蒙低成本主力矿区挖潜殆尽，定价受中东部高成本存量矿区和运输距离远的新疆增量矿区的影响更大，致使我国具有经济性且可开发煤炭产能的成本不断抬升。我们预计，在长协保供背景下，价格双轨制预计或将长期存在（类似 2003~2012 年），秦港 5500 大卡中长协价格区间偏上限的 700+元基本可视为电煤长协价格的新底部，800+元左右可视为市场现货煤价新底部，且底部煤价伴随供需缺口放大而趋于进一步提升。

- ◆ **行业景气周期&底部煤价确立，推动煤炭公司价值重塑。**基于前期研究，我国煤炭产能周期节奏慢、跨度长，景气周期拐点下行时往往同时表现为煤炭消费量持续下降、煤价中枢大幅下移、行业利润水平显著降低和固定资产投资位于高位等特点。我们认为，本轮产能周期起始于供给侧改革煤炭去产能，发于煤炭供需形势趋紧，受限于“双碳”目标战略，企业建矿资本开支意愿不强，仍将核增挖潜作为折中手段，大规模的煤矿新建核准尚未开启，致使本轮煤炭产能周期或将相对更长，当前仍处于新一轮产能周期的早中期阶段和煤炭行业的景气上行周期初期。反观之，当前一二级煤炭市场估值定价明显倒挂，煤炭板块低估值高股息属性凸显。从伊泰公司溢价 50%回购股票和今年以来陕蒙地区矿业权整体高幅溢价成交来看，以及从 PE、股息回报、PB-ROE 维度看，当前煤炭板块市值仍被明显低估，且具有较大的修复空间（基于重置成本角度，大部分煤企合理价值较当前市值普遍溢价在 110%以上）。总体上，我们认为未来 3-5 年煤炭仍处景气周期，优质煤炭公司依然具有高壁垒、高现金、高分红、高股息与低估值的属性，叠加煤价筑底推动板块价值重塑，板块投资攻守兼备，建议积极逢低配置。
- ◆ **投资建议：**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，煤炭供给偏紧、趋紧形势或将持续整个“十四五”乃至“十五五”，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，经济开发刚性成本的抬升有望支撑煤炭价格中枢保持逐步上行态势，叠加煤炭央企资产注入工作已然开启，愈加凸显优质煤炭公司盈利与成长的高确定性。当前，煤炭板块具有高业绩、高现金、高分红属性，叠加行业高景气、长周期、高壁垒特征，以及低估值水平和一二级估值明显倒挂，煤炭板块投资攻守兼备。我们继续全面看多煤炭板块，继续建议关注煤炭的历史性配置机遇。自下而上重点关注：一是内生外延增长空间大、资源禀赋优的兖矿能源、广汇能源、陕西煤业、山煤国际、晋控煤业等；二是央改政策推动下资产价值重估提升空间大的煤炭央企中国神华、中煤能源、新集能源等；三是全球资源特殊稀缺的优质冶金煤公司平煤股份、淮北矿业、潞安环能、山西焦煤、盘江股份等；四是建议关注可做冶金喷吹煤的无烟煤相关标的兰花科创、华阳股份等，以及新一轮产能周期下煤炭生产建设领域的相关机会，如天地科技、天玛智控等。
- ◆ **风险因素：**国内外能源政策变化带来短期影响；国内外宏观经济失速

或复苏不及预期；发生重大煤炭安全事故风险；极端天气扰动旺季电煤需求；地缘政治冲突带来的不确定性影响。

一、煤炭产能短缺逻辑未变，中长期供需仍存缺口	8
1.1 供给端：产能短缺逻辑未变，中短期煤炭有效供给增长仍较困难	8
1.1.1 煤矿高强度生产难以长期持续，安全强监管下产地供给约束增强	8
1.1.2 煤炭产能核准新增空间有限，且进一步向西北地区集中，尤以新疆居多	11
1.1.3 中东部存量煤矿产能加速衰减，叠加煤质下降或成常态，制约煤炭实际有效供给	18
1.1.4 今年我国煤炭进口实现高增，展望 2024 年进口增量或将有限	19
1.2 需求端：短期需求拐点已现，电煤对煤炭中长期需求仍有较强支撑	23
1.2.1 火电保持较高增速拉动电煤消费，经济复苏拉动非电用煤边际改善	23
1.2.2 新一轮煤电新周期开启，新建煤电机组集中投产有利于电煤消费	26
1.2.3 中长期看，新经济与居民生活用电有望取代高耗能成为全社会用电增量的拉动主力	27
1.3 供需：预计电煤消费 28 年达峰且存平台期，碳达峰前后全国煤炭缺口 8-10 亿吨	30
二、煤价底部得以验证，价格中枢仍在良好区间	33
2.1 震荡波动较为显著，价格中枢仍在中高位	33
2.2 存量中东部高成本煤矿&新疆新增产能边际成本，对煤价底部形成一定支撑	36
2.2.1 我国煤炭成本曲线陡峭，支撑煤价较高位运行	36
2.2.2 煤炭产能加速向新疆转移，出疆高运费推高煤价需求	38
2.3 煤价与油价同步波动，油价底部抬升亦支撑煤价	40
三、景气周期方兴未艾，煤炭价值重估开启	41
3.1 煤炭产能景气周期远未结束，当前估值水平处历史低位	41
3.2 一二级市场明显倒挂，煤企价值修复空间广阔	45
3.3 煤炭板块仍具有低估值高股息，煤炭板块投资价值凸显	49
四、投资建议：攻防兼备，逢低配置正当时	52
4.1 2023 年以来煤炭板块涨幅居前	52
4.2 主要推荐标的及盈利预测	52
风险因素	54

表目录

表 1: 2023 年以来煤炭增产保供文件相关要求	9
表 2: 新一轮找矿战略突破行动仍然以西部地区为重点	12
表 3: 煤企集团在建煤矿项目情况（不含上市公司在建煤矿项目）	14
表 4: 主要煤炭上市公司在建产能情况	15
表 5: 主要煤炭上市公司现有探矿权	16
表 6: 主要煤企上市公司及其控股股东在新疆地区所属煤矿情况	17
表 7: 2023-2030 年燃煤、燃气发电量预测（亿千瓦时）	30
表 8: 全社会用电量一直保持增速 5% 情况下，新能源覆盖新增发电量预测（亿千瓦时）	31
表 9: 全社会用电量一直保持增速 4.5% 情况下，新能源覆盖新增发电量预测（亿千瓦时）	31
表 10: 全社会用电量一直保持增速 4% 情况下，新能源覆盖新增发电量预测（亿千瓦时）	31
表 11: 2020-2023 年石油、天然气、煤炭单位热量价格比值	41
表 12: 近期陕蒙矿业权拍卖成交溢价显著	46
表 13: 上市公司煤炭资源账面价值远低于市场价	46
表 14: 近年来上市公司煤矿交易估值情况	47
表 15: 主要煤炭上市公司股权重置价值及溢价情况（亿元）	48
表 16: 样本煤矿从核准到投产一般需五年或更长时间	49
表 17: 主要煤炭上市公司分红率及股息率情况	50
表 18: 重点上市公司估值表	53

图目录

图 1: 2008-2023 年 1-10 月原煤产量情况（亿吨，%）	8
图 2: 2020-2023 年月度原煤产量情况（万吨）	8
图 3: 2023 年月度原煤产量（万吨）	8
图 4: 2019-2023 年 1-10 月焦煤产量情况（万吨）	8
图 5: 2022 年以来国有重点煤矿产量增速放缓	9
图 6: 2022-2023 年 1-10 月各省区原煤产量增减变化（万吨）	9
图 7: 近几年晋陕蒙三省产能利用率维持高位	10
图 8: 大型煤炭企业掘进工作面月均单进（米）	10
图 9: 2016-2023 年 1-10 月我国煤矿事故数和死亡人数	11
图 10: 2016-2023 年 1-10 月单起事故死亡人数及同比增速	11
图 11: 2020 年以来不同地区煤矿核准数量及产能情况	12
图 12: 2020 年以来各省区煤炭核准产能占比（万吨/年）	12

图 13: 我国煤炭采选业固定资产投资变化 (亿元、%)	13
图 14: 2016 年后 SW 煤炭行业在建工程额较平稳	13
图 15: 2016 年后 SW 煤炭行业固定资产增速较平稳	13
图 16: 主要煤炭上市公司在建煤矿产能 (万吨/年)	15
图 17: 新疆煤矿产能按照矿井状态	16
图 18: 新疆煤矿产能按照矿井类型分布情况 (万吨)	16
图 19: 2016-2023M1-10 煤炭产量衰减地区原煤产量情况	18
图 20: 2017-2023M1-10 煤炭产量衰减地区衰竭量 (万吨)	18
图 21: 各地区现有煤矿生产趋势预测 (亿吨)	18
图 22: 晋陕蒙产能衰减趋势预测 (万吨)	18
图 23: 2016-2022 年煤电发电量及电煤消费量情况	19
图 24: 近年来我国原煤入洗率持续下降 (%)	19
图 25: 2015 年-2023 年 1-10 月不同煤种进口量占比情况	19
图 26: 2018-2023M10 我国煤炭进口量及同比增速	20
图 27: 2018-2023M10 中国分国别煤炭进口量 (万吨)	20
图 28: 2023 年 1-10 月煤炭进口量增量贡献占比	20
图 29: 2023M1-10 中国月度进口量 (万吨)	20
图 30: 2023M1-10 印度尼西亚煤炭出口结构	21
图 31: 2023M1-9 澳大利亚煤炭出口结构	21
图 32: 2019-2023 年主要煤炭出口国煤炭出口量 (亿吨)	22
图 33: 2019-2023 年主要煤炭进口国家和地区煤炭进口量 (亿吨)	22
图 34: 2019-2023M1-9 国际煤炭贸易量 (亿吨)	23
图 35: 2019-2023Q3 主要煤炭出口国产量 (亿吨)	23
图 36: 2019-2023M1-9 国际海运煤贸易量占比	23
图 37: 商品煤月度消费量情况 (万吨)	24
图 38: 2018-2023 年 1-10 月电力用煤消费量 (亿吨)	24
图 39: 2013 年以来全国社会用电量增速及 GDP 增速 (%)	24
图 40: 全国社会用电量月度增速 (%)	24
图 41: 2023 年 1-9 月火力发电增速快于全国发电量增速	24
图 42: 2023 年以来电力行业煤炭消费量高于往年 (亿吨)	24
图 43: 2023 年非电用煤消费呈反弹趋势	25
图 44: 非电用煤需求占比 (%)	25
图 45: 分行业商品煤消费量增速 (%)	25
图 46: 2023 年以来化工行业煤炭消费量高于往年 (万吨)	25
图 47: 生产地炼焦煤库存 (万吨)	26
图 48: 国内独立焦化厂 (230 家) 炼焦煤总库存 (万吨)	26
图 49: 2018-2023M10 粗钢产量及增速 (万吨; %)	26
图 50: 2020 年以来我国高炉开工率情况 (%)	26
图 51: 2020-2023 年 8 月火电投资额逐月情况 (亿元)	27
图 52: 2012-2023M1-10 火电年度投资情况及增速	27
图 53: 2022-2023 年 1-10 月火电项目核准结构情况	27
图 54: 2022-2023 年 1-10 月火电项目开工结构情况	27
图 55: 煤炭消费增速与消费弹性 (%)	28
图 56: 分产业用电量占比情况 (%)	28
图 57: 2023 年各行业月度用电增速对比 (%)	29
图 58: 二产、三产、生活用电量及 GDP 复合增速 (CAGR)	29
图 59: 二产、三产、居民生活用电平均弹性系数	29
图 60: 全国工业产成品库存月度累计同比 (%)	30
图 61: 库存周期与二耗电耗弹性系数呈关联明显 (%)	30
图 62: 美、欧、日能源消费量情况 (艾焦耳)	32
图 63: 主要国家碳排放情况 (亿吨二氧化碳)	32
图 64: 全国现有煤矿产能预测 (亿吨)	33
图 65: 全国煤炭供应趋势与余缺比较 (亿吨)	33
图 66: 2021 年以来国内动力煤价格走势 (元/吨)	33
图 67: 2021 年以来国内炼焦煤价格走势 (元/吨)	34
图 68: 2021 年以来国内炼焦煤长协指数走势 (点)	34
图 69: 2021 年以来欧洲三港、纽港、南非港口煤炭价格指数变化 (美元/吨)	35
图 70: 澳大利亚海角港峰景矿优质炼焦煤价格变化走势 (美元/吨)	35
图 71: 晋陕蒙煤矿完全成本曲线图	37
图 72: 山西省煤矿完全成本曲线图	37
图 73: 2016-2022 部分上市煤企吨煤生产成本 (元/吨)	37
图 74: 2016—2022 吨煤生产成本占比 (%)	38

图 75: 2016-2022 原材料、燃料及动力成本 (元/吨)	38
图 76: 2016-2022 人工成本 (元/吨)	38
图 77: 新疆煤炭外运量及增速 (万吨)	39
图 78: 新疆煤炭外运流向占比 (%)	39
图 79: 吐哈矿区 - 川渝疆煤外运竞争力测算	39
图 80: 吐哈矿区 - 兰州疆煤外运竞争力测算	39
图 81: 准东矿区 - 川渝疆煤外运竞争力测算	40
图 82: 准东矿区 - 兰州疆煤外运竞争力测算	40
图 83: 2020 年至今石油与煤炭价格走势	40
图 84: 2020-2023 年石油、天然气、煤炭单位热量价格比值	41
图 85: 固定资产投资额变化对应煤炭产能周期不同阶段	43
图 86: 煤炭申万板块指数及 PE 走势	44
图 87: 煤炭申万板块指数及 PB 走势	45
图 88: 不同周期行业 PB 估值走势	45
图 89: 2017 年以来全国煤矿吨产能投资金额逐步上升 (元/吨)	46
图 90: 千亿市值以上公司的重置成本 (亿元)	47
图 91: 千亿市值以下公司的重置成本 (亿元)	47
图 92: 主要煤炭企业股权重置价值溢价情况 (亿元)	48
图 93: 煤炭 (申万) 指数 PE-Band	49
图 94: 煤炭申万指数 PE 百分位	49
图 95: 2022 年行业现金分红比例排序 (%)	50
图 96: 2022 年行业股息率水平排序 (%)	50
图 97: 不同假设条件下各煤企股息回报水平	51
图 98: 2023Q3 各行业 PB-ROE 估值水平	51
图 99: 2023 年以来各板块涨跌幅情况 (%)	52

一、煤炭产能短缺逻辑未变，中长期供需仍存缺口

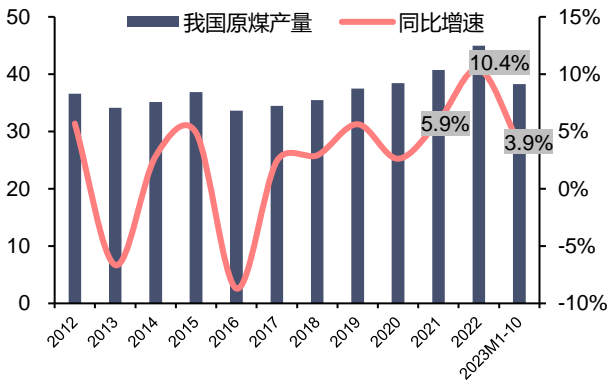
1.1 供给端：产能短缺逻辑未变，中短期煤炭有效供给增长仍较困难

1.1.1 煤矿高强度生产难以长期持续，安全强监管下产地供给约束增强

2023年以来我国原煤产量增速明显放缓，1-10月原煤产量增速3.9%。自2021年四季度增产保供以来，2022年我国原煤生产量44.96亿吨，绝对量和产量同比增速均达到历史高位。2023年以来，经过连续两年的增产保供，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38.3亿吨，同比增长3.9%。从月度产量看，自2022年四季度以来月度原煤产量持续维持高位，而环比增速放缓回落。产量增速放缓态势反映出我国煤炭行业持续高强度的生产状态难以长期延续。

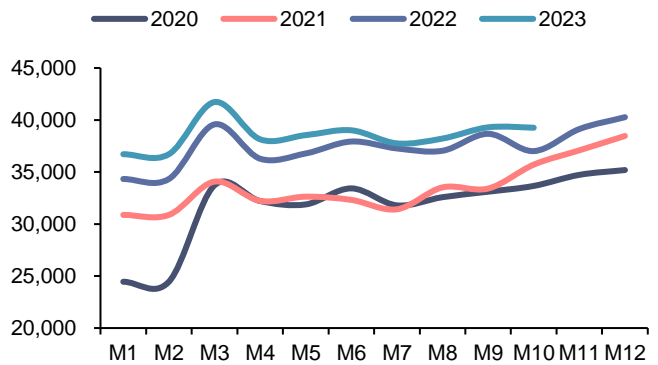
2023年1-10月，我国焦原煤产量同比仅增长2.3%，焦精煤仅增长0.2%，均低于煤炭产量整体增速。我国炼焦原煤和炼焦精煤增速均明显低于原煤产量增速，反映出当前我国炼焦煤资源的稀缺属性。整体看，炼焦煤总量难以增长，其供给弹性更加不足。

图 1：2008-2023 年 1-10 月原煤产量情况（亿吨，%）



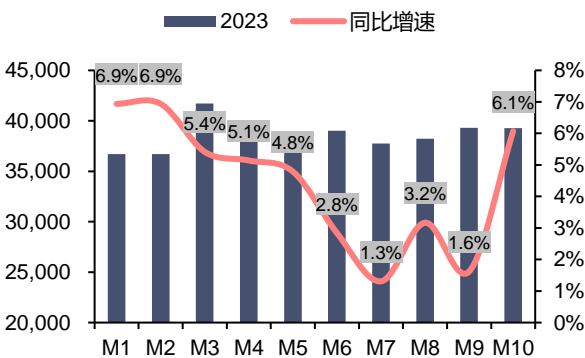
资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 2：2020-2023 年月度原煤产量情况（万吨）



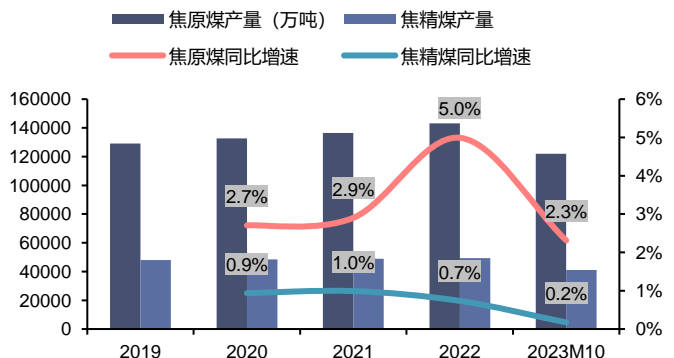
资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 3：2023 年月度原煤产量（万吨）



资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 4：2019-2023 年 1-10 月焦煤产量情况（万吨）



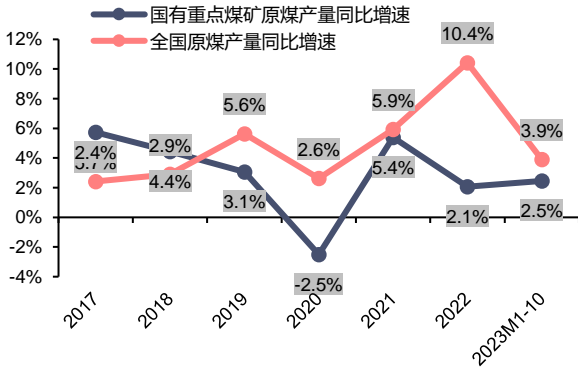
资料来源：Wind，信达证券研发中心

从煤矿类型看，2023年1-10月，国有重点煤矿原煤产量17亿吨，同比增幅2.5%，增速慢于全国原煤产量整体增速。增产保供政策实施以来，国有重点煤矿原煤产量同比增幅有限，仅维持在2%多，全国原煤产量的增幅主要依靠民营煤矿增产实现。需要注意的是，相较于国有重点煤矿，民营煤矿安全生产的综合管理能力相对较弱，在煤矿安全常态化强监管背景下，中小煤矿生产组织或将受到明显影响，进而放缓其原煤产量增速。

从主要省份原煤增量贡献看，晋陕蒙新仍是主要贡献省份，贡献增量占比86.6%。2023年1-10月，我国原煤产量实现38.29亿吨，相较2022年同期增加1.44亿吨。贡献原煤产量

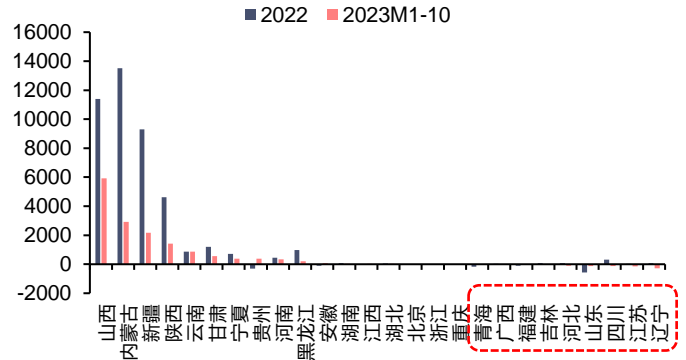
增量的省份主要有山西 5926 万吨、内蒙古 2929 万吨、新疆 2177 万吨和陕西 1427 万吨，占总增量的比重分别为 41.2%/20.4%/15.1%/9.9%。值得注意的是，今年晋陕蒙新原煤产量增量贡献占比合计 86.6%，小于 2022 年增量贡献占比 92%，其中内蒙、陕西和新疆均有下降。

图 5：2022 年以来国有重点煤矿产量增速放缓



资料来源：iFind, CCTD, 信达证券研发中心

图 6：2022-2023 年 1-10 月各省区原煤产量增减变化（万吨）



资料来源：煤炭资源网, 信达证券研发中心。注：红色区域省份为煤炭产量减少地区。

2023 年以来国家相关部门依旧强调增产保供稳价，侧面反映煤炭供需格局并未趋势性宽松。继 2021 年四季度强力实施增产保供以来，今年增产保供稳价依旧是主基调。《2023 年能源工作指导意见》中明确提出“坚持把能源保供稳价放在首位，要求供应保障能力持续增强，夯实化石能源生产供应基础。”2023 年 6 月，国家发展改革委等部门《关于做好 2023 年降成本重点工作的通知》中提出“做好能源、重要原材料保供稳价工作，继续对煤炭进口实施零关税政策；夯实国内资源生产保障能力，加强重要能源、矿产资源国内勘探开发和增储上产。”相继 7 月，国务院会议通过“统筹发展和安全，积极稳步推进超大特大城市“平急两用”公共基础设施建设，提升城市应急保障能力”。8 月，国家发改委会部署指导督促有关地方和企业加快释放煤炭先进产能产量，全力做好电煤中长期合同签订履约工作，推动电煤供应保障取得积极成效。11 月，国务院副总理丁薛祥在今冬明春保暖保供工作电视电话会议上再度强调能源安全稳定供应。

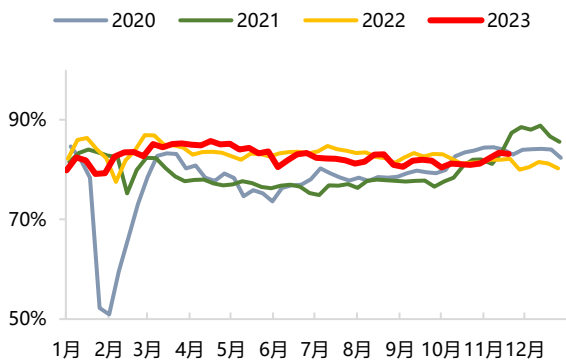
表 1：2023 年以来煤炭增产保供文件相关要求

发布时间	政策名称	具体内容
2023/2	国家发展改革委、国家能源局等四部门联合修订印发《煤矿安全改造中央预算内投资专项管理办法》	根据煤矿安全生产和煤炭供应保障形势需要，优化调整专项资金重点投向和安排方式，严格事中事后监管要求，进一步提升中央预算内投资效益。
2023/3	关税税则委员会发布《关于延长煤炭零进口暂定税率实施期限的公告》	至 2023 年 12 月 31 日，继续对煤炭实施税率为零的进口暂定税率
2023/3	国家发展改革委市场监管总局关于进一步加强节能标准更新升级和应用实施的通知	持续推进节能标准更新升级和应用实施，支撑重点领域和行业节能降碳改造，加快节能降碳先进技术研发和推广应用，坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目发展
2023/4	国家能源局印发《2023 年能源工作指导意见》	坚持把能源保供稳价放在首位，要求供应保障能力持续增强，夯实化石能源生产供应基础
2023/6	国家发展改革委等部门关于做好 2023 年降成本重点工作的通知	做好能源、重要原材料保供稳价工作，继续对煤炭进口实施零关税政策。夯实国内资源生产保障能力，加强重要能源、矿产资源国内勘探开发和增储上产，完善矿业权出让收益征管政策。加强原材料供需对接，推动产业链上下游衔接联动。
2023/7	国务院总理主持召开国务院常务会议，审议通过《关于积极稳步推进超大特大城市“平急两用”公共基础设施建设的指导意见》	更好统筹发展和安全，积极稳步推进超大特大城市“平急两用”公共基础设施建设，提升城市应急保障能力
2023/8	国家发改委会关于加强监督与推动电煤供应保障的通知	国家发改委会同有关部门加强统筹协调，指导督促有关地方和企业加快释放煤炭先进产能产量，全力做好电煤中长期合同签订履约工作，着力加强运输保障，推动电煤供应保障取得积极成效。
2023/11	丁薛祥在今冬明春保暖保供工作电视电话会议上强调能源安全稳定供应	要着力抓好煤炭、天然气生产供应，支持企业增产增供，积极扩大资源进口。进一步做好储煤基地存煤工作。严格抓好能源中长期合同签订履约稳。深入细致开展安全生产工作。防范遏制重特大安全生产事故。

资料来源：国家发改委、国家能源局、中国政府网、关税税则委员会、财政部、腾讯网、中国电力新闻网，信达证券研发中心

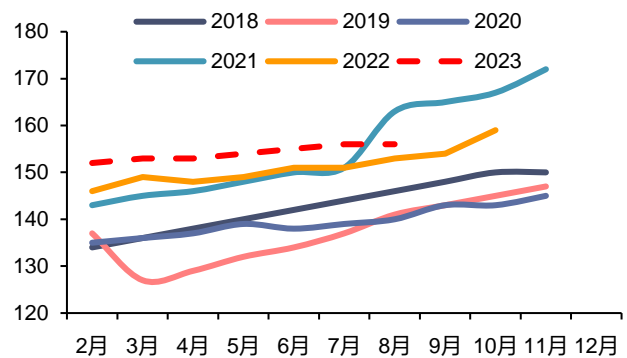
2023 年以来煤矿仍保持高强度生产，但相较 2022 年产能利用率略增，表明存量产能挖潜接近极限。从我国煤炭行业产能利用率看，以国家统计局发布的数据来看，我国煤炭行业产能利用率从 2016 年四季度的 59.5% 左右攀升至 2021 年的 74.5% 左右，此后基本维持在该水平。从产能相对优质的晋陕蒙三省产能利用率看，自 2021 年 10 月后至今持续在 80% 以上，其中 2023 年 1-10 月，晋陕蒙产能利用率均值 82.18%，与 2022 年同期均值 83.13% 基本持平。从大型煤炭企业生产作业效率看，自 2021 年实施煤炭增产保供以来，大型煤企加强生产组织，生产作业效率显著高于往年同期并持续保持高位水平。2023 年以来的掘进工作面月均单尺 154.1m，相较 2020 年平均 139.5m 提高 10.5%，相较 2021 年平均 155m 几乎持平，相较 2022 年平均 151.1m 提高 2%。总体看，经过连续两年的增产保供，存量矿井的产能利用率基本已达极限，再挖潜空间有限。

图 7：近几年晋陕蒙三省产能利用率维持高位



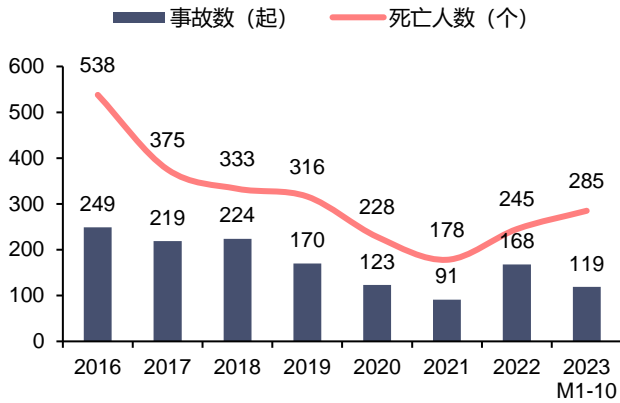
资料来源：CCTD，信达证券研发中心

图 8：大型煤炭企业掘进工作面月均单进（米）

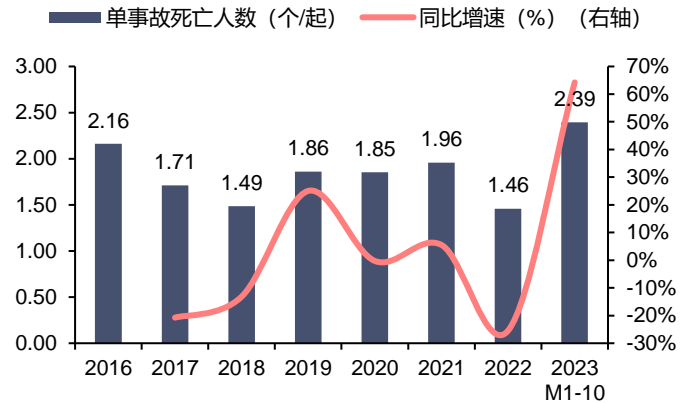


资料来源：中国煤炭工业协会，信达证券研发中心

增产保供期间，煤矿持续高强度高负荷运转违背矿井均衡均量生产组织规律，导致煤矿采掘接续明显紧张，安全生产事故频发。为持续保持高强度生产组织，完成年度保供任务，部分煤矿存在采掘接续布置不够合理、“三量”管理不够有力、灾害治理滞后、生产组织不科学等原因，导致采掘接续紧张问题突出、系统性安全风险加剧，对煤矿生产安全造成较大挑战。2023 年以来，我国发生多起煤矿重大安全生产事故，尤其是多企类似内蒙古阿拉善新井煤业有限公司露天煤矿等连续发生多起影响较为恶劣、情节较严重、死亡人数较多的重大安全事故。我们不完全统计，截至 10 月 15 日，2023 年以来至少发生煤矿安全事故 119 起，共致 285 人死亡，单事故死亡平均人数由 2022 年的 1.46 人/起显著上升至 2.39 人/起。值得关注的是，据事故调查报告，大部分煤矿事故主要原因涉及违规生产组织、违规外包、超能力组织生产、边建设边生产等。与此同时，采掘失调有可能导致煤炭产量“断崖式”下降的问题已引发高度关注。2023 年 4 月，山西省应急管理厅（省地方煤矿安全监督管理局）出台《关于强化煤矿采掘接续紧张管控工作的若干措施》（以下简称《若干措施》）。从 4 月开始至 12 月底，山西各级煤矿安全监管部门对全省所有正常生产的煤矿开展煤矿采掘接续紧张专项整治，加强执法检查。2023 年 10 月，甘肃省应急厅组织全省矿山安全生产大起底大排查专项行动发现甘肃省部分煤矿存在采掘接续紧张的问题，制定了《强化煤矿采掘接续紧张管控工作的若干措施》以加强对煤矿安全生产工作的管理。

图 9：2016-2023 年 1-10 月我国煤矿事故数和死亡人数


资料来源：央视网、新华社、中国能源报、人民网、中新网、国家矿山安全监察局、澎湃、中国长安网、新浪新闻，信达证券研发中心注：2023 年统计日期截至 10 月 15 日

图 10：2016-2023 年 1-10 月单起事故死亡人数及同比增速


资料来源：中国煤炭工业协会、煤炭资源网、国际煤炭网、新华社、中国矿业网、美国劳工部，信达证券研发中心

两办印发《关于进一步加强矿山安全生产工作的意见》，煤矿安全强监管趋常态，产地供给约束增强。2023 年以来，受煤矿重大安全事故较多的影响，煤矿产地安监力度总体呈现趋紧趋严趋强趋长，产地煤矿安全监管持续升级，煤矿处罚从严从重，涉及重大事故隐患的煤矿立即停产整顿。内蒙古新井露天矿发生特别重大坍塌事故后，除部分露天矿井停产整顿后，国家矿山安监局责令对问题严重的 32 处煤矿撤销产能核增文件或中止产能核增程序，退回至原有产能（合计撤销核增产能约 2625 万吨）。9 月 6 日，中共中央办公厅、国务院办公厅发布《关于进一步加强矿山安全生产工作的意见》，严格灾害严重煤矿安全准入，主要包括严格矿山安全生产准入（如停止新建产能低于 90 万吨/年的煤与瓦斯突出、冲击地压、水文地质类型复杂的煤矿）、推进矿山转型升级（加快矿山升级改造）等。短期看，我国产能 90 万吨/年以下的正常生产煤矿约 1000 个、产能规模约 4.3 亿吨/年，正常建设煤矿约 300 个、产能规模约 8000 万吨/年。我们认为，在安全生产工作愈发趋严的背景下，在产煤矿产量或将面临收缩，而在建煤矿的产能释放节奏则也或将趋缓，且可能会加快存量小型矿井尤其 30 万吨/年以下煤矿的整合重组或关闭退出。中长期看，煤矿准入条件和审批流程更为严格，尤其是焦煤多为高瓦斯、埋藏深、产能规模小的灾害严重煤矿，在当前我国焦煤供给已经处于衰减态势的基础上，本次《意见》又进一步要求停止新建低于 90 万吨/年的灾害严重煤矿，或将直接制约焦煤新增供给，或将对炼焦煤影响更为深远。

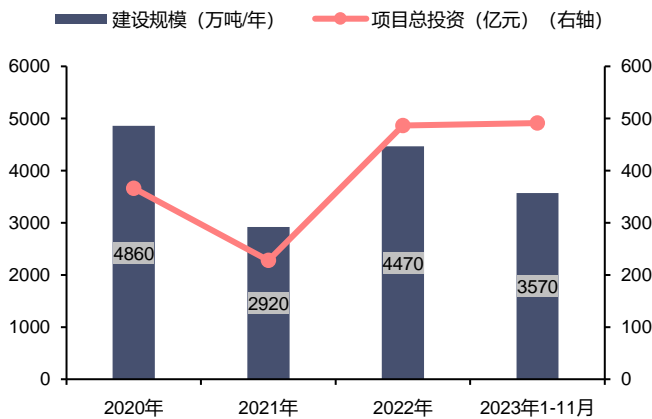
此外，尤需关注的是，自 2021 年增产保供以来，我国集中核增了大批煤炭产能，且在规定的期限内允许在未完成产能核增全部手续的情况下优先按照核增后的产能组织生产（如核增产能煤矿采用承诺方式进行产能置换的，其落实产能置换指标的期限为取得核增产能批复后 1 年内落实，不能按期落实的煤矿产能恢复至核增前产能，列入煤炭行业失信名单），但在安全生产强监管趋势下，部分证照手续尚未齐备的核增矿井后续生产组织具有较大的不确定性。

1.1.2 煤炭产能核准新增空间有限，且进一步向西北地区集中，尤以新疆居多

近年来国家发改委、能源局并未大幅核准批复煤矿建设项目，未来煤炭新增产能释放空间有限。据我们不完全统计，2023 年 1-11 月，国家发改委、国家能源局核准批复煤矿产能规模 3570 万吨，涉及项目总投资金额为 490 亿元，相比 2022 年并无明显增长。整体看，我国目前煤矿核准批复规模保持稳态，并无大幅增加煤矿项目的核准批复，未来煤炭新增产能释放空间有限。从分布区域看，2020 年以来，国家发改委和国家能源局共核准产能 120 万吨/年以上的煤矿项目 47 个，相应核定产能达 15820 万吨/年，除 1 例（210 万吨/年）位

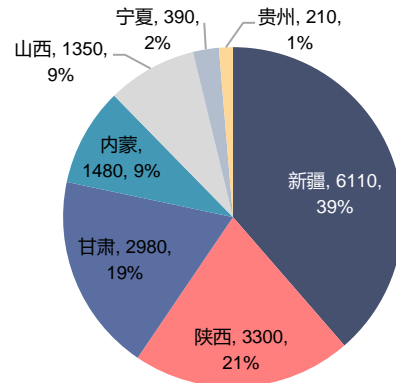
于贵州外，其余全部位于晋陕蒙新为代表的西北地区，其中新疆地区的煤炭核准项目数量达 26 个（6110 万吨/年），占 2020 年以来核准产能的 39%，是我国煤炭开发力度最大的地区。

图 11：2020 年以来不同地区煤矿核准数量及产能情况



资料来源：国家发改委，国家能源局，信达证券研发中心。注：2020-2022 年数据为国家发改委，能源局核准批复数据（产能 120 万吨以上）；2023 年数据为新闻整理的不完全统计。

图 12：2020 年以来各省区煤炭核准产能占比（万吨/年）



资料来源：国家发改委，国家能源局，信达证券研发中心。注：2020-2022 年数据为国家发改委，能源局核准批复数据（产能 120 万吨以上）；2023 年数据为新闻整理的不完全统计。

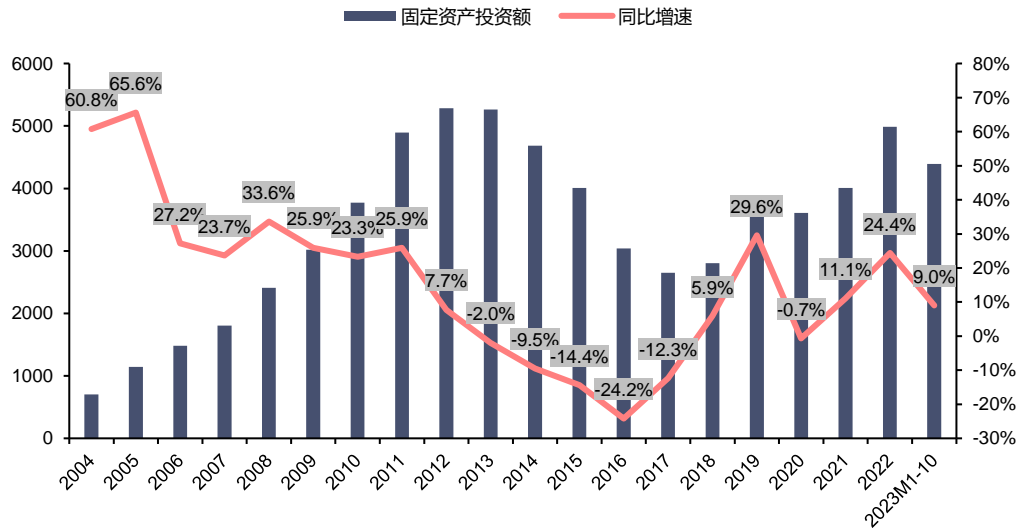
2023 年全国自然资源工作会议提出“全面启动新一轮战略性矿产国内找矿行动”，有助于推动煤炭增产上储。回顾上一轮找矿战略突破行动，2011 年国务院批准实施《找矿突破战略行动纲要（2011-2020）》，要力争用 8-10 年时间，形成一批重要矿产资源战略接续区，推进矿产资源产业向西部地区转移、向海域拓展，为经济平稳较快发展提供有力的资源保障和产业支撑。至 2021 年，我国找矿取得重要进展和突破，全国新形成的 32 处非油气矿产资源基地，其中 25 处分布在西部，占全国总数的 78%，我国矿产资源勘查开发重心向西部转移。2023 年 1 月，全国自然资源工作会议提出，要围绕加强重要能源矿产资源国内勘探开发和增储上产，全面启动新一轮战略性矿产国内找矿行动，同时在区域上明确在西部重点突破、新增资源基地。

表 2：新一轮找矿战略突破行动仍然以西部地区为重点

时间	项目	内容
2011-2020 年	上一轮找矿突破战略行动	要力争用 8-10 年时间，形成一批重要矿产资源战略接续区， 推进矿产资源产业向西部地区转移、向海域拓展 ，为经济平稳较快发展提供有力的资源保障和产业支撑。
2023 年-至今	新一轮找矿突破战略行动	在区域上，油气资源将按照“稳定东部、强化中部、加快西部、拓展海域”的思路进行部署；固体矿产将在东部攻深找盲、稳定资源供应， 在西部重点突破、新增资源基地 。

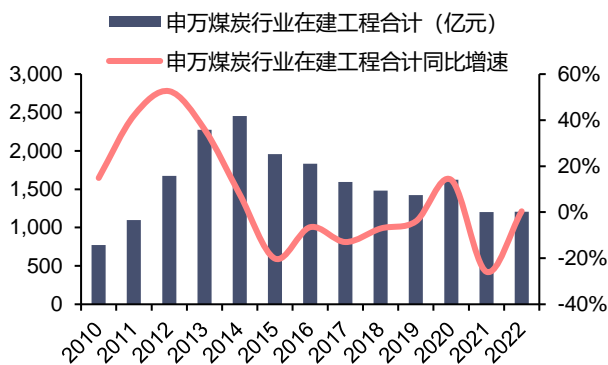
资料来源：自然资源部，信达证券研发中心

近两年煤炭采选行业固定资产投资持续抬升，但今年固定资产投资同比增速明显放缓。2021 年-2023 年 1-10 月，煤炭行业固定资产投资开始明显增加，其同比增幅分别为 11.1%、24.4%、9%，但绝对额仍未明显超过“十二五”同期水平。值得注意的是，相较过去十年，2021 年起煤炭行业资本开支快速增加，并不意味着新建矿井的投资大幅增加。主要原因：除生产矿井正常生产投资和在建矿井建设投资外，一方面，智能矿山建设及配套的机械设备更新改造投资大幅增长；另一方面，现有生产井工煤矿加大准备和开拓巷道工程，致使井巷工程投资快速增加，以及山西、内蒙古、陕西等多地明确要求加快在建矿井的工程进度使得续建矿井投资增加。此外，由于新建矿井吨产能投资显著增加，导致相同规模固定资产投资总额形成的新增产能减少。

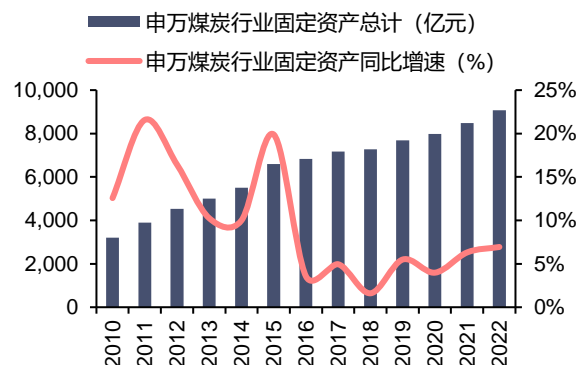
图 13: 我国煤炭采选业固定资产投资变化 (亿元、%)


资料来源: iFind, 信达证券研发中心

2016年后, SW 煤炭行业在建工程和固定资产总额总体较为平稳, 并未明显增加。煤炭企业产能扩张行为在企业的资产负债表上表现为在建工程的增加, 通过在建工程可以追踪煤炭企业的产能扩张迹象。2017年以来, 煤炭行业在建工程整体呈同比下降趋稳态势。与此同时, SW 煤炭行业固定资产总额小幅增加但同比增速无明显上涨, 且较 2016 年前差距较大, 也反映出煤炭企业并未进行大幅度扩产行动, 新建产能有限。

图 14: 2016 年后 SW 煤炭行业在建工程额较平稳


资料来源: 国家发改委, 国家能源局, 信达证券研发中心

图 15: 2016 年后 SW 煤炭行业固定资产增速较平稳


资料来源: 国家发改委, 国家能源局, 信达证券研发中心

从主要煤企集团的在建煤矿规模来看, 当前并未大幅投资煤矿新建项目。据我们统计, 以产量贡献排名靠前的 9 家主要煤企集团在建煤矿看, 当前合计在建煤矿项目 12580 万吨, 其中山东能源集团、晋控煤业集团、陕煤化集团、中煤集团和山西焦煤集团在建煤矿产能较多, 分别为 1400/1500/2100/1200/4380 万吨。

表 3: 煤企集团在建煤矿项目情况 (不含上市公司在建煤矿项目)

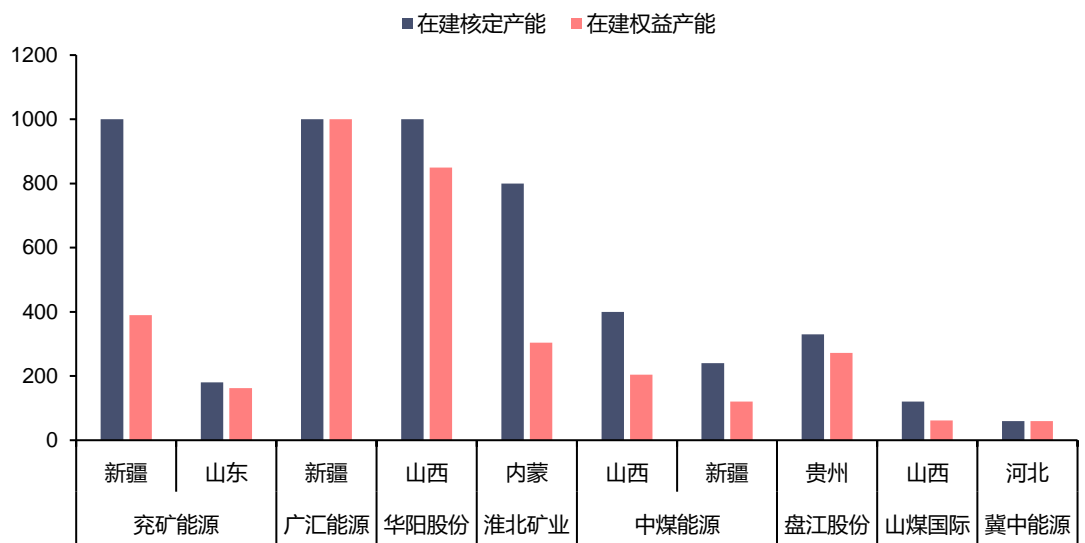
公司	煤矿项目	产能 (万吨/年)	合计 (万吨/年)
山东能源集团	长城二矿二期项目	400	1400
	鲁新煤矿	500	
	油房壕矿井	500	
国家能源投资集团	五彩湾矿区二号露天煤矿	400	1900
	准东煤田大井矿区二号矿井	600	
	玻璃沟煤矿	400	
	黑岱沟煤矿	500	
晋能控股煤业集团	大西庄煤矿	500	1500
	潘家窑煤矿	1000	
陕西煤业化工集团	西卓煤矿	300	2100
	王峰煤矿	300	
	尔林兔一号煤矿	1500	
中煤能源集团	大南湖七号井煤矿	1200	1200
潞安化工集团	新疆	200	290
	山西	90	
山西焦煤集团	吕临能化项目	1000	4380
	和善矿井	180	
	贾郭矿井	180	
	正晖煤业	90	
	鑫顺煤业	180	
	郑家庄煤矿	150	
	吕家岭煤矿	600	
	杨庄煤矿	500	
	安泽唐城煤矿	300	
	中峪煤矿	500	
	吴家峁矿井	300	
	谭坪矿井	400	
	中国平煤神马控股集团	梁北二井	
夏店矿		150	
察尔齐矿		90	
冀中能源集团	磁西一号矿井	180	540
	东兴泰矿	60	
	青海江仓一号井	90	
	新疆塔什店一号井	120	
	合计	12580	

资料来源: 各煤企集团债券募集说明书, 信达证券研发中心。注: 未列示上市公司在建煤矿项目

主要煤企上市公司拥有在建产能和潜在开发探矿权相对有限, 且主要集中在新疆、内蒙区域。我们通过对 14 家主要煤炭上市公司的在建产能进行梳理, 其中 8 家企业拥有在建矿井, 合计在建产能 5130 万吨。兖矿能源、广汇能源、华阳股份和淮北矿业是在建产能较多的煤炭上市公司, 分别拥有在建核定产能 1180/1000/1000/800 万吨/年。在 13 个在建矿井中, 兖矿能源的五彩湾露天煤矿和广汇能源的马朗露井联采煤矿具备较大的产量释放空间, 其余井工煤矿产量释放空间较小。五彩湾露天煤矿当前核定产能 1000 万吨/年, 二期产能可核增至 2000 万吨/年, 远期产能可达 4000 万吨/年。按照《加快新疆大型煤炭供应保障基地建设服务国家能源安全的实施方案》, 马朗一号煤矿一期产能 500 万吨/年, 储备产能 500 万吨/年。从现有探矿权看, 7 家企业拥有探矿权, 合计资源储量为 460 亿吨。兖矿能源、中国神华和中煤能源是探矿权资源储量较多的煤炭上市公司, 分别拥有探矿权资源储

量 180/152/69 亿吨。值得注意的是，各企业在建产能预计集中在 2025-2026 年建成投产，而对于取得探矿权时间较早但至今未开发的探矿权，其后续开发进度可能不及预期，后续新增接续产能规模有限。

图 16: 主要煤炭上市公司在建煤矿产能 (万吨/年)



资料来源: 各公司公告, 信达证券研发中心

表 4: 主要煤炭上市公司在建产能情况

上市公司	在建矿井	煤种	省区	权益比例	核定产能(万吨/年)	权益产能 (万吨/年)	预计投产时间
兖矿能源	万福煤矿	肥煤、焦煤	山东	90%	180	162	2024
	五彩湾煤矿	不粘煤、长焰煤	新疆	39%	1000	390	2025
陕西煤业	-	-	-	-	-	-	-
中国神华	-	-	-	-	-	-	-
中煤能源	里必煤矿	无烟煤	山西	51%	400	204	2024
	苇子沟煤矿	动力煤	新疆	50%	240	120	2025
山煤国际	庄子河矿井	贫煤	山西	51%	120	61	2024
广汇能源	马朗一号煤田	长焰煤	新疆	100%	1000	1000	2023
晋控煤业	-	-	-	-	-	-	-
冀中能源	邢台矿西井	肥煤、1/3 焦煤	河北	100%	60	60	2023
淮北矿业	陶忽图煤矿	不黏煤	内蒙古	38%	800	304	2025
山西焦煤	-	-	-	-	-	-	-
平煤股份	-	-	-	-	-	-	-
盘江股份	发耳二矿西井一期	瘦煤	贵州	90%	90	81	试运转中
	杨山矿	焦煤、瘦煤	贵州	86%	120	103	2025
	马依西一井二采区	贫煤、瘦煤	贵州	74%	120	88	2024
潞安环能	-	-	-	-	-	-	-
华阳股份	七元煤矿	无烟煤	山西	100%	500	500	2024
	泊里煤矿	贫煤、无烟煤	山西	70%	500	350	2026
合计					5130	3432	

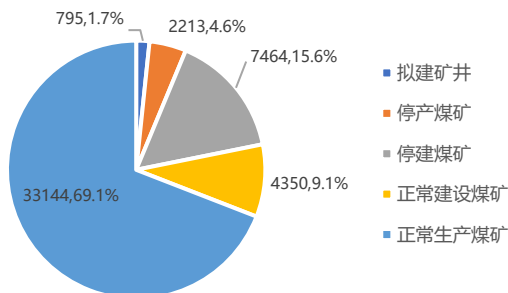
资料来源: 各公司公告, 信达证券研发中心

表 5: 主要煤炭上市公司现有探矿权

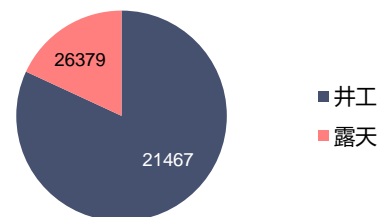
上市公司	探矿权	省区	资源储量(亿吨)	取得时间
兖矿能源	刘三圪旦井田	内蒙古	31.2	2018
	嘎鲁图井田	内蒙古	12.3	2018
	黄草湖一至十一勘查区	新疆	136.1	2023
陕西煤业	小壕兔一号	陕西	6.6*	2022
	小壕兔西部	陕西	9.8*	2022
中国神华	台格庙勘察区	内蒙古	141.6	2013
	新街矿区	内蒙古	10.8	2022
中煤能源	丰予探矿权	山西	20.9	2008
	马营堡探矿权	山西	21.6	2008
	母杜柴登井田探矿权	内蒙古	11.4	2008
	纳林河矿区二号井田探矿权	内蒙古	15.1	2008
广汇能源	淖毛湖煤田东部勘查区	新疆	29.5	2013
	淖毛湖煤田农场煤矿东部勘查区	新疆	0.6	2013
山煤国际	-	-	-	-
晋控煤业	-	-	-	-
冀中能源	东胜煤田张大银煤矿东侧 46 号区块边角煤炭	内蒙古	0.2	2019
淮北矿业	-	-	-	-
山西焦煤	-	-	-	-
平煤股份	宝丰县贾寨-唐街煤勘探	河南	12.6	2021
盘江股份	-	-	-	-
潞安环能	-	-	-	-
华阳股份	-	-	-	-

资料来源: 兖矿能源、陕西煤业、中国神华、中煤能源、广汇能源、山煤国际、晋控煤业、冀中能源、淮北矿业、山西焦煤、平煤股份、盘江股份、潞安环能、华阳股份年报、鄂尔多斯政府网、搜狐、上海证券报、中国证券网、自然资源部、中国神华官网、东方财富网, 信达证券研发中心。注: 标*储量数据为可采储量口径。

新疆优质煤炭资源开发提速, 成为重要煤炭开发战略基地。新疆是我国重要的煤炭资源接续区和战略性储备区, 煤炭资源丰富且分布范围广, 大多是整装待开发煤田, 储量大、埋藏浅、开采条件好、煤炭种类齐全, 预测资源量 2.19 万亿吨, 占全国的 39.3%, 新疆累计探明煤炭资源储量达 4225.58 亿吨。2016 年, 新疆成为我国第十四个大型煤炭基地, 新疆地区着力推进“三基地一通道”建设, 煤炭、煤电、煤化工产业步入发展快车道。2022 年, 新疆成为我国五大煤炭供应保障基地之一, 其在我国能源安全保障体系中的地位和作用越来越重要。值得注意的是, 当前疆煤外运仍然受制于铁路运力问题。疆煤外运铁路通道呈现“一主两翼”布局, 兰新线是疆煤外运的主通道, 受限于兰新二线未能发挥分流客运运能, 兰新线仍处于客货混运状态, 其短期运力仍然紧张; 临哈铁路是疆煤外运的北翼通道, 近期运力达 1950 万吨, 远期运力可达 2920 万吨; 格库铁路是疆煤外运的南翼通道, 主要服务南疆货物, 煤炭运输相对较少。

图 17: 新疆煤矿产能按照矿井状态


资料来源: 信达证券研发中心整理, 注: 数据截止 2022 年底, 其中停产、停建矿井大部分时间较长, 重新复工难度较大。

图 18: 新疆煤矿产能按照矿井类型分布情况 (万吨)


资料来源: 信达证券研发中心整理, 注: 数据截止 2022 年底, 包含停产、停建矿井。

表 6: 主要煤企上市公司及其控股股东在新疆地区所属煤矿情况

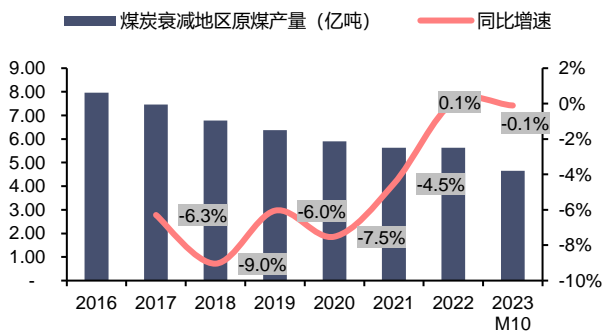
所属企业	矿井名称	区域	类型	核定产能	生产状态	备注
山东能源集团	库车市永新矿业有限责任公司	阿克苏地区库车市	井工	60	正常生产煤矿	
	新汶矿业集团(伊犁)能源开发有限责任公司一矿	伊犁哈萨克自治州察布查尔锡伯自治县	井工	1000	正常生产煤矿	
	兖矿新疆矿业有限公司硫磺沟煤矿	昌吉回族自治州昌吉市	井工	150	正常生产煤矿	兖矿能源
	伊犁新矿煤业有限责任公司	伊犁哈萨克自治州霍城县	井工	750	正常生产煤矿	
	新疆兖矿其能煤业有限公司准东五彩湾矿区四号露天矿	昌吉回族自治州昌吉市	露天	1000	正常生产煤矿	
新疆广汇集团	伊吾广汇矿业有限公司白石湖露天煤矿	哈密市伊吾县	露天	1300	正常生产煤矿	
	新疆天隆希望能源有限公司五彩湾矿区二号露天煤矿	昌吉回族自治州吉木萨尔县	露天	400	正常建设煤矿	中国神华
国家能源集团	国家能源集团新疆能源有限责任公司乌东煤矿	乌鲁木齐市米东区	井工	600	正常生产煤矿	
	国家能源集团新疆能源有限责任公司托克逊县黑山露天煤矿	吐鲁番市托克逊县	露天	1300	正常生产煤矿	
	国能新疆红沙泉能源有限责任公司	昌吉回族自治州奇台县	露天	2000	正常生产煤矿	
	国能新疆宽沟矿业有限责任公司	昌吉回族自治州呼图壁县	井工	180	正常生产煤矿	
	国能新疆屯宝矿业有限责任公司	昌吉回族自治州昌吉市	井工	270	正常生产煤矿	
	国能新疆准东能源有限责任公司	昌吉回族自治州吉木萨尔县	露天	2600	正常生产煤矿	
	国网能源哈密煤电有限公司大南湖一号矿井	哈密市伊州区	井工	1000	正常生产煤矿	
	国网能源哈密煤电有限公司大南湖二分公司	哈密市	露天	1300	正常生产煤矿	
	国网能源和丰煤电有限公司沙吉海一号矿井	塔城地区和布克赛尔蒙古自治县	井工	500	正常生产煤矿	
	国网能源新疆准东煤电有限公司准东煤田大井矿区二号矿井	昌吉回族自治州奇台县	井工	600	正常建设煤矿	
中煤能源集团	国投哈密能源开发有限责任公司大南湖七号井煤矿	哈密市伊州区	井工	1200	正常建设煤矿	
	哈密市和翔工贸有限责任公司巴里坤别斯库都克露天煤矿	哈密市巴里坤哈萨克自治县	露天	200	正常生产煤矿	
	哈密市和翔工贸有限责任公司巴里坤吉郎德露天煤矿	哈密市巴里坤哈萨克自治县	露天	200	正常生产煤矿	
	新疆伊犁犁能煤炭有限公司新疆伊犁皮里青露天煤矿	伊犁哈萨克自治州伊宁县	露天	150	正常生产煤矿	
	中煤能源新疆鸿新煤业有限公司苇子沟煤矿	昌吉回族自治州呼图壁县	井工	240	正常建设煤矿	中煤能源上海能源
冀中能源集团	拜城县峰峰煤焦化有限公司弘扬煤矿	阿克苏地区拜城县	井工	60	正常生产煤矿	
	拜城县峰峰煤焦化有限公司新疆拜城矿区七号矿井(东兴泰煤矿)	阿克苏地区拜城县	井工	60	正常建设煤矿	
	拜城县峰峰煤焦化有限公司新疆拜城县矿区八号井田	阿克苏地区拜城县	井工	90	正常建设煤矿	
	新疆天顺矿业有限公司	哈密市巴里坤哈萨克自治县	井工	60	正常建设煤矿	
新疆邢美矿业有限公司塔什店矿区一号井	巴音郭楞蒙古自治州库尔勒市	井工	120	正常建设煤矿		
潞安工集团	潞安新疆煤化工(集团)有限公司露天煤矿	哈密市伊州区	露天	300	正常生产煤矿	
	潞安新疆煤化工(集团)有限公司二矿	哈密市伊州区	井工	220	正常生产煤矿	
	潞安新疆煤化工(集团)有限公司砂墩子煤矿	哈密市伊州区	井工	300	正常生产煤矿	

资料来源: 信达证券研发中心整理

1.1.3 中东部存量煤矿产能加速衰减，叠加煤质下降或成常态，制约煤炭实际有效供给

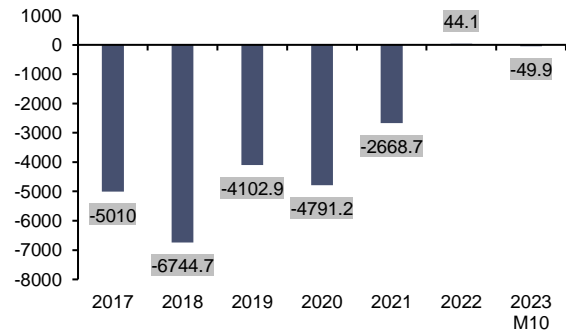
中东部区域煤矿产能退出和原煤产量衰减制约着主消费产地煤炭供给，区域性结构性缺煤矛盾或将持续存在。2016-2022年，全国23个产煤省份中仅晋陕蒙新等9个省份原煤产量实现增长，由25.41亿吨增长至39.33亿吨，增加13.9亿吨，年复合增长速度7.6%。其余14个省份原煤产量均出现下滑，由7.96亿吨下滑至5.63亿吨，原煤产量下降2.33亿吨，年复合下降速度5.6%。2022年增产保供政策下，多数省份实现煤炭产量增加，但仍有山东、安徽和贵州等6个省份煤炭产量降低。在增产保供政策下煤矿高负荷生产，山东、安徽和贵州等地的原煤产量仍然下降，这些地区的煤炭产量衰减情况尤为严重。2023年以来，即使在增产保供政策背景下，14个省份原煤产量回归衰减态势，进一步说明了我国中东部地区煤炭产量或将呈现衰减态势。

图 19: 2016-2023M1-10 煤炭产量衰减地区原煤产量情况



资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心。注：煤炭产量衰减地区指2016-2022年14个原煤产量下滑的省份，主要有河南、河北、贵州、山东、安徽等地。

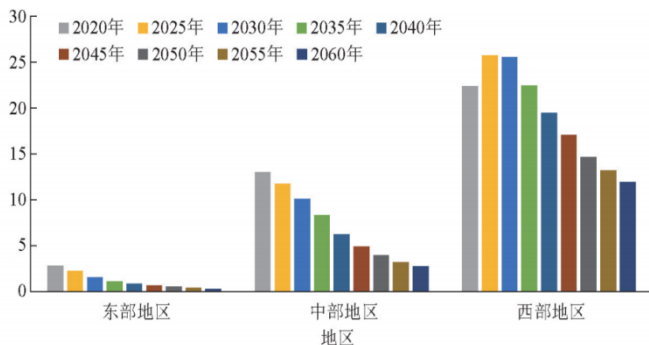
图 20: 2017-2023M1-10 煤炭产量衰减地区衰竭量 (万吨)



资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心。注：煤炭产量衰减地区指2016-2022年14个原煤产量下滑的省份，主要有河南、河北、贵州、山东、安徽等地。

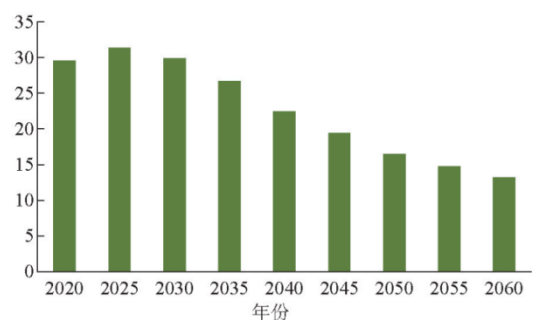
中长期看存量煤矿产能或将加速衰竭退出，2030年或降至37亿吨左右。根据朱吉茂等《“双碳”目标下我国煤炭资源开发布局研究》，考虑衰老煤矿报废、落后产能淘汰、薄厚煤层配采和薄煤层开采、资源压覆、地质条件变差等因素，经模型测算，我国现有煤矿产量2030年前可维持在37亿吨以上；2030年后，随着资源枯竭煤矿范围扩大，现有煤矿产量进入持续快速下降通道，2035年、2050年分别降至32亿、19亿吨；2060年降至14.9亿吨，较2020年下降62%。同时，2022年2月以来，我国已陆续核增一批煤矿产能，对减轻短期煤炭供应压力将发挥重要作用，但同时也加速了相应煤矿的资源衰竭，缩短剩余服务年限。

图 21: 各地区现有煤矿生产趋势预测 (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

图 22: 晋陕蒙产能衰减趋势预测 (万吨)

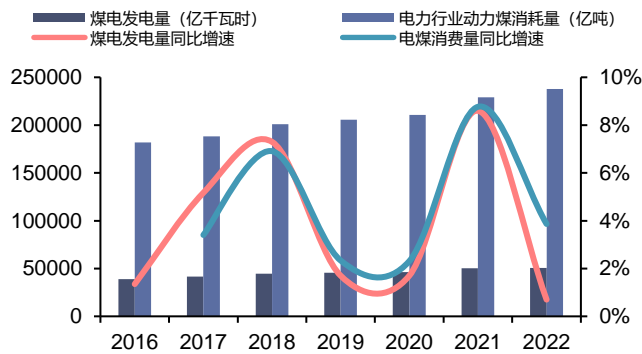


资料来源：朱吉茂等《“双碳”目标下我国煤炭资源开发布局研究》，信达证券研发中心

增产保供以来，电煤消费增速明显快于火电发电量增速，火电耗用标煤量占电煤消费量比重持续下降，均反映出国内电煤平均热值出现明显下滑。从同比增速看，2022年，我国煤电发电量50770亿千瓦时，同比增长0.7%；电煤消费量23.78亿吨，同比增长3.9%。与

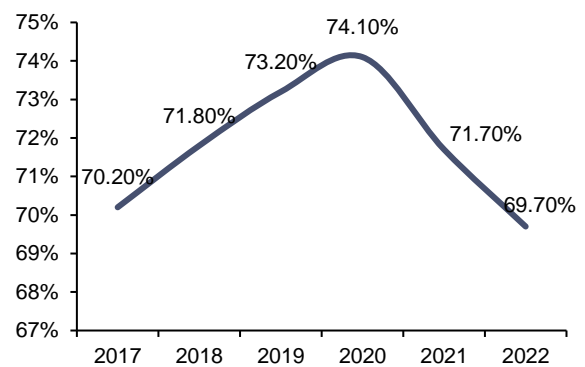
此同时，从标煤占电煤消费占比看，2022年，我国煤电耗用标煤量14.78亿吨，煤电电煤耗用量23.78亿吨，电煤转换为标煤的转换率为62.16%，同比下降2.1pct。依据标煤发热量为7000kcal/kg简要计算，2022年我国电煤平均发热量为4351kcal/kg，较2021年均值下降146kcal/kg，同比下降3.2%。由此可见，在煤电机组发电效率未大幅提升的情形下，近两年煤电机组耗煤水平基本持平，但2022年以来的我国电煤消费量增速明显快于煤电发电量增速，再叠加火电耗用标煤量占电煤消费比重明显下滑，煤炭行业洗选率明显下降，均印证了电煤发热量下降的判断。

图 23: 2016-2022 年煤电发电量及电煤消费量情况



资料来源: 煤炭资源网, 中电联, 信达证券研发中心

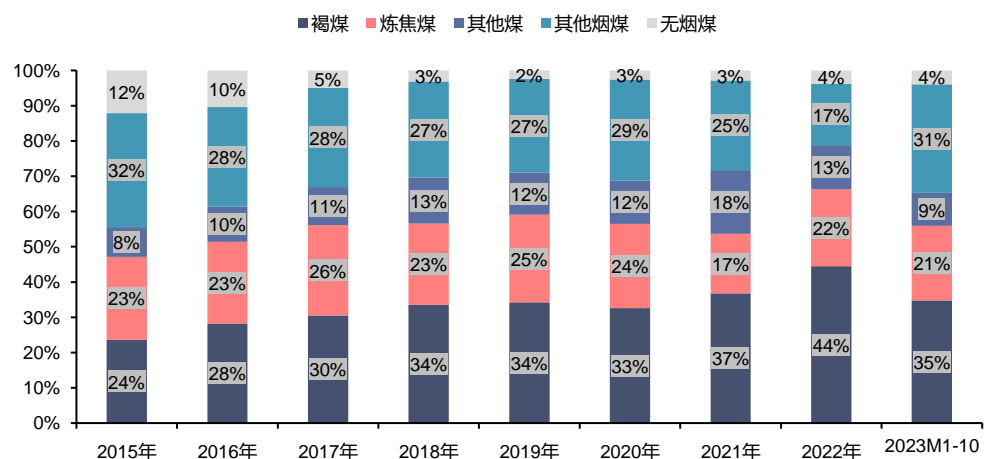
图 24: 近年来我国原煤入洗率持续下降 (%)



资料来源: 煤炭工业协会, 信达证券研发中心

近年来进口煤中褐煤占比明显提高，导致进口煤质呈下降趋势。自2015年以来，我国褐煤进口量持续快速上升，年均增速达15.3%。2015-2020年，我国进口褐煤的比例呈明显增长态势，尤其是2021年以来叠加全球煤炭供应紧张，海外高卡煤进口价格倒挂严重，2022年的褐煤进口占比已达44%。进口褐煤占比的持续上升，不仅致使我国进口煤煤质整体下滑，而且更多的低卡煤难以带动煤电机组在“迎峰度夏/度冬”期间的高负荷运转，进而影响实际等效进口量。

图 25: 2015 年-2023 年 1-10 月不同煤种进口量占比情况



资料来源: Wind, 信达证券研发中心

1.1.4 今年我国煤炭进口实现高增，展望 2024 年进口增量或将有限

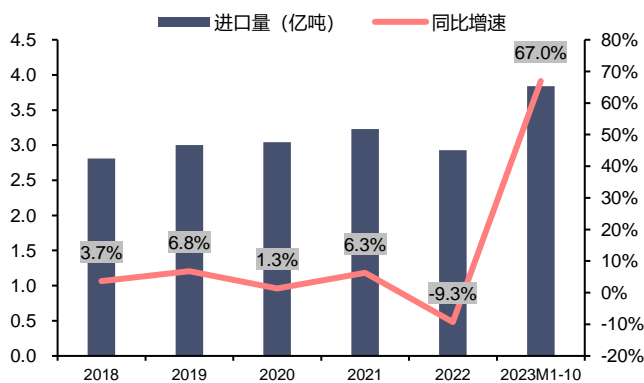
2023 年以来我国煤炭进口增幅明显，主要来源于印尼、俄罗斯、蒙古国和澳大利亚。2023 年 1-10 月，全国共进口煤炭 3.84 亿吨，同比增长 67%。进口量大幅增加的主要原因是：今年以来进口煤到岸价比内贸煤价格存在优势，推动终端进口煤采购积极性提高。综上所述我们认为，2023 年我国煤炭进口大幅增长的主要原因：一是全球煤炭供需阶段性宽松，

海内外煤炭价差扩大，进口煤零关税政策延续，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，主要增量来源澳大利亚、印尼和蒙古国；三是欧洲、日本和韩国因 2022 年抢购煤炭累积的高库存，今年进口明显减量，且造成部分煤炭转销至中国。

► **从来源国看**，2023 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 3.61 亿吨，占全国进口量的 94.21%。其中，今年 1-10 月我国自上述四国进口煤炭量分别为：印尼 18077 万吨，同比增长 36%；俄罗斯 8720 万吨，同比增长 61%；蒙古国 5405 万吨，同比增长 141%；澳大利亚 3944 万吨，同比增长 1281%。此外，进口哥伦比亚煤炭 240 万吨，南非煤炭 168 万吨，同比增加 863%、56%，主要原因是欧洲因库存高企，减少从哥伦比亚和南非的进口量，导致其转销至我国。

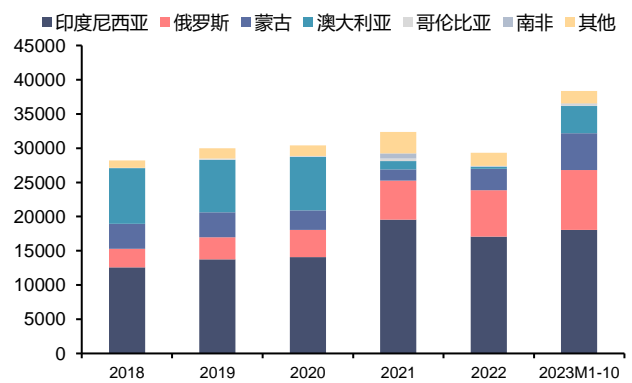
► **从增量结构看**，2023 年我国煤炭进口量大幅增长，主要是印尼、澳大利亚、俄罗斯、蒙古国贡献较大。2023 年 1-10 月，我国煤炭进口量同比增加 15356 万吨，其中从印尼进口增加 4769 万吨，占比 31%；从澳大利亚进口增加 3659 万吨，占比 24%；从俄罗斯进口增加 3318 万吨，占比 21%；从蒙古国进口增加 3166 万吨，占比 21%。

图 26: 2018-2023M10 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

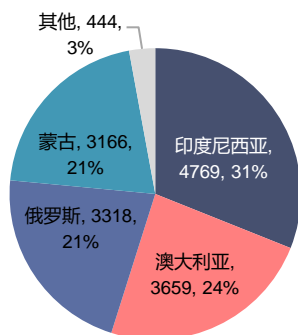
图 27: 2018-2023M10 中国分国别煤炭进口量 (万吨)



资料来源: 煤炭资源网, 信达证券研发中心

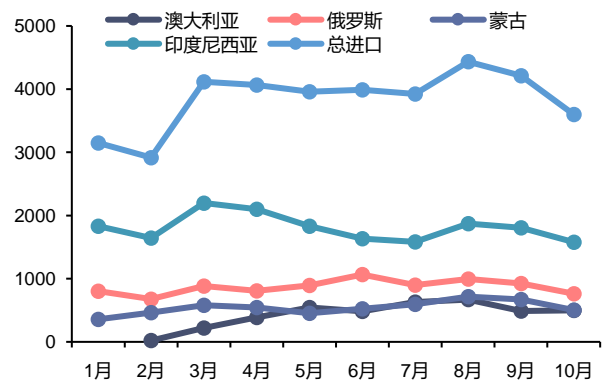
► **从月度进口量看**，2023 年 1-10 月，我国煤炭月度进口量已呈现环比下降趋势。2023 年 10 月，我国煤炭进口量为 3599 万吨，自 8 月以后我国煤炭月度进口量已呈现下降态势。从主要煤炭进口来源国看，印尼、俄罗斯、蒙古国和澳大利亚的月度进口量均呈现一定程度的下滑。今年澳煤恢复进口以来，澳洲煤炭进口量并未出现大幅增加，主要是由于澳煤贸易格局发生重塑，本属于中国的份额已被其他国家取代（尤其是冶金煤）。随着中国煤炭进口格局有望趋于稳定，我国对澳洲煤进口增量或有限。

图 28: 2023 年 1-10 月煤炭进口量增量贡献占比



资料来源: 煤炭资源网, 信达证券研发中心

图 29: 2023M1-10 中国月度进口量 (万吨)



资料来源: 煤炭资源网, 信达证券研发中心

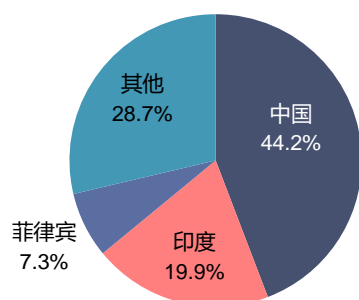
从煤炭出口国和进口国维度来看，我国煤炭进口大幅高增，并非全球煤炭出口国供给端大幅增长导致。从出口国方面看，2023Q1-3，印尼煤炭出口量为 3.76 亿吨、澳洲出口量为 2.54 亿吨、俄罗斯出口量为 1.65 亿吨、蒙古国出口量为 0.49 亿吨。以 2023Q1-3 出口量线性推算，印尼、澳洲、俄罗斯和蒙古国 2023 全年出口量分别有望达到 5.01/3.39/2.20/0.65 亿吨。整体看，出口国方面并无供给端的大幅增加，煤炭出口量的增加集中在印尼和蒙古国。从进口国方面看，2023Q1-3，我国煤炭进口量为 3.5 亿吨、印度进口量为 1.8 亿吨、日本进口量为 1.3 亿吨、韩国进口量为 0.9 亿吨、中国台湾地区进口量为 0.5 亿吨、德国进口量为 0.25 亿吨。以前三季度进口量线性推算，我国、印度、日本、韩国和中国台湾地区 2023 全年煤炭进口量分别有望达到 4.6/2.4/1.7/1.2/0.6/0.33 亿吨。整体看，中国煤炭进口量呈高增态势，印度煤炭进口量小幅增长，而德国、日本、韩国和中国台湾地区煤炭进口量基本维持稳态。从全球贸易格局看：

► **印尼煤炭出口主要销往中国和印度。**2023 年 1-10 月，我国从印尼进口煤炭 1.83 亿吨，占印尼煤炭出口总量的 44.2%；印度作为印尼的第二大客户，前 10 个月进口约 8200 万吨，占印尼煤炭出口总量的 20%；菲律宾是印尼第三大出口市场，占 7.2% 的份额。印尼煤炭出口大幅增加，主要受益于其煤炭热值较低、价格更为便宜。对于中国和印度等主要煤炭消费国而言，进口印尼煤炭具有运费优势和交货时间优势。

► **澳大利亚煤炭主要销往日本、中国、印度等地。**2023 年 1-9 月，日本从澳洲进口煤炭 7610 万吨，占比 29.9%；我国从澳洲进口煤炭 3870 万吨，占比 15.2%；印度从澳洲进口煤炭 3770 万吨，占比 14.8%；除日本、中国和印度外，其余出口煤炭主要销往韩国、中国台湾、越南、欧盟等国家和地区。

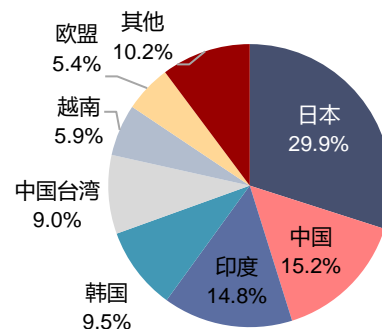
► **俄罗斯煤炭主要销往中国、印度和土耳其，蒙古国煤炭主要销往中国。**俄罗斯方面，2022 年 2 月俄乌冲突爆发后，欧盟和英国停止进口俄罗斯煤炭，使得俄罗斯煤炭出口格局发生变化，原出口欧洲的煤炭转向亚太国家，形成以中国、印度和土耳其等国为主的新出口格局。蒙古国方面，由于蒙古国为内陆国家，且仅与中国和俄罗斯接壤，因此蒙古国煤炭主要销往我国。

图 30: 2023M1-10 印度尼西亚煤炭出口结构

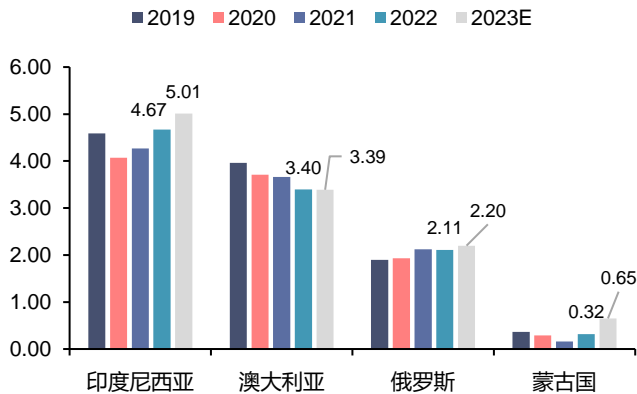


资料来源：煤炭经济研究会，信达证券研发中心

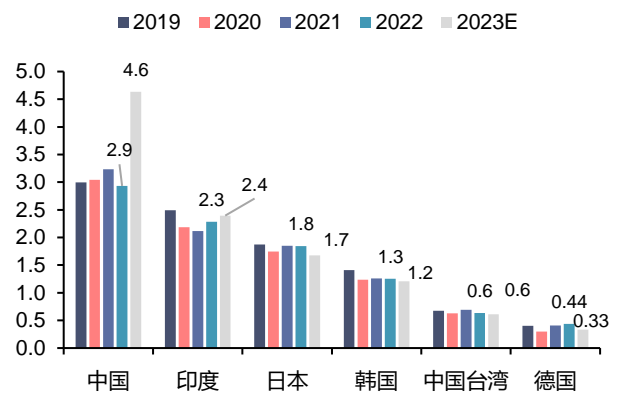
图 31: 2023M1-9 澳大利亚煤炭出口结构



资料来源：煤炭经济研究会，信达证券研发中心

图 32: 2019-2023 年主要煤炭出口国煤炭出口量 (亿吨)


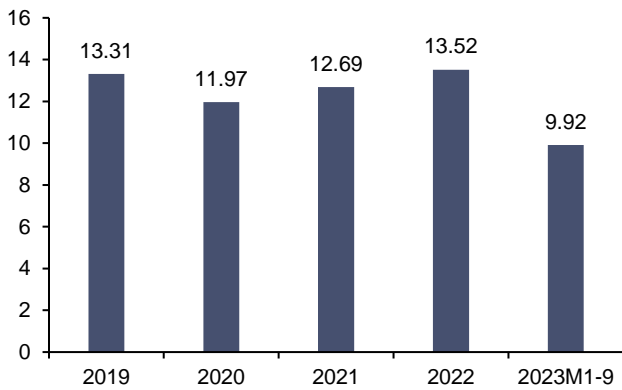
资料来源: 煤炭经济研究会, 信达证券研发中心。注: 2023 年预测数据是依据 2023 年 Q1-3 出口量线性推算。

图 33: 2019-2023 年主要煤炭进口国家和地区煤炭进口量 (亿吨)


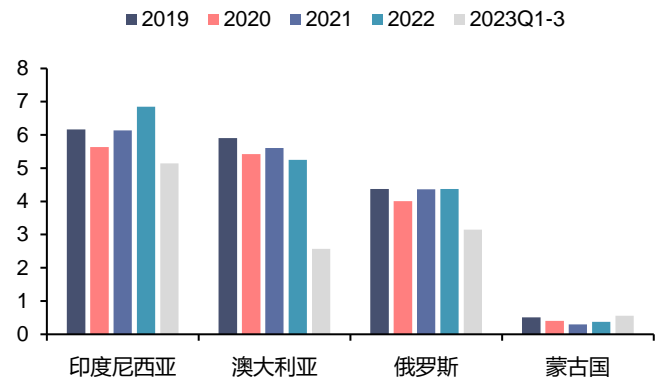
资料来源: 煤炭经济研究会, 信达证券研发中心。注: 2023 年预测数据是依据 2023 年 Q1-3 进口量线性推算。

国际海运煤炭贸易量已恢复至新冠疫情前水平, 国际煤炭贸易量增加空间或有限。据 AXS Marine 船舶航运数据显示, 2023 年 1-9 月, 国际海运煤炭装运量累计为 9.92 亿吨, 不仅高于 2022 年同期的 9.4 亿吨, 而且还首次出现高于疫情前 2019 年同期的 9.75 亿吨。国际海运煤贸易量已完全恢复到新冠疫情前的水平, IEA 预测 2023 年国际海运煤炭贸易量有望达到 13.35 亿吨。

- 印尼方面, 2020-2022 年煤炭产量由 5.63 亿吨增加至 6.85 亿吨, 涨幅达 21.67%。2023 年前三季度, 印尼煤炭产量继续维持高增态势, 煤炭产量为 5.14 亿吨, 同比增长 14%。印尼煤炭产量经历三年快速增长后, 露天煤矿的高强度开采或将面临生产接续紧张的问题, 煤矿产能继续挖潜的空间有限。
- 澳大利亚方面, 受拉尼娜现象导致的暴雨影响, 过去几年澳洲煤炭产量呈下降态势。2023 年拉尼娜现象结束, 澳洲煤炭行业又面临劳动力短期问题, 煤炭产量恢复性增长较慢。展望 2024 年, 我们预计澳洲煤炭产量有望保持恢复态势, 煤炭产量实现小幅增长。
- 俄罗斯方面, 受欧美西方国家制裁, 煤炭产量和出口都受到制约。2023 年 1-10 月, 煤炭产量为 3.6 亿吨, 同比微增 0.3%。根据俄罗斯能源部预测, 2023 年俄罗斯煤炭产量将保持在 4.4 亿吨左右, 同比下降 0.7%。我们预计, 未来俄罗斯煤炭产量和出口量也难有大的增量。
- 蒙古国方面, 2023 年 1-10 月, 煤炭产量为 6379 万吨, 煤炭产量创历史新高, 比 2022 年同期增加 3848 万吨, 同比增长 152%。据煤炭经济研究会预计, 伴随着蒙古国煤炭产量高增和新冠疫情后通关效率提高, 2023 年蒙古国煤炭出口量将超 6000 万吨。展望 2024 年, 受限于现有的运输瓶颈及其产量增量, 中蒙煤炭产量和边境通关效率继续增长空间均有限, 中国对蒙煤的进口增量或有限。
- 印度方面, 2023 年 1-9 月煤炭进口量为 1.8 亿吨, 同比下降 0.1%。2023 年印度煤炭进口量增幅有限主要存在两方面原因, 一是印度前 9 个月煤炭产量同比增长 12%, 较高的增速满足了自身的部分煤炭需求; 二是印度作为对成本比较敏感的市场, 中国煤炭进口量激增, 挤占了印度煤炭进口空间。当前印度正处于经济高速增长阶段, 其电力和钢铁需求均呈现快速上涨态势, 而印度当前电力供应仍较为紧张, 并且缺乏优质炼焦煤资源。因此, 我们预计印度煤炭需求将保持较快速度增长, 其煤炭进口量也将保持上升态势。

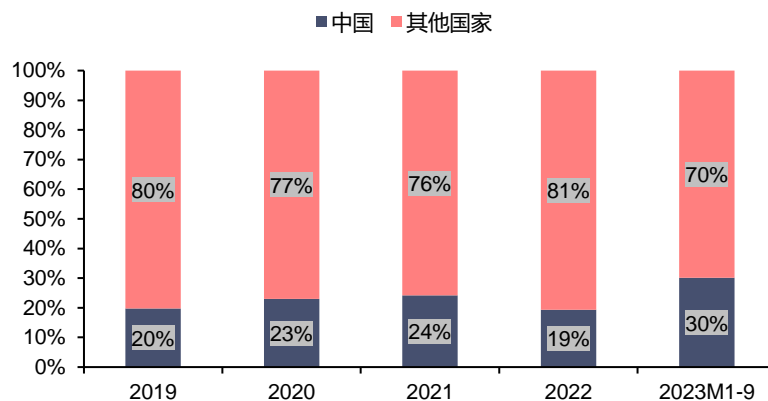
图 34：2019-2023M1-9 国际煤炭贸易量（亿吨）


资料来源：煤炭经济研究会，信达证券研发中心

图 35：2019-2023Q3 主要煤炭出口国产量（亿吨）


资料来源：煤炭经济研究会，信达证券研发中心。注：澳大利亚 2023 年产量为 1-6 月数据。

我国占国际海运煤贸易量比例显著提高，未来贸易占比提升空间亦有限。2023 年以来，国际海运煤炭贸易呈现增长态势。2023 年 1-9 月，中国煤炭进口量为 3.48 亿吨，其中海运煤进口量约为 2.99 亿吨（不含蒙古国进口量），占国际海运煤炭贸易量的比重达 30%。相较 2019-2022 年的占比水平，中国当前煤炭进口量占总贸易量的比重处于历史高位。

图 36：2019-2023M1-9 国际海运煤贸易量占比


资料来源：Wind，煤炭资源网，煤炭经济研究会，信达证券研发中心

综上，鉴于，我国主要煤炭进口国印尼、澳大利亚、俄罗斯、蒙古国等产量和出口量增量有限，印度煤炭进口需求依旧强劲，以及欧洲、日本和韩国恢复稳态化进口，难以继续大幅减量，叠加原本销往欧洲的哥伦比亚等国煤炭转销至我国非常态，我们预计 2024 年我国煤炭进口量难以增长且可能同比下降。

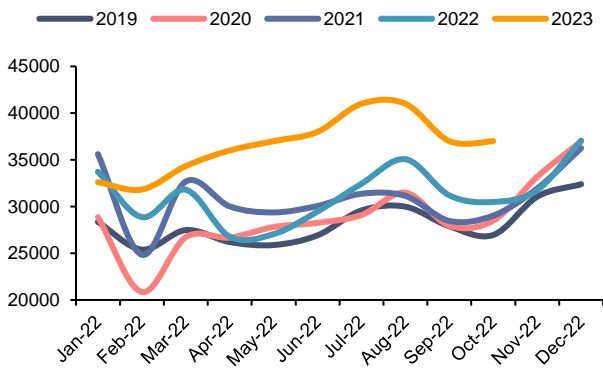
1.2 需求端：短期需求拐点已现，电煤对煤炭中长期需求仍有较强支撑

1.2.1 火电保持较高增速拉动电煤消费，经济复苏拉动非电用煤边际改善

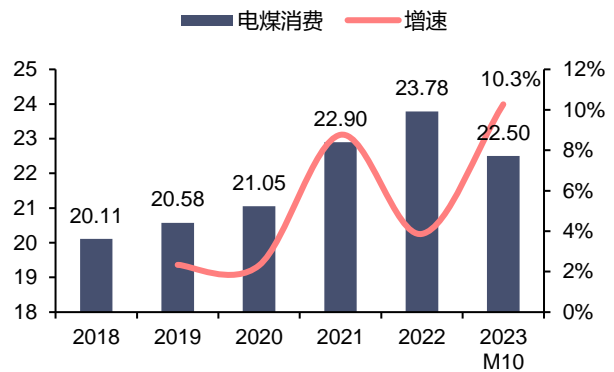
2023 年低经济预期下，煤炭消费呈明显增长态势，电煤需求表现较强。2023 年 1-10 月，我国商品煤消费量 38.1 亿吨，分别较 2021 年、2022 年同期上涨 6.72pct、7.63pct。其中，电力行业商品煤消费量为 22.5 亿吨，同比增长 10.3%。2023 年我国电力需求用煤仍维持较高增速，伴随着火力发电量较快增长，电力行业煤炭消费量持续高于往年。非电用煤方面，在化工用煤的持续增长带动之下，非电煤耗量整体也呈上涨趋势。随着财政政策在基建端的发力，有望对冲地产下行带来的影响，有利于建材行业用煤的增长。

需关注的是，从社会用电量看，2023 年 1-9 月，全国全社会用电量 6.86 万亿千瓦时，同比增长 5.6%，增速比上年同期提高 1.6 个百分点，其中，一、二、三季度全社会用电量同比

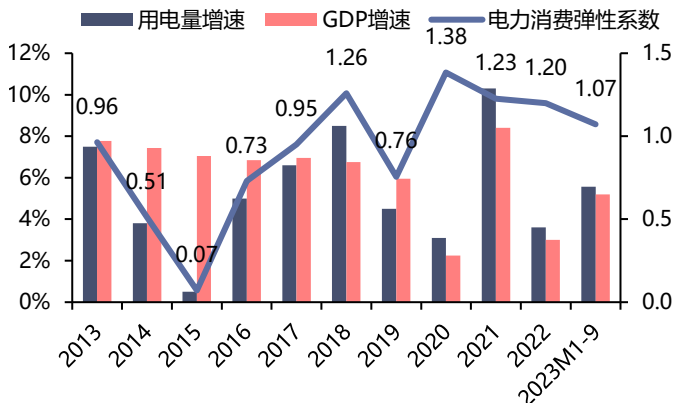
分别增长 3.6%、6.4%和 6.6%。中电联预计 2023 年全社会用电量 9.2 万亿千瓦时，同比增长 6%左右，高于 2022 年增速，其中，四季度全社会用电量增速预计超过 7%，高于三季度增速。从发电量看，2023 年 1-9 月，全国规模以上电厂火电增长 5.8%，明显高于规模以上电厂发电增速 4.2%，拉动电煤消费量大增。尤为重要的是，2019 年以来，尽管经历了疫情影响，我国的电力消费弹性系数一直高于 1.0，2023 年前三季度电力弹性消费系数为 1.07，随着四季度全社会用电量的增速上涨，电力弹性系数或将进一步上升。

图 37: 商品煤月度消费量情况 (万吨)


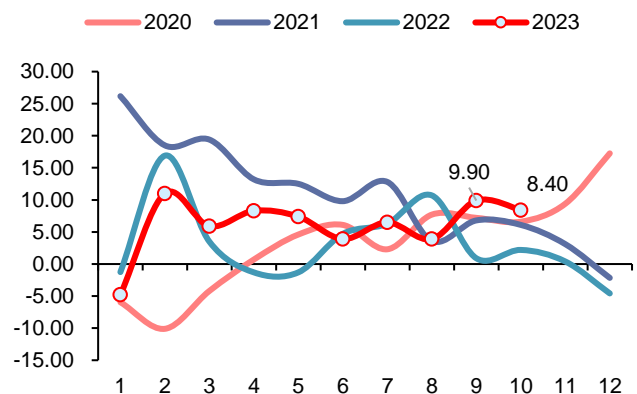
资料来源: 煤炭资源网, 信达证券研发中心

图 38: 2018-2023 年 1-10 月电力用煤消费量 (亿吨)


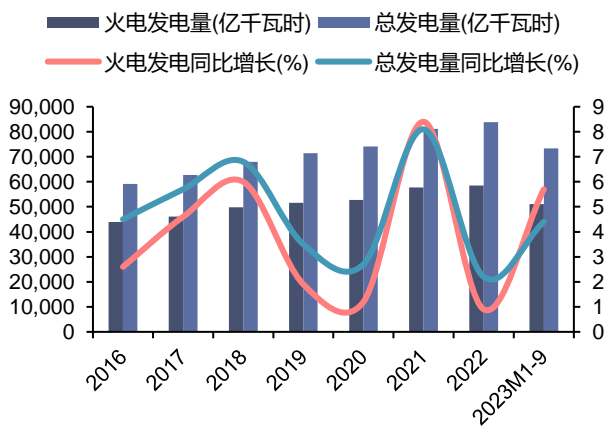
资料来源: 煤炭资源网, 信达证券研发中心

图 39: 2013 年以来全国社会用电量增速及 GDP 增速 (%)


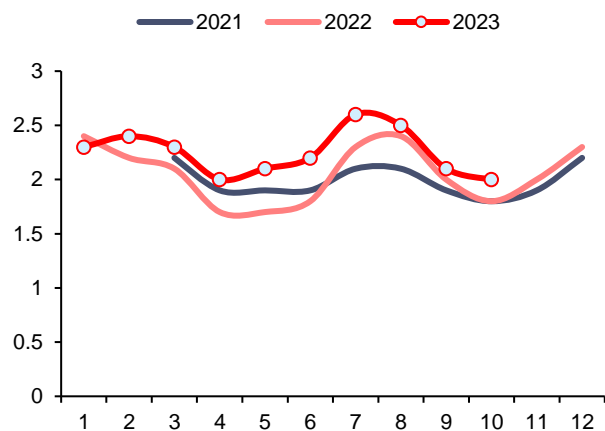
资料来源: wind, 信达证券研发中心

图 40: 全国社会用电量月度增速 (%)


资料来源: wind, 信达证券研发中心

图 41: 2023 年 1-9 月火力发电增速快于全国发电量增速


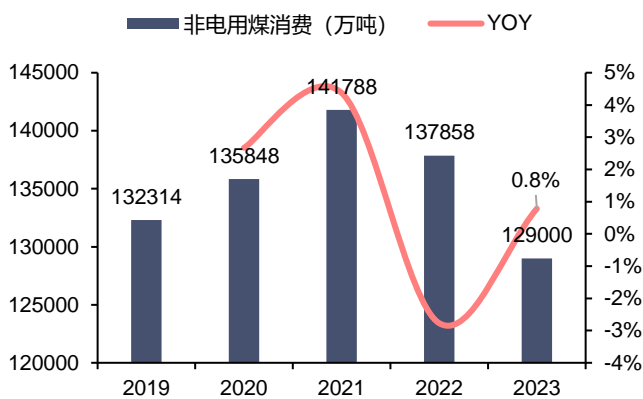
资料来源: iFIND, 信达证券研发中心

图 42: 2023 年以来电力行业煤炭消费量高于往年 (亿吨)


资料来源: CCTD, 信达证券研发中心

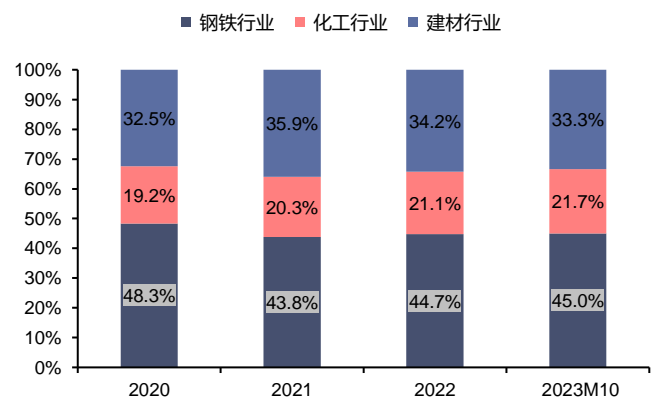
非电需求方面，在经济复苏较为平缓的环境下，2023年1-10月同比增加0.8%。受益于煤化工行业的产能建设，化工用煤需求自2020年来稳步增长，化工用煤在非电用煤方面的占比从2019年的19.2%提升到当前的21.7%。2023年1-10月，我国化工用煤保持高位，优于往年同期耗煤情况，同比增速为4.6%，尤其是今年下半年，随着煤化工产品价格上行，叠加下游终端的主动补库，我国化工行业耗煤量以及甲醇开工率持续走高，边际上对动力煤消费产生较大支撑。冶金行业用煤、建材用煤增速分别在2021年、2022年后企稳回升，其中冶金用煤自2021年的43.8%增至2023年的45%，建材用煤占比自2021年的35.9%逐年回落至33.3%。随着我国有望对房地产政策的逐步松绑，预期房地产市场有望趋于稳态，钢材以及焦煤需求有望逐步向好。同时，随着财政政策在基建端的发力，有望对冲地产下行带来的影响，有利于建材行业用煤的增长。

图 43: 2023 年非电用煤消费呈反弹趋势



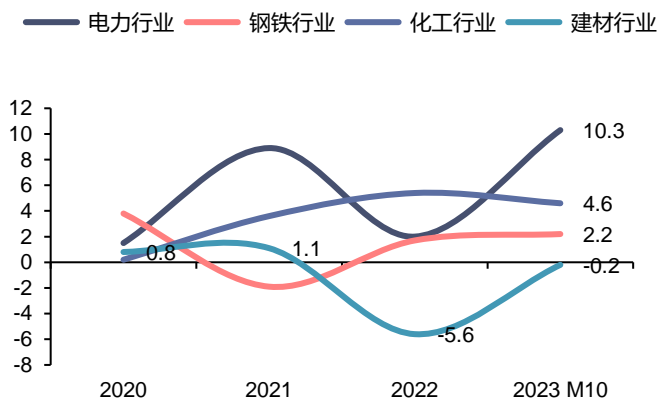
资料来源: 万得, 信达证券研发中心

图 44: 非电用煤需求占比 (%)



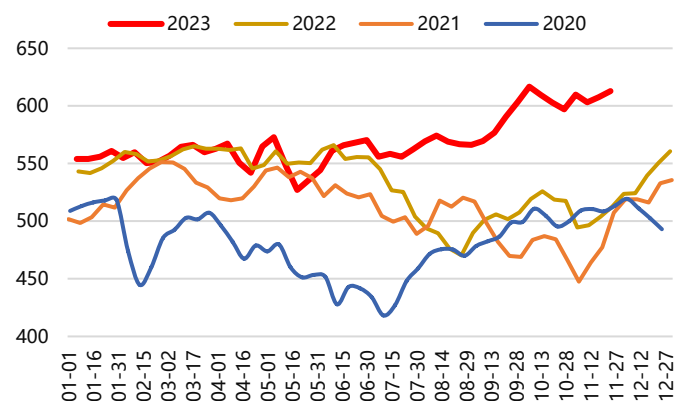
资料来源: CCTD, 信达证券研发中心

图 45: 分行业商品煤消费量增速 (%)



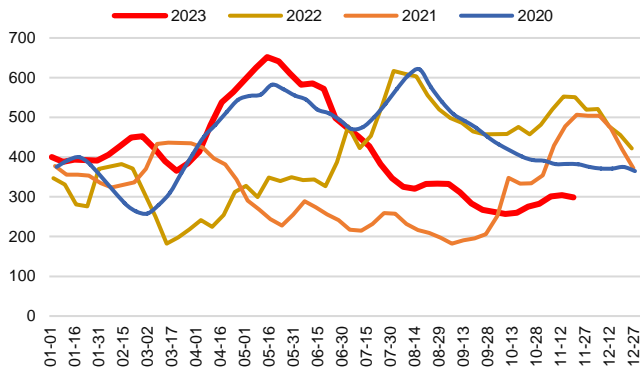
资料来源: CCTD, 信达证券研发中心

图 46: 2023 年以来化工行业煤炭消费量高于往年 (万吨)

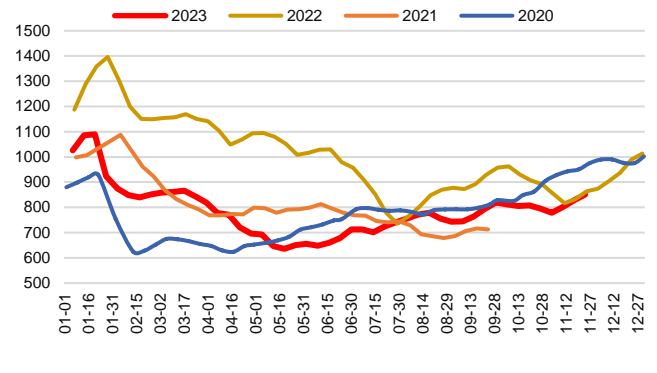


资料来源: CCTD, 信达证券研发中心

产地、焦化厂炼焦煤库存已处低点，有望迎来补库需求。2023年以来，产地炼焦煤库存在2023年5月中旬到达高点后持续回落，目前在低位平稳运行。由于生产商受到价格剧烈波动影响，成本端较难把控，继续延续采购低库存策略转嫁风险，230家焦化厂库存也处于较低位置。当前，产地、焦化厂焦煤库存仍处于近年来较低位置，并未出现大幅累库现象，未来存在较大补库空间。

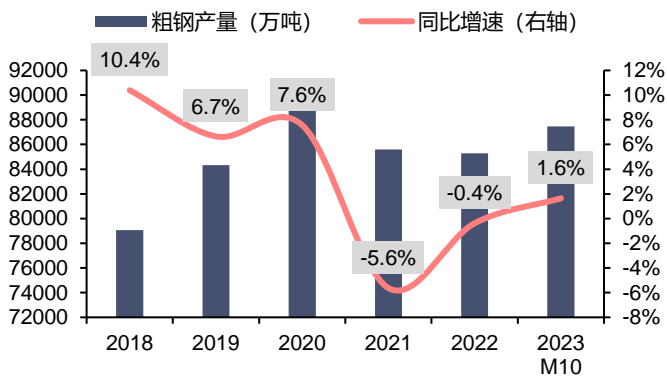
图 47: 生产地炼焦煤库存 (万吨)


资料来源: 煤炭资源网, 信达证券研发中心

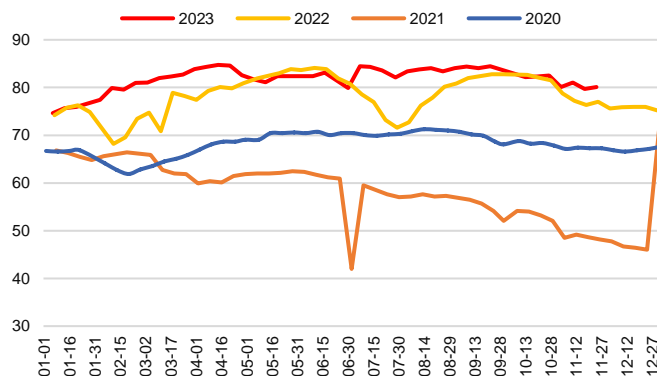
图 48: 国内独立焦化厂(230家)炼焦煤总库存 (万吨)


资料来源: Ifind, 信达证券研发中心

粗钢产量连续两年下降后迎来增长, 焦煤需求有望企稳向好。2023 年 1-10 月, 我国粗钢产量达 8.75 亿吨, 同比增长 1.6%。相较于 2021 和 2022 年粗钢产量下降的态势, 2023 年以来我国粗钢产量实现正增长, 带动焦煤需求企稳回升。从国内高炉开工率来看, 今年以来高炉开工率维持高位, 当前开工率超过往年同期水平, 表明整体对焦煤消费拉动较好。与此同时, 从粗钢生产工艺上, 长流程占比提高&转炉环节废钢比下降, 铁水需求量有望抬升或拉动喷吹煤、炼配焦煤需求水平。短流程受到能耗双控、电价上浮、废钢供应量短缺等多重因素的影响, 与长流程相比无竞争优势, 短流程占粗钢产量的比例持续下降, 我们预计, 短期难以根本性扭转电钢比下降趋势。此外, 受废钢供给有限的影响, 废钢价格长期维持高位, 长流程转炉环节添加废钢经济性较差, 年内长流程废钢比(转炉添加废钢比例)也呈下降态势。综合来看, 我们预计随着长流程占比的上升及转炉废钢比的下降, 铁水需求量有望抬升, 或进一步拉动炼焦煤、喷吹煤的需求量。

图 49: 2018-2023M10 粗钢产量及增速 (万吨; %)


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

图 50: 2020 年以来我国高炉开工率情况 (%)


资料来源: CCTD, 信达证券研发中心

1.2.2 新一轮煤电新周期开启, 新建煤电机组集中投产有利于电煤消费

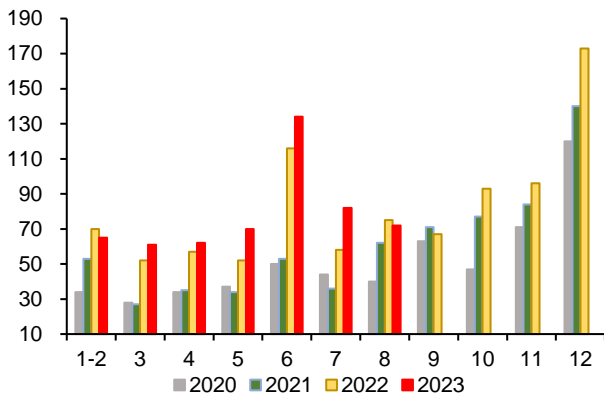
火电新周期开启, 投资额逆势上扬。投资强度方面, 自 2021 年四季度以来, 火电投资额逆转持续多年的下跌趋势, 迎来上升拐点, 累计同比持续攀升, 增速逐月提高。2021 年火电年投资额达 672 亿元, 同比增速达 18.31%, 火电投资连续 5 年逐年下滑的情况得以逆转; 2022 年火电年投资额达 909 亿元, 同比增速达 35.27%, 增速持续攀升; 2023 年 1-10 月火电累计投资额达 635 亿元 (同比+16.20%)。

政策重点转向安全保供, 火电项目核准开工全面提速。2022 年 8 月四川缺电发生后, 9 月国家发改委召开了煤炭保供会议, 提出“今明两年火电将新开工 1.65 亿千瓦”的火电建设目标。火电项目核准开工全面提速。据我们统计, 2022-2023 年 1-10 月, 国内新增火电项目核准容量达 145.2GW, 国内新增火电项目开工容量达 143.86GW。从结构上看, 除五大

 请阅读最后一页免责声明及信息披露 <http://www.cindasc.com> 26

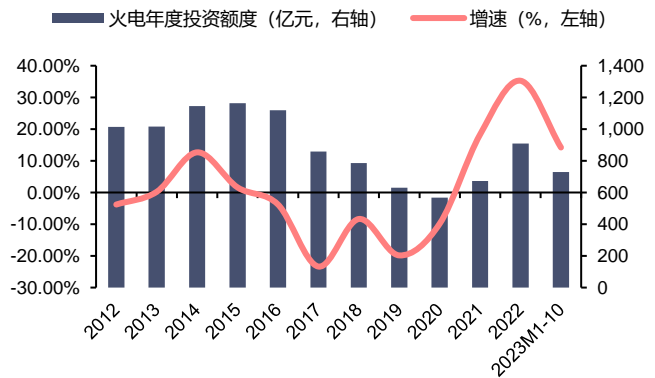
发电央企（国家能源集团、中国华能集团、中国华电集团、中国大唐集团、国家电力投资集团）持续发力投建火电外，地方能源电力企业和煤炭企业投资建设火电积极性也有所提高，在核准和开工口径的占比合计分别为 44.31%和 40.71%。由于地方政府需落实压紧能源保供任务，地方能源企业投建火电积极性反而较高；煤炭企业过去两年得益于高煤价实现较好的收益，投建及参股火电积极性有所提高。

图 51: 2020-2023 年 8 月火电投资额逐月情况 (亿元)



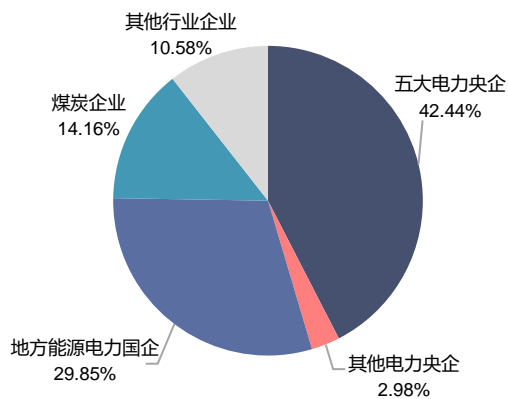
资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

图 52: 2012-2023M1-10 火电年度投资情况及增速



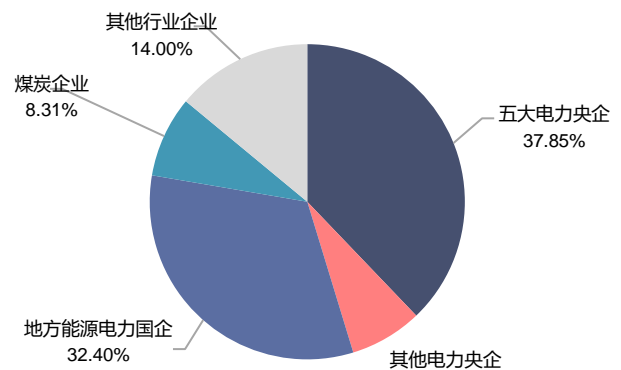
资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

图 53: 2022-2023 年 1-10 月火电项目核准结构情况



资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

图 54: 2022-2023 年 1-10 月火电项目开工结构情况



资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

鉴于在过去连续两年多地区出现电力供需紧张的情况下，尤其是新能源消纳问题愈加凸显，2022 年以来持续加码煤电等支撑下电源项目的审批建设。我们预计，按照煤电项目 1.5-2 年的建设期，未来 2024-2026 年有望迎来新建煤电项目密集投产期，叠加国家近期出台容量电价政策，进一步明确煤电压舱石作用，正向激励煤电项目建设投产积极性，同时煤电机组由于部分固定成本得到回收而对煤价的接受能力有所提升，有望拉动电煤需求。

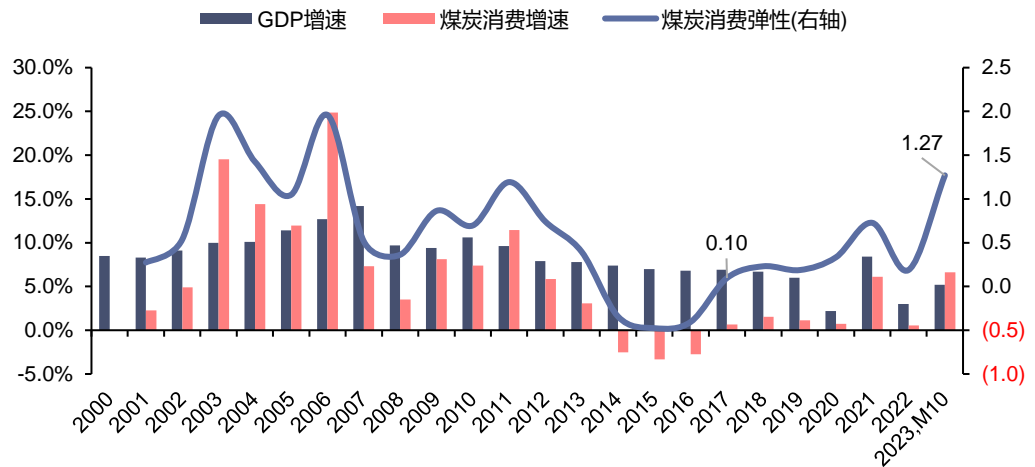
1.2.3 中长期看，新经济与生活用电有望取代高耗能成为全社会用电增量的拉动主力

根据我们信达能源团队《我国能源、煤炭需求中长期预测（二）》《2020-2025 电力电量分析与展望》研究成果，最近十年间，三产与居民生活用电已经成为全社会用电量增长的主要边际驱动因素，未来也有望取代高耗能成为全社会用电增量的拉动主力。但不同的是，第二产业本身用电量与产值之间呈现显著的线性关系，我国三产、居民用电弹性更高、韧性更强。

“十三五”以来我国煤炭消费逐步回升，煤炭消费弹性和消费增速保持正增长。期间，我国经济发展稳中向好、稳中有进，经济增长向高质量发展转变，能源消费持续保持回暖态

势，煤炭需求逐步回升，煤炭消费量由 2015 年的 39.9 亿吨增加至 2022 年的 43.2 亿吨。煤炭消费弹性在 2017 年以来保持在 0.1-1.38，煤炭消费增速保持正增长。

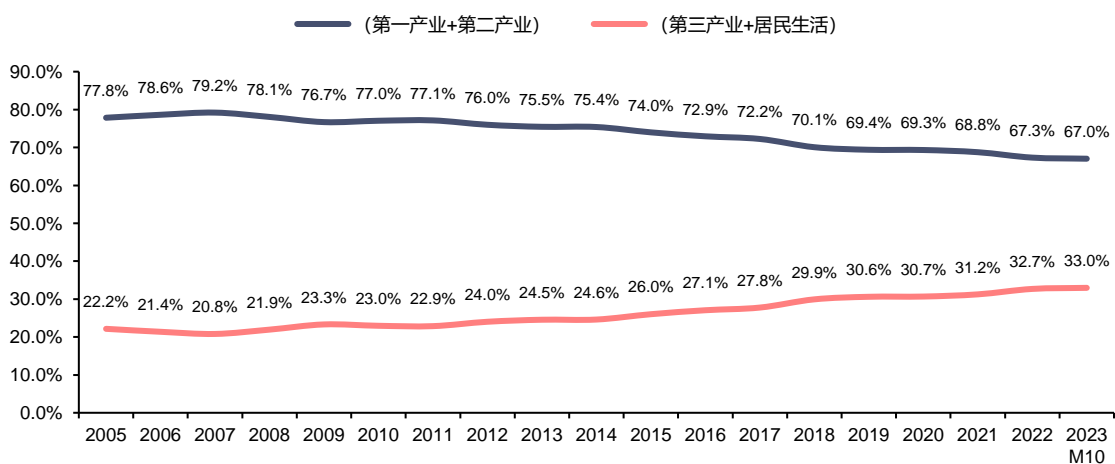
图 55: 煤炭消费增速与消费弹性 (%)



资料来源: 煤炭资源网, CCTD, 信达证券研发中心

第三产业加居民生活用电量占比超过 33%，并保持稳步增长态势。随着我国人均收入的提升以及经济结构转型升级的持续进行，近十年来，一产、二产用电量在总电量中的占比呈现持续走低趋势，2023 年 1-10 月，一产与二产用电量占比之和为 67.0%，较 2005 年下降 10.8%；与之相对应的，2023 年 1-10 月三产与居民生活用电量合计占比达 33.0%。另一方面，虽然我国三产+居民生活用电量占比在近十年间有了较大的提升，但是相较于欧美、日韩等发达国家，我国在三产发展、人均收入方面仍然有着较大的发展空间。我们认为，随着我国居民人均收入水平的进一步提升与产业升级持续进行，三产与居民生活用电量占比上行的趋势，在较长时间内都难以发生改变，而这两者有望驱动我国全社会用电量继续快速上行，然而由于现阶段的风光发电量规模仍相对较低，相当一段时间内煤电依然是满足社会经济发展需求的重要能源。

图 56: 分产业用电量占比情况 (%)



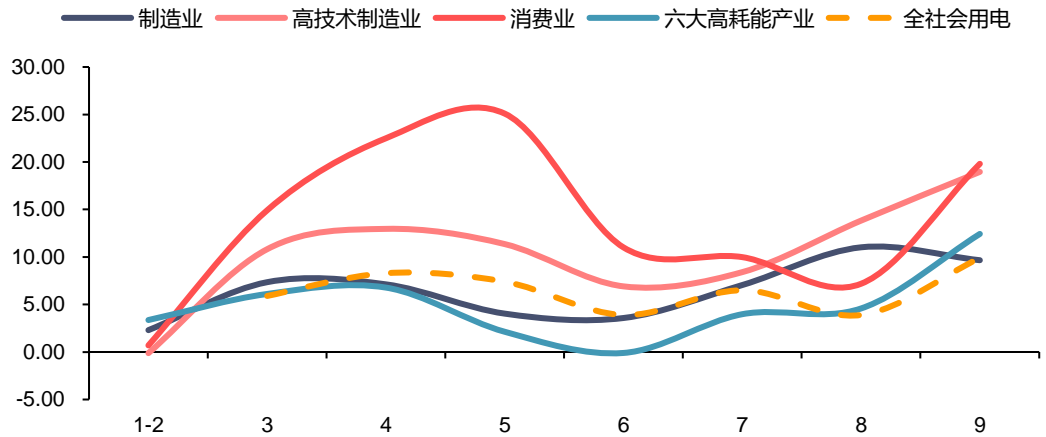
资料来源: 国家能源局, 信达证券研发中心

以高技术装备制造业、信息传输和互联网服务业为代表的新兴产业成为用电增量主力军。高附加值与高能耗，是新经济的鲜明特征。相较于第一产业与传统制造业，高技术装备制造业、信息技术服务业等新兴产业技术含量更高，经济附加值更大，行业平均利润水平更高，市场空间更为广阔，叠加我国在政策方面的大力支持，其成长上限更高，持续性更

请阅读最后一页免责声明及信息披露 <http://www.cindasc.com> 28

强。与此同时，包括 5G 基站、数据中心、新能源汽车、轨交装备制造、半导体制造、光伏组件制造等在内的新兴产业，在生产过程中均产生大量能耗，特别是对电能的消耗。2023 年我国消费业、高技术制造业用电增速显著高于全社会用电增速，六大高耗能产业增速低于全社会用电增速。

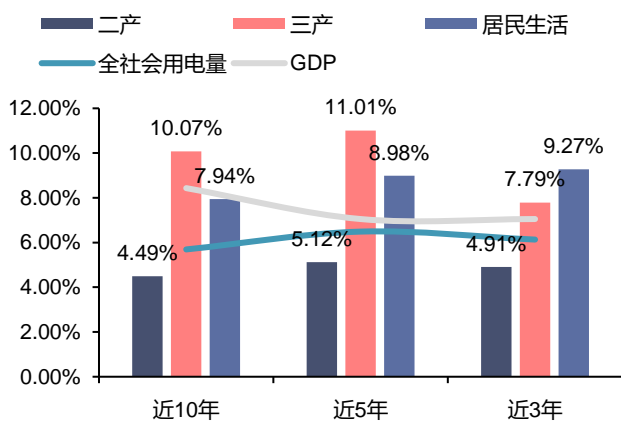
图 57：2023 年各行业月度用电增速对比（%）



资料来源：国家能源局，信达证券研发中心 注：消费业包括交通运输业、信息技术服务业、批发和零售业、住宿餐饮业、金融业、房地产业

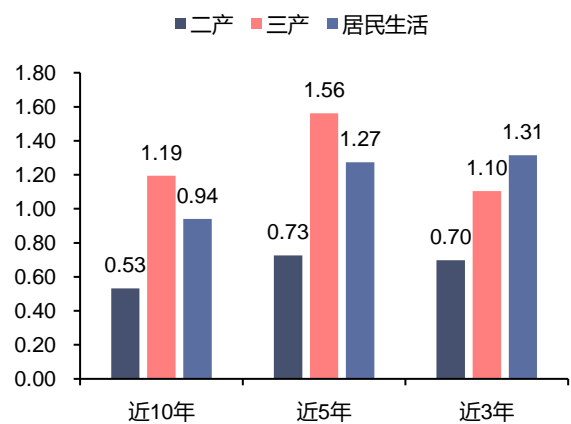
过去实践看，三产、居民用电弹性更高、韧性更强。通过分别梳理近 10 年、5 年、3 年的二产、三产、居民生活用电增速计算复合均值，并在此基础上计算平均电力弹性。不难发现，第三产业复合增速最高、弹性最大；居民生活用电在各个时间维度上整体高于复合全社会用电量增速与 GDP 增速。而用电量占比最大的第二产业，中长期来看用电量增速小于全社会平均水平，电力消费弹性亦小于 1.0。这也就意味着最近十年间，三产与居民生活用电已经成为全社会用电量增长的主要边际驱动因素。

图 58：二产、三产、生活用电量及 GDP 复合增速（CAGR）



资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 59：二产、三产、居民生活用电平均弹性系数

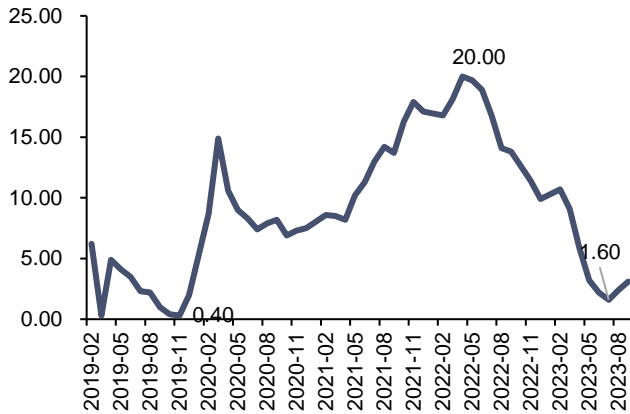


资料来源：Wind，信达证券研发中心

我国工业产成品库存同比已处低点，2024 年内有望迎来补库，拉动经济与电力消费边际抬升。以库存周期的角度看，我国工业去库存周期下，二产电力电耗弹性低，电力消费较弱，而补库存周期下二产往往迎来电耗弹性的提升。例如，2019 年我国库存产成品同比位于低点，2019 年后我国工业处于补库周期，全国产成品库存累计呈上涨趋势，从而带动二产电耗弹性系数上升，2020 年当年电力消费弹性系数最高。库存同比增速在 2021 年见顶，之后进入去库周期。截至 2023 年 9 月，我国工业产成品库存累计同比为 3.1%，已至相对低

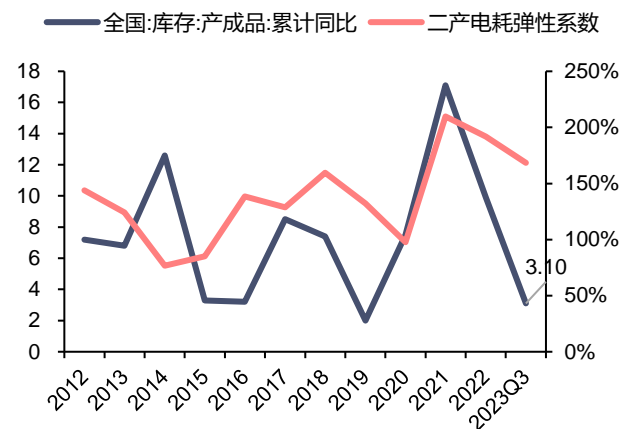
点。我们预计，在 2024 年我国或迎来新一轮补库周期，进而拉动经济复苏回暖，从而对电力消费带来有力提升。

图 60: 全国工业产成品库存月度累计同比 (%)



资料来源: wind, 信达证券研发中心

图 61: 库存周期与二产电耗弹性系数呈关联明显 (%)



资料来源: wind, 信达证券研发中心

1.3 供需：预计电煤消费 28 年达峰且存平台期，碳达峰前后全国煤炭缺口 8-10 亿吨

我们认为，新能源发电增量将无法完全覆盖用电需求的增量，仍需新增煤电贡献，理论测算预计 2028 年达峰。基于信达能源《新能源发展对电煤需求的影响分析》研究成果，在 GDP 增速逐年下降，能源消费弹性逐年下行的基准情形下（6%-5.5%-5%-4.0%），2023-2030 年的煤电发电量分别为：53359/54583/55537/56362/57078/57270/56872/56493 亿千瓦时，可以看出煤炭消费量预计在 2028 年达峰。

表 7: 2023-2030 年燃煤、燃气发电量预测 (亿千瓦时)

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
发电量合计	76264	83768	86941	92470	98018	103409	108580	114008	119139	123904	128861
YOY	4.1%	9.8%	3.6%	6.4%	6.0%	5.5%	5.0%	5.0%	4.5%	4.0%	4.0%
水电	13553	13401	13550	14037	14621	14990	15299	15589	15860	16113	16348
其中: 常规水电	13218	13011	13154	13598	14172	14426	14648	14851	15036	15203	15351
YOY	4.1%	-1.6%	1.1%	3.4%	4.2%	1.8%	1.5%	1.4%	1.2%	1.1%	1.0%
抽水蓄能	335	390	396	439	449	565	651	738	824	911	997
火电	51770	56463	57307	60374	62097	63572	64825	65980	66626	66695	66798
其中: 燃煤(含煤矸石)	46296	50270	50770	53359	54583	55537	56362	57078	57270	56872	56493
YOY	1.7%	8.6%	1.0%	5.1%	2.3%	1.7%	1.5%	1.3%	0.3%	-0.7%	-0.7%
燃气	2525	2834	2694	2929	3163	3398	3632	3867	4101	4336	4571
生物质及其他发电	2949	3359	3843	4087	4351	4637	4830	5036	5254	5487	5734
核电	3662	4075	4178	4291	4472	4834	5055	5420	5785	6150	6515
风电	4665	6556	7624	8590	9800	11120	12495	13980	15575	17280	19040
YOY	15.1%	40.5%	16.3%	12.7%	14.1%	13.5%	12.4%	11.9%	11.4%	10.9%	10.2%
太阳能发电	2611	3270	4276	5611	7471	9451	11551	13771	16111	18571	21151
YOY	16.6%	25.3%	30.8%	31.2%	33.1%	26.5%	22.2%	19.2%	17.0%	15.3%	13.9%
其他	3	2	6	6	6	6	6	6	6	6	6

资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

通过煤电发电量测算电煤需求时，考虑到当前技术水平和灵活性调峰效能，我们预计煤耗下降趋势逐步放缓至合理水平，2025 年以后按照 280g 保持不变测算。经我们测算，2023-

2030年电煤消费量增速分别为4.6%、1.8%、1.3%、1.4%、1.3%、0.3%、-0.7%、-0.7%。值得关注的是，煤炭消费量在“十四五”时期依然处在增长阶段，若“十五五”期间的2028年达峰后电煤消耗保持小幅下降或将处在峰值平台期，且若考虑煤质下降的影响实际电煤消费增速将更高。同时，从能源安全保障作用角度看，煤电发电量仍然占总发电量的近一半，煤电在电力保供中的重要地位短期内难以改变。

通过假设一定的GDP增速进行敏感性分析测算，在社会用电量需求增长较快的情况下，新能源实际发电量占社会用电量增量比例趋于下降，实际达峰时间有望延后。比如，假设风光按照基准情形的光风装机增速，按照全社会用电量和发电量始终保持5%、4.5%、4%的平均增速进行测算，我们发现，新能源发电的年增量至少要在2030年后才能够完全覆盖全社会用电量的增量。

表 8: 全社会用电量一直保持增速 5% 情况下，新能源覆盖新增发电量预测 (亿千瓦时)

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
全社会发电量合计	76264	83768	86941	91598	96177	100986	106036	111337	116904	122749	128887
风光发电量	7276	9826	11900	14201	17271	20571	24046	27751	31686	35851	40191
风光发电量占比	9.5%	11.7%	13.7%	15.5%	18.0%	20.4%	22.7%	24.9%	27.1%	29.2%	31.2%
全社会新增发电量	2995	7504	3173	4657	4580	4809	5049	5302	5567	5845	6137
风光新增发电量	983	2550	2074	2301	3070	3300	3475	3705	3935	4165	4340
风光新增发电量占比	32.8%	34.0%	65.4%	49.4%	67.0%	68.6%	68.8%	69.9%	70.7%	71.3%	70.7%

资料来源：中电联，信达证券研发中心

表 9: 全社会用电量一直保持增速 4.5% 情况下，新能源覆盖新增发电量预测 (亿千瓦时)

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
全社会发电量合计	76264	83768	86941	91161	95264	99550	104030	108712	113604	118716	124058
风光发电量	7276	9826	11900	14201	17271	20571	24046	27751	31686	35851	40191
风光发电量占比	9.5%	11.7%	13.7%	15.6%	18.1%	20.7%	23.1%	25.5%	27.9%	30.2%	32.4%
全社会新增发电量	2995	7504	3173	4220	4102	4287	4480	4681	4892	5112	5342
风光新增发电量	983	2550	2074	2301	3070	3300	3475	3705	3935	4165	4340
风光新增发电量占比	32.8%	34.0%	65.4%	54.5%	74.8%	77.0%	77.6%	79.1%	80.4%	81.5%	81.2%

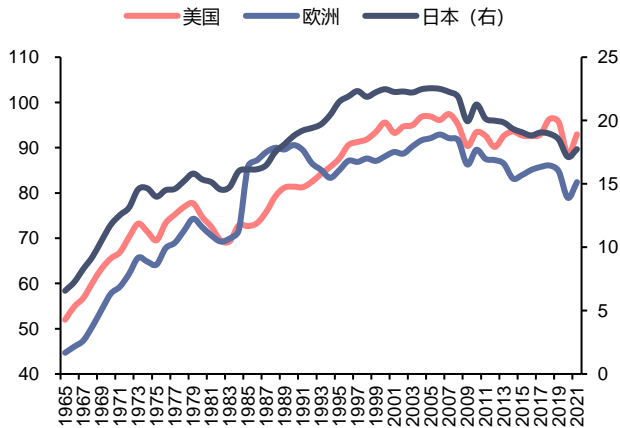
资料来源：中电联，信达证券研发中心

表 10: 全社会用电量一直保持增速 4% 情况下，新能源覆盖新增发电量预测 (亿千瓦时)

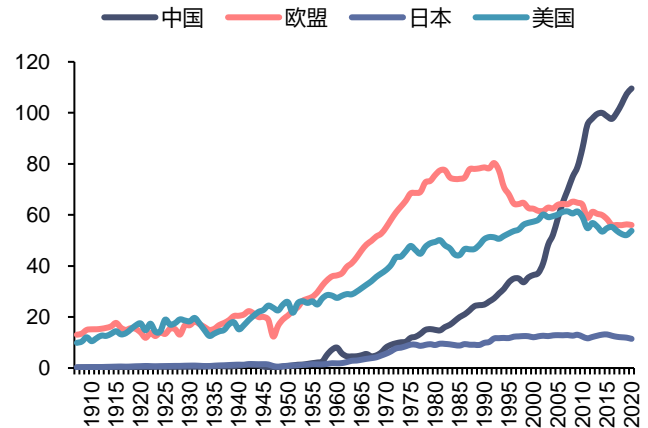
	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
全社会发电量合计	76264	83768	86941	90725	94354	98128	102053	106136	110381	114796	119388
风光发电量	7276	9826	11900	14201	17271	20571	24046	27751	31686	35851	40191
风光发电量占比	9.5%	11.7%	13.7%	15.7%	18.3%	21.0%	23.6%	26.1%	28.7%	31.2%	33.7%
全社会新增发电量	2995	7504	3173	3784	3629	3774	3925	4082	4245	4415	4592
风光新增发电量	983	2550	2074	2301	3070	3300	3475	3705	3935	4165	4340
风光新增发电量占比	32.8%	34.0%	65.4%	60.8%	84.6%	87.4%	88.5%	90.8%	92.7%	94.3%	94.5%

资料来源：中电联，信达证券研发中心

根据欧美国家的达峰经验，碳达峰后能源消费存在惯性，可能较长时间处于高位平台期。对比美国、欧洲、日本的碳达峰与能源消费量关系可以发现，发达国家在1980年左右碳达峰后正在经历较长一段时间的平台期，碳排放维持稳定或逐步下降。然而，能源消费依旧在维持碳达峰前的增长速度，大约持续至21世纪初，能源消费总量才开始下降，这说明能源消费量有相对滞后性，对于煤炭需求将起到支撑作用。

图 62: 美、欧、日能源消费量情况 (艾焦耳)


资料来源: BP, 信达证券研发中心。

图 63: 主要国家碳排放情况 (亿吨二氧化碳)


资料来源: BP, 信达证券研发中心

未来煤炭需求或将经历达峰-峰值平台-快速下降阶段, 预计 2028 年煤炭消费达峰, 电煤 2033 年达峰。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。

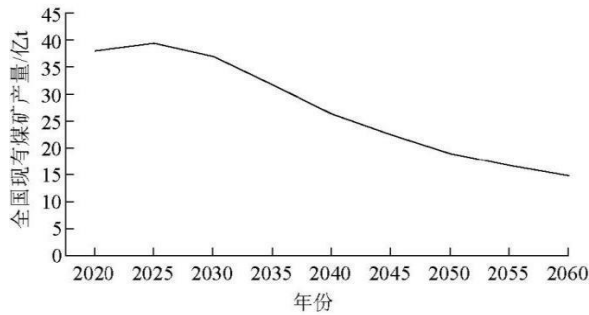
► 达峰阶段 (2022 年后 6~8 年)。为实现 2030 年前二氧化碳排放达峰目标, 煤炭消费尽快达峰是关键。为此, 国家明确提出“十四五”控煤、“十五五”减煤的要求。从下游行业耗煤趋势看, 发电供热用煤在社会用电量继续攀升的推动下仍处于持续增长阶段, 炼焦用煤和其他终端耗煤下降, 其中现代煤化工用煤保持增长一定程度上减缓了“其他终端耗煤”的降速。由于该阶段发电供热和化工用煤的增量高于其他领域用煤的减量, 煤炭消费持续增长。

► 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。

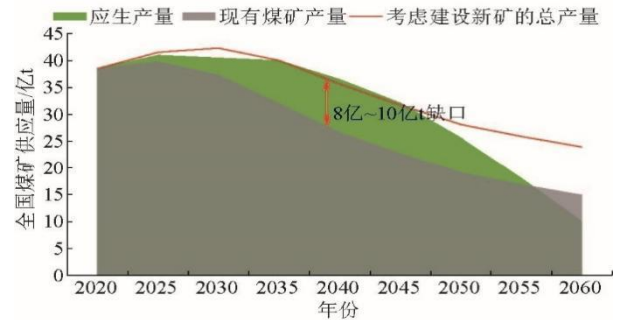
► 较为明显的下降阶段 (到 2050 年左右)。发电供热用煤、炼焦用煤和其他终端耗煤均进入较为明显下降阶段, 煤炭消费总量逐步降至 25 亿吨。

► 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。

预计碳达峰前后全国煤炭缺口 8-10 亿吨, 预计“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 64: 全国现有煤矿产能预测 (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

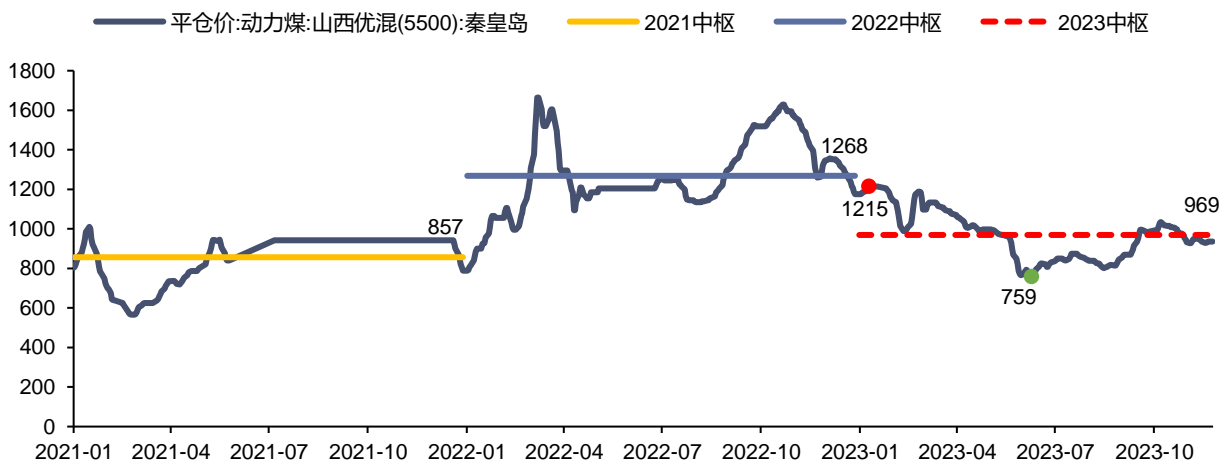
图 65: 全国煤炭供应趋势与余缺比较 (亿吨)


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

二、煤价底部得以验证, 价格中枢仍在良好区间

2.1 震荡波动较为显著, 价格中枢仍在中高位

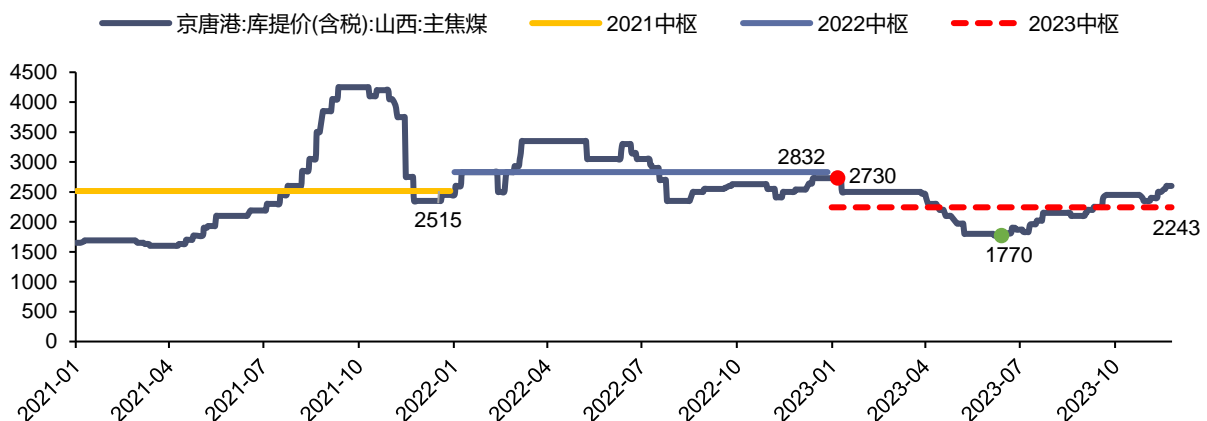
国内动力煤价格震荡波动, 秦港 5500 大卡煤价年内最高涨至 1215 元/吨, 最低跌至 759 元/吨。从煤价运行阶段看, 2023 年以来动力煤价格大致可以分为 3 个阶段。以秦皇岛港动力末煤平仓价 (山西产) 为例, 第一阶段: 2023 年 2 月随节后经济复苏不及预期叠加煤炭进口的冲击, 煤价呈现波动下跌态势, 6 月跌至年内低点 759 元/吨。需要注意的是, 5-6 月, 国内煤炭库存高位, 煤炭进口同比大增, 叠加需求表现不佳, 在多维度悲观致使国内贸易商大幅抛售的背景下, 煤价底部仍能维持在 750 元/吨以上, 且很快回升至 800 元/吨以上。第二阶段: 6-8 月, 产地供给由于安监力度的不断加强有所收缩, 而夏季高温天气支撑日耗持续维持高位, 叠加煤价已跌至疆煤外运成本支撑线, 但电厂终端库存仍相对较高, 此阶段煤价整体呈现在 800-900 元/吨之间震荡。第三阶段: 8 月下旬开始, 产地煤矿安全监管形势下产地供给进一步收缩, 在长协保供政策下现货供给更加趋紧, 反观化工等非电耗煤快速上升并维持高位, 拉动煤价快速上涨, 至 10 月中旬, 价格达 1035 元/吨, 此后在港口库存回升且迎峰度冬期间煤炭需求支撑下, 煤价略有回落并在 950 元/吨附近震荡。从价格中枢看, 截至 2023 年 11 月 27 日, 今年秦皇岛港动力末煤平仓价 (山西产) 价格中枢为 969 元/吨, 较 2022 年价格中枢 1268 元/吨累计下跌 23.6%。

图 66: 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 2023 年 11 月 27 日; 红色为年内高点, 绿色为年内低点

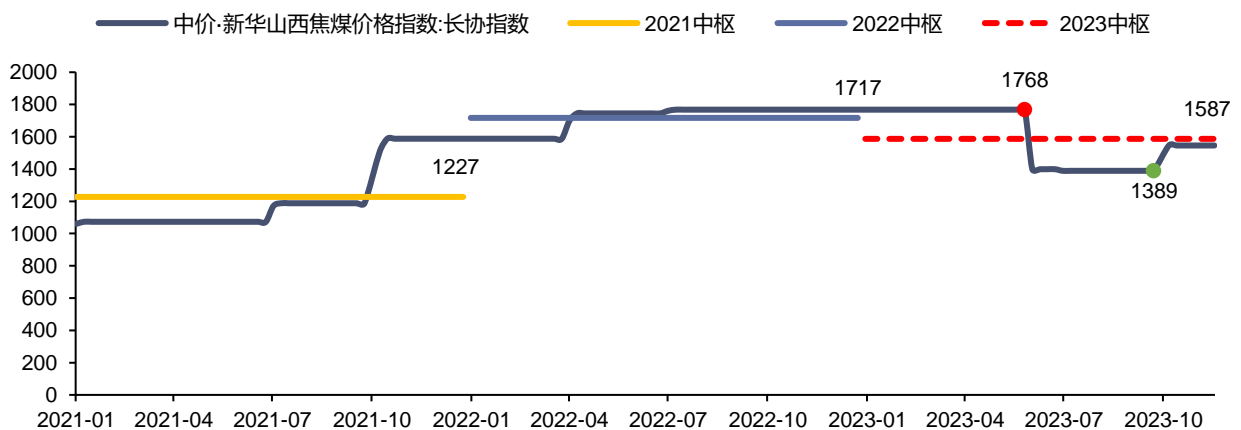
国内炼焦煤市场波动较为明显，今年现货价格中枢较 2022 年均价下跌 20.8%，而长协价格降幅有限，较 2022 年下跌 7.6%。从煤价运行阶段看，2023 年炼焦煤价格运行大致可以分为 4 个阶段。以京唐港山西主焦煤含税提库价为例，第一阶段：2023 年 1-3 月，受下游冬季补库结束影响，叠加焦炭提降，炼焦煤价格由开年的 2730 元/吨降至 2500 元/吨，并呈现弱稳运行，基本维持 2500 元/吨的价格。第二阶段：4-6 月初，受炼焦煤进口量的大幅抬升，部分配焦煤转为动力煤市场，叠加房地产板块下行及经济复苏不及预期、钢厂和焦化厂持续去库等多种因素影响下，市场情绪整体悲观，炼焦煤价格快速下跌至 1770 元/吨。第三阶段：6 月，在下游终端钢厂、焦化厂等高炉开工率相对高位而库存处于历史相对低位水平等支撑下，叠加产地供给有所收缩，炼焦煤价格止跌企稳运行，价格底部震荡。第四阶段：7 月以来，随着煤矿安全形势的逐渐严峻，产地供给进一步收缩，反观铁水产量仍维持高位，焦煤价格快速上涨，至 9 月 25 日，炼焦煤价格上涨至 2450 元/吨，整体维持历史较高水平。11 月以来，炼焦煤产地安全事故高发，11 月 10 日—23 日，山西发生 6 起煤矿事故，其中就有 5 起为炼焦煤矿，造成主产地安检形势趋严，叠加钢铁下游进入传统淡季后需求水平仍维持高位，呈现淡季不淡格局，炼焦煤价格快速上涨。截至 2023 年 11 月 27 日，京唐港山西主焦煤含税提库价已涨至 2600 元/吨。从价格中枢看，截至 2023 年 11 月 27 日，今年京唐港山西主焦煤含税提库价格中枢为 2243 元/吨，较 2022 年价格中枢 2832 元/吨累计下跌 20.8%。与此同时，伴随现货价格震荡，焦煤长协价格也有所调整，截至 2023 年 11 月 21 日，今年中价新华山西焦煤长协指数中枢为 1587 元/吨，较 2022 年均价 1717 元/吨下跌 7.6%，降幅相对较小。

图 67：2021 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 2023 年 11 月 27 日

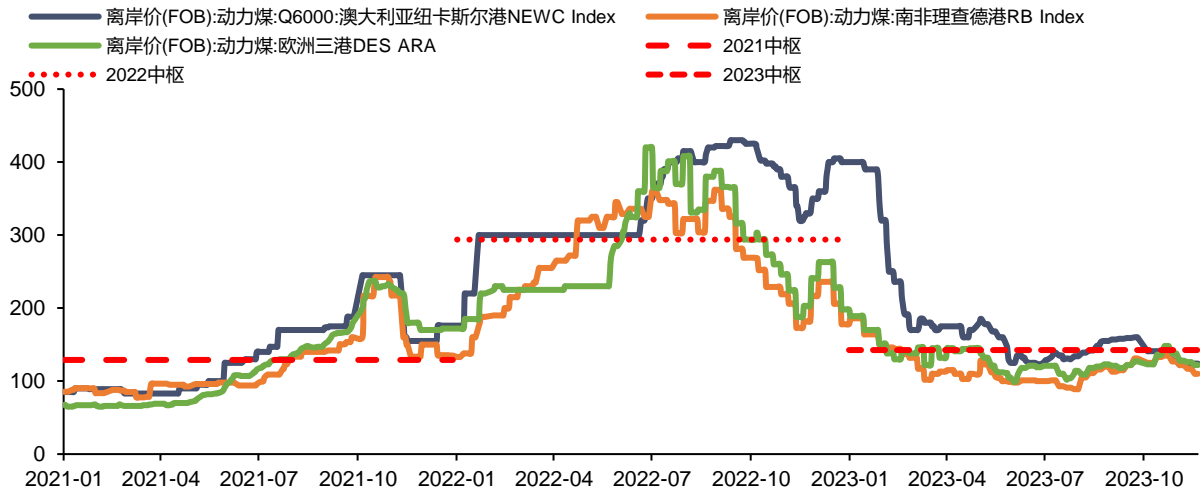
图 68：2021 年以来国内炼焦煤长协指数走势（点）



资料来源：IFIND，信达证券研发中心注：数据截至 2023 年 11 月 21 日

海外动力煤价格涨跌幅度较大，波动尤为明显。今年以来国际动力煤市场表现低迷，如欧洲、日本、韩国等因煤炭高库存且需求端表现不佳，进口量明显减少，全球动力煤市场呈现弱稳运行，动力煤价格剧烈波动震荡。以纽卡斯尔港 6000 大卡动力煤为例，由年初的 380 美元/吨下跌至 5 月底的最低点 110 美元/吨，此后价格止跌企稳回升。截至 2023 年 11 月 27 日，纽卡斯尔港 6000 大卡指数价格为 124 美元/吨。从价格中枢看，截至 2023 年 11 月 27 日，纽卡斯尔港 6000 大卡动力煤价格中枢为 177 美元/吨，较 2022 年均价 342 美元/吨累计下跌 48.24%。

图 69：2021 年以来欧洲三港、纽港、南非港口煤炭价格指数变化（美元/吨）



资料来源：IFIND，信达证券研发中心注：数据截至 2023 年 11 月 27 日，价格中枢为欧洲三港，理查德和纽港三地平均价格。

炼焦煤价波动相对缓，仍处相对较高水平。以澳大利亚昆士兰州峰景矿离岸价为例，在 2023 年初，持续大雨影响澳大利亚炼焦煤现货供应偏紧，叠加中国重新开放澳煤进口的预期，澳煤价快速上涨至 2 月底的 390 美元/吨附近，此后在：国内外市场受“银行倒闭”等金融信心消极影响，煤焦钢期货产品价格出现大幅回落，在供应逐步恢复而需求相对疲软背景下，价格快速下降至 5 月底的 220 美元/吨附近，随后在部分终端用户补库支撑尤其是印度需求强劲支撑下，加之澳煤供给受限，推动澳煤价格企稳上涨，至 10 月中旬，炼焦煤价格已涨至 367 美元/吨，基本回升至 3 月价格水平。截至 2023 年 11 月 27 日，炼焦煤价格回落至 319 美元/吨。从价格中枢看，截至 2023 年 11 月 27 日，澳大利亚昆士兰州峰景矿价格中枢为 292 美元/吨，较 2022 年均价 364 美元/吨累计下跌 19.79%。

图 70：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 2023 年 11 月 27 日。

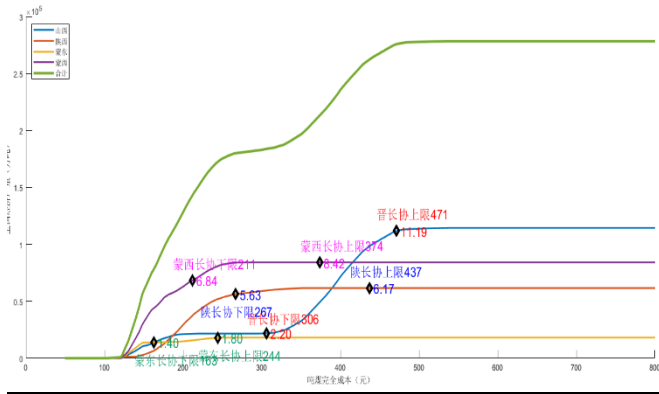
2.2 存量中东部高成本煤矿&新疆新增产能边际成本，对煤价底部形成一定支撑

2.2.1 我国煤炭成本曲线陡峭，支撑煤价较高位运行

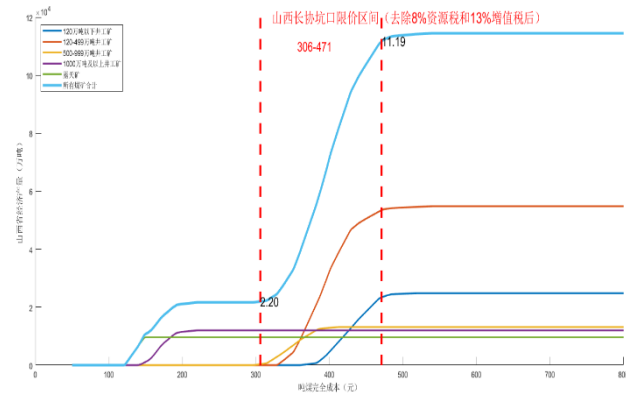
煤企成本费用影响因素众多且关系复杂，导致我国煤炭开发成本差异大且成本曲线较为陡峭。煤炭企业生产经营实践表明，影响煤企成本费用的主要因素包括资源环境因素、技术工艺因素、经营管理因素和政策法律因素。资源与环境因素，包含煤炭资源禀赋（如资源储量、地质赋存条件、矿井灾害条件等）、区位条件（如矿区地理位置、区域经济等）、环境因素。技术工艺因素，包含采煤方法（如露天、井工等）、巷道掘进方式、矿井集中生产水平。经营管理因素，包含企业运营管理水平、企业成本控制体系、企业会计核算管理（如各要素归并核算的合理性）。政策与法律因素，包含国家煤炭宏观经济政策（如资源税、安全费、维简费的计提标准）、生产资料价格变动。总体看，煤炭资源禀赋特征是煤炭资源形成的固有属性，影响着矿井的资源开发集中度、采煤方法、回采工艺、机械化水平和灾害防治措施等，是影响煤矿生产成本的最重要因素。煤炭企业可以通过技术工艺水平的优化革新和经营管理水平的提高等在一定程度不断降低企业成本。与此同时，煤矿开采固有的行业属性导致煤炭成本曲线较为陡峭，以及使得不同区域、不同地质生产条件下的煤炭开发成本具有较大差异。

晋陕蒙煤矿成本分布区间和价格管控区间差异性大，其经济产能规模影响着全国煤炭有效供给能力。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。依据山西、陕西、蒙东、蒙西动力煤（5500 大卡，蒙东 3500 大卡）坑口含税煤价管控区间 370-570、320-520、200-300、260-460 元/吨，假设各煤矿均按照 5500 大卡（蒙东 3500 大卡）发热量计算售价，扣除增值税和资源税后，在坑口煤价管控上限值时三省四地经济产能叠加合计 27.6 亿吨，占全国在产产能的 67.4%；反之在坑口煤价管控下限值时经济产能合计仅有 16 亿吨，占晋陕蒙在产产能的 57.5%。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（截至 2023 年 1-10 月，全国现有亏损煤矿数量约占总数量的 40%）。相比之下，当前山西和蒙东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。

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。

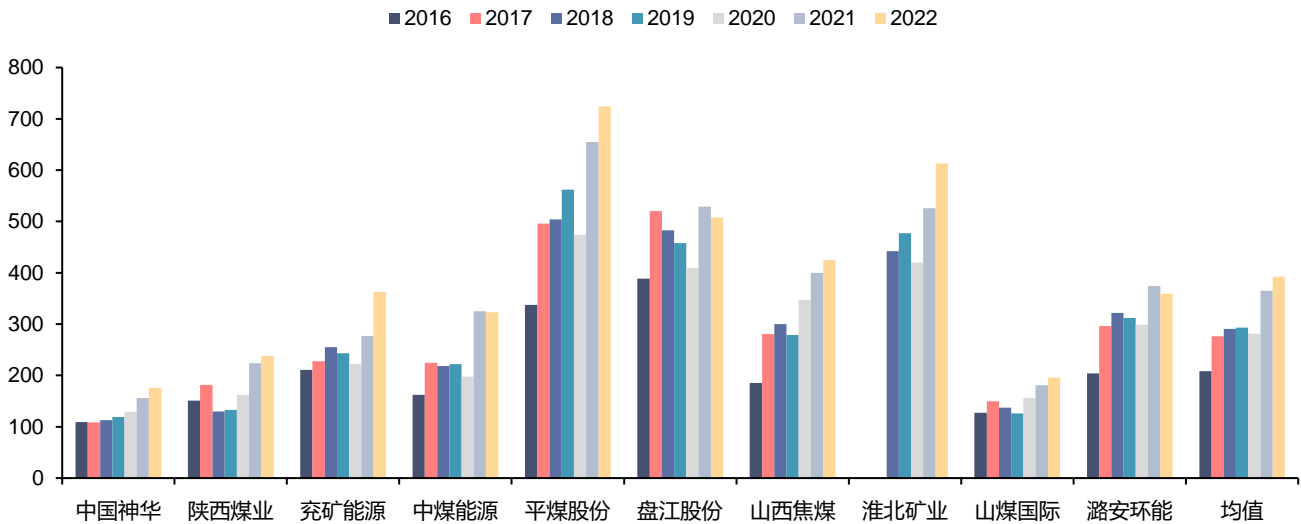
图 71: 晋陕蒙煤矿完全成本曲线图


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 72: 山西省煤矿完全成本曲线图


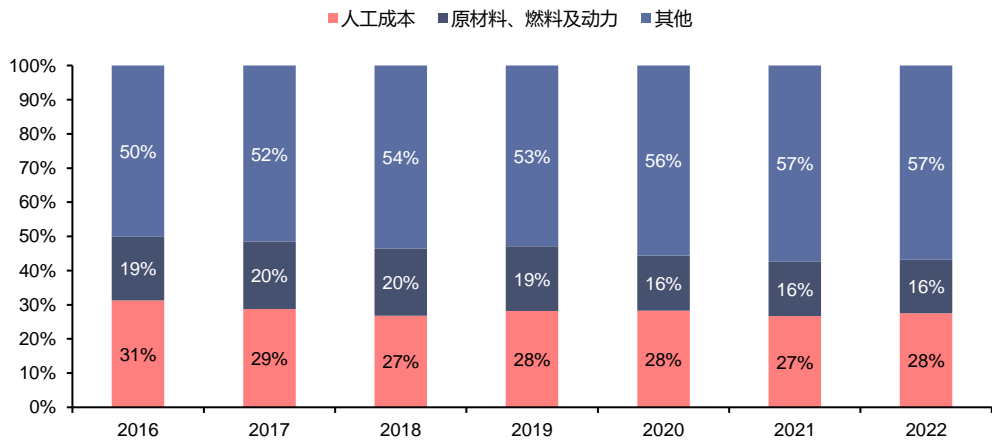
资料来源：信达证券研发中心。注：受研究方法和手段的限制，未能充分考虑其他因素对煤矿成本和不同煤种煤质的价格影响。

2016 年以来，大部分煤企成本明显抬升。经梳理，主要煤企上市公司的吨煤成本均值由 2016 年的 208 元/吨上涨至 2022 年的 393 元/吨，涨幅达 88.42%。其中，炼焦煤企业成本涨幅超过 100%，如山西焦煤吨煤成本涨幅达 129%，平煤股份吨煤成本涨幅达 115%。

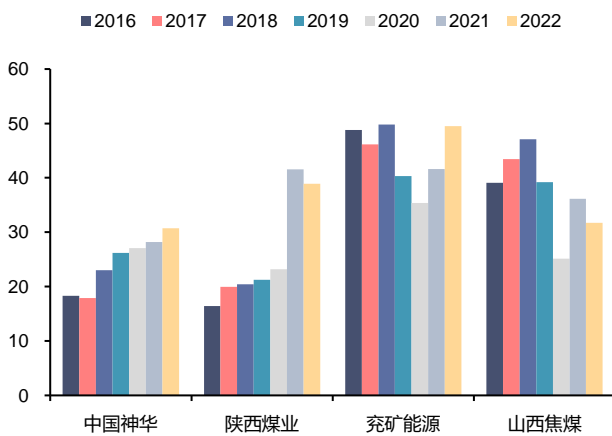
图 73: 2016-2022 部分上市煤企吨煤生产成本 (元/吨)


资料来源：各各公司公告，信达证券研发中心

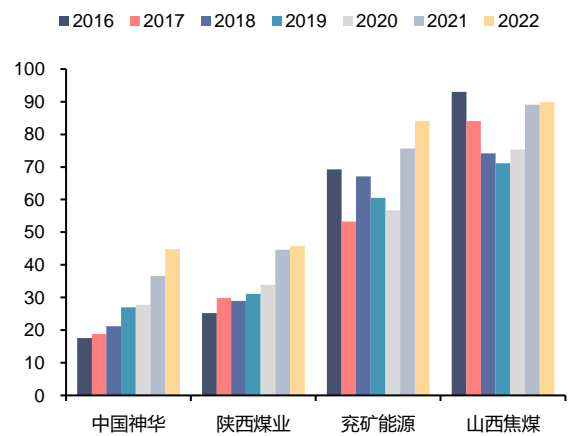
2016 年以来，煤企原材料、燃料及动力成本和人工成本均成抬升趋势。从成本结构来看，人工成本占比最大，约占吨煤生产成本的 60%；其次是原材料、燃料及动力，占比约 15%—20%。2016 年以来，原材料、燃料及动力成本与人工成本占比整体呈下降趋势。主要煤企上市公司其他成本中包含折旧及摊销、运输费、塌陷费、安全生产费等成本科目，2016 年以来，其他成本快速上升。而原材料、燃料及动力成本与人工成本绝对值处于上升趋势，但增速低于其他成本和吨煤成本增速，占比呈现缓慢下滑态势。其中，吨煤原材料、燃料及动力成本均值由 2016 年的 30.6 元/吨上涨至 2022 年的 37.7 元/吨，涨幅达 23.1%，年均复合增速达 3.5%；吨煤人工成本均值由 2016 年的 51.3 元/吨上涨至 2022 年的 66.1 元/吨，涨幅达 28.9%，年均复合增速达 4.3%。

图 74：2016—2022 吨煤生产成本占比（%）


资料来源：各公司公告，信达证券研发中心 注：样本采用中国神华、陕西煤业、兖矿能源、山西焦煤

图 75：2016-2022 原材料、燃料及动力成本（元/吨）


资料来源：各公司公告，信达证券研发中心

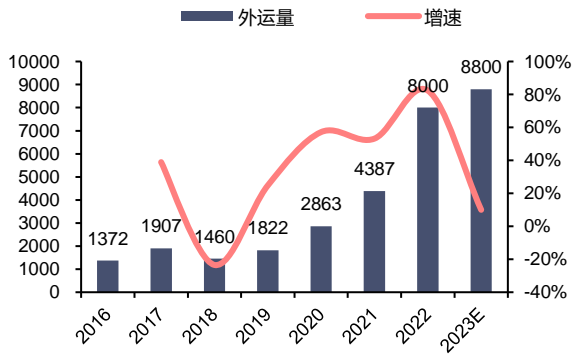
图 76：2016-2022 人工成本（元/吨）


资料来源：各公司公告，信达证券研发中心

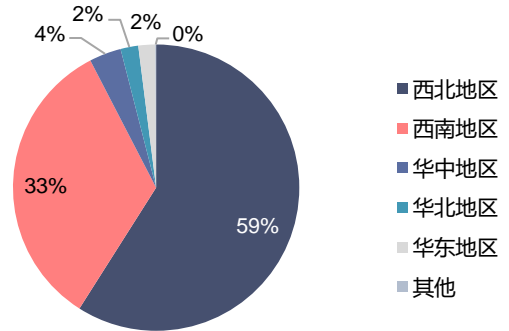
2.2.2 煤炭产能加速向新疆转移，出疆高运费推高煤价需求

近年来疆煤外运量逐年增大，未来吐哈矿区煤炭外运潜力大。新疆煤炭资源丰富且分布范围广，大多是整装待开发煤田，储量大、埋藏浅、开采条件好、煤炭种类齐全。2018 年至 2022 年，新疆煤炭外调量逐年增大，分别为 1460 万吨、1822 万吨、2863 万吨、4387 万吨和 8000 万吨。新疆是我国重要的煤炭资源接续区和战略性储备区，资源储量丰富、煤炭种类齐全。

疆煤外运目的地仍以西北为主。从铁路运输流向看，2021 年经铁路出疆煤中，到达西北地区甘肃、宁夏（300 万吨左右）和青海三省总量为 2174 万吨。占出疆总量的 59%，比 2018 年增加 1260 万吨、增长 138%；到达西南地区重庆、四川、贵州和云南四省市为 1231 万吨、占出疆总量的 33.4%，比 2018 年增加 790 万吨、增长 179%。西北、西南两地区到达量合计占 92.4%，其余去往中东部地区仅占 7.6%（华中 3.6%、华北 2.0%、华东 1.9%、其他 0.1%）、长期以来处于较低水平，反映出当前疆煤外运的辐射范围相对较为有限。

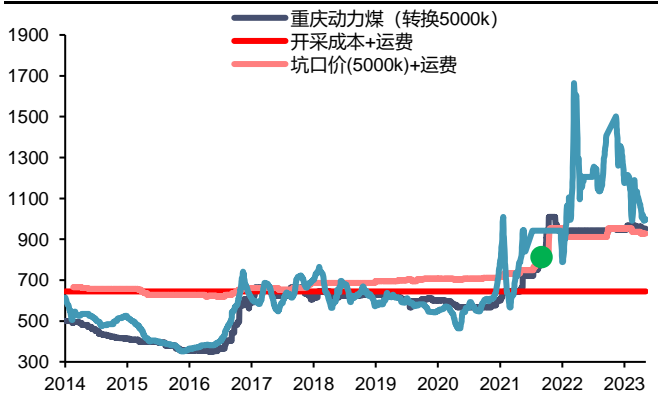
图 77: 新疆煤炭外运量及增速 (万吨)


资料来源: 新疆统计局, 新疆日报, 信达证券研发中心

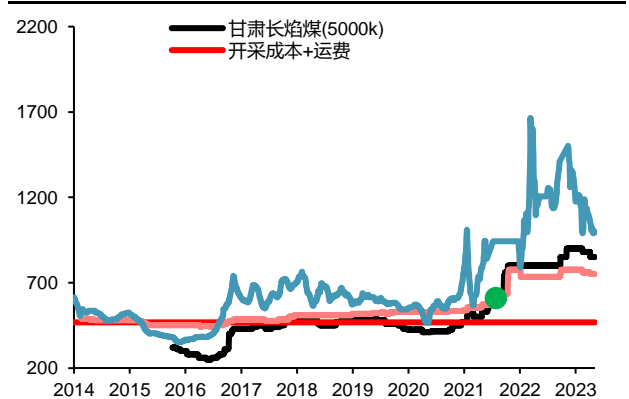
图 78: 新疆煤炭外运流向占比 (%)


资料来源: 李华《疆煤外运相关问题分析及对策研究》, 信达证券研发中心

当秦港价格高于 650 元/吨时, 吐哈矿区的煤炭才具备外运基础。对于吐哈矿区所产动力煤 (5000k), 外运至重庆运距 2474km, 假设铁路运价为 0.2 元/吨公里, 总运费为 495 元/吨, 坑口开采成本以 150 元/吨计算。当川渝地区终端价格大致低于 810 元/吨时, 外运至重庆地区 (坑口价+运费) 相比坑口直接售出所获利润减少, 此时对应关联的秦港价格 (5500k) 940 元/吨。当秦港价格 (5500k) 大致低于 650 元/吨时, 外运至重庆地区 (开采成本+运费) 亏本。对于吐哈矿区所产动力煤 (5000k), 外运至兰州运距 1588km, 假设铁路运价为 0.2 元/吨公里, 总运费为 318 元/吨, 坑口开采成本以 150 元/吨计算。当兰州地区终端价格大致低于 600 元/吨时, 外运至兰州地区 (坑口价+运费) 相比坑口直接售出所获利润减少, 此时对应关联的秦港价格 (5500k) 950 元/吨。当秦港价格 (5500k) 大致低于 650 元/吨时, 外运至兰州地区 (开采成本+运费) 亏本。

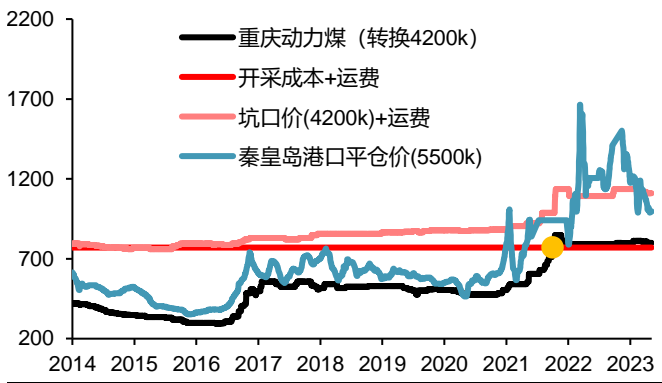
图 79: 吐哈矿区 - 川渝疆煤外运竞争力测算


资料来源: 煤炭资源网, wind, 信达证券研发中心 注: 绿色点为吐哈地区坑口价+运费与重庆动力煤坑口价的交点。

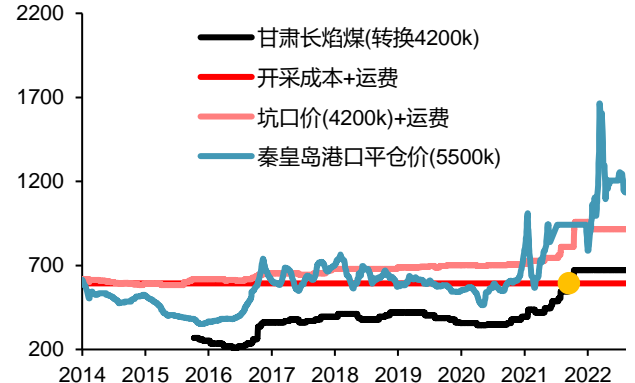
图 80: 吐哈矿区 - 兰州疆煤外运竞争力测算


资料来源: 煤炭资源网, wind, 信达证券研发中心 注: 绿色点为吐哈地区坑口价+运费与甘肃动力煤坑口价的交点。

当秦港价格高于 950 元/吨时, 准东矿区的煤炭才具备外运基础。对于准东矿区所产动力煤 (4200k), 外运至重庆运距 3102km, 假设铁路运价为 0.2 元/吨公里, 总运费为 620 元/吨, 坑口开采成本以 150 元/吨计算。在川渝地区终端所有价格区间内, 外运至重庆地区 (坑口价+运费) 相比坑口直接售出所获利润均减少。当秦港价格 (5500k) 大致低于 950 元/吨时, 外运至重庆地区 (开采成本+运费) 亏本。对于准东矿区所产动力煤 (4200k), 外运至兰州运距 2216km, 假设铁路运价为 0.2 元/吨公里, 总运费为 443 元/吨, 坑口开采成本以 150 元/吨计算。在兰州地区终端所有价格区间内, 外运至兰州地区 (坑口价+运费) 相比坑口直接售出所获利润均减少。当秦港价格 (5500k) 大致低于 950 元/吨时, 外运至兰州地区 (开采成本+运费) 亏本。

图 81: 准东矿区-川渝疆煤外运竞争力测算


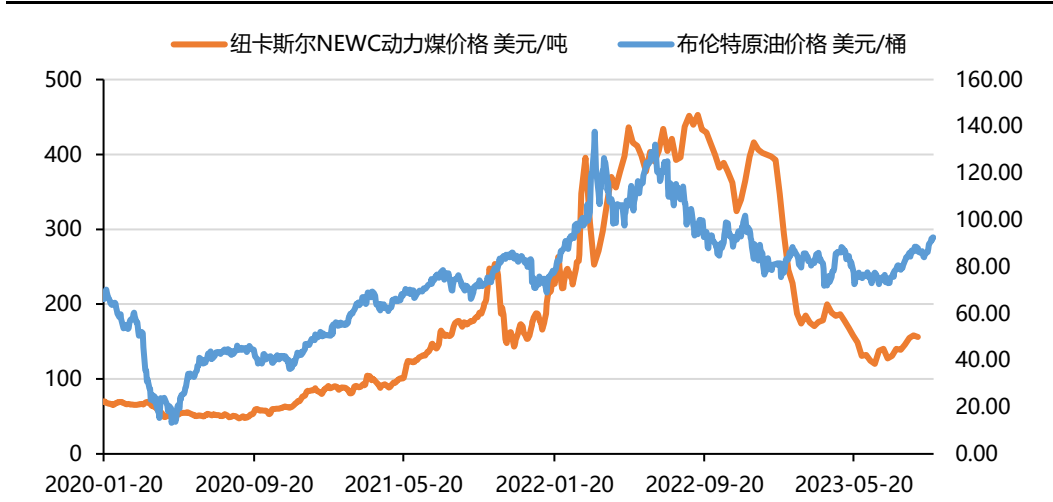
资料来源: 煤炭资源网, wind, 信达证券研发中心 注: 绿色点为吐哈地区坑口价+运费与重庆动力煤坑口价的交点。

图 82: 准东矿区-兰州疆煤外运竞争力测算


资料来源: 煤炭资源网, wind, 信达证券研发中心 注: 绿色点为吐哈地区坑口价+运费与甘肃动力煤坑口价的交点。

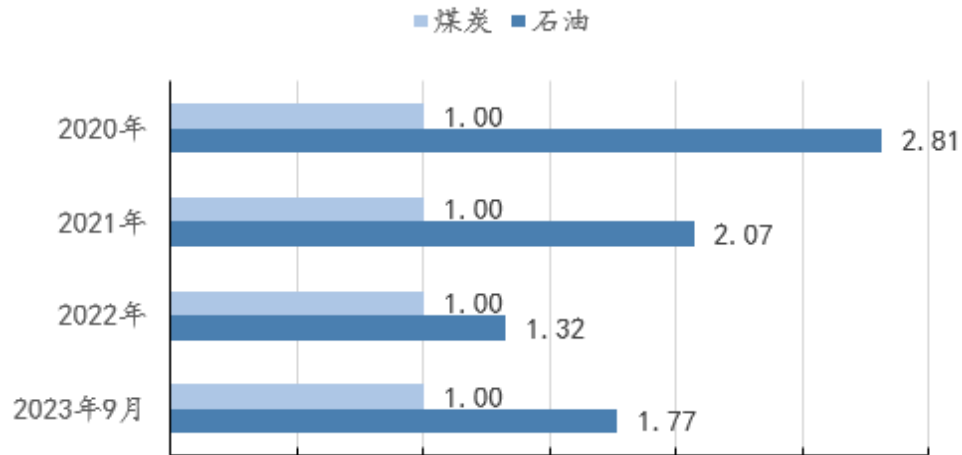
2.3 煤价与油价同步波动，油价底部抬升亦支撑煤价

国际煤炭价格与原油价格的波动具有较强的一致性。从历史趋势来看，煤价与原油价格具有一定的关联性。从节奏来看，2020 年以来。煤价的上涨滞后于原油价格，2021 年受多国经济复苏，以及原油供应相对不足等多重因素影响，2021 年国际油价创下 12 年来最大年度涨幅。同年，在世界能源价格上涨的大背景下，煤炭受到供给收缩及需求大幅增长的影响，与原油价格保持同步上涨。2022 年 2 月之后受俄乌局势影响，煤炭与石油价格继续上涨，2022 年 3 月，原油价格达到高点至 138 美元/吨，同时纽卡斯尔动力煤价格在 2022 年 9 月达到高点至 453 美元/吨。

图 83: 2020 年至今石油与煤炭价格走势


资料来源: IFind, 信达证券研发中心

煤炭单位热量价格增速快于石油。通过梳理 2020 年-2023 年 9 月石油以及煤炭单位热量价格均值及其价格比值进行比较，首先从现货价格来看，石油和煤炭现货价一路上涨，到 2023 年才有所回落。其次从单位热量价格来看，将石油按照基准煤热量进行折算后，2020-2022 年间石油与基准煤的单位热量价格比值连续下降，直到 2023 年该比值有所回升。同时，2020—2023 年石油单位热量价格均值均明显高于煤炭。从单位热量价格增速来看，煤炭的增速大于石油，且增速的变化幅度也略高于石油。

图 84：2020-2023 年石油、天然气、煤炭单位热量价格比值


资料来源：wind, 同花顺, 信达证券研发中心

表 11：2020-2023 年石油、天然气、煤炭单位热量价格比值

能源	2020 年		2021 年		2022 年		2023 年 9 月	
	现货价	换算单位热量价格	现货价	换算单位热量价格	现货价	换算单位热量价格	现货价	换算单位热量价格
石油	42.00 美元/桶	0.1698 美元 /5500 大卡	71.04 美元/桶	0.2873 美元 /5500 大卡	101.47 美元/桶	0.4103 美元 /5500 大卡	81.11 美元/桶	0.3280 美元 /5500 大卡
煤炭	60.38 美元/吨	0.0604 美元 /5500 大卡	138.90 美元/吨	0.1389 美元 /5500 大卡	309.75 美元/吨	0.3098 美元 /5500 大卡	185.76 美元/吨	0.1858 美元 /5500 大卡
石油与煤炭热量价格比值	2.81: 1.00		2.07: 1.00		1.32: 1.00		1.77: 100	

资料来源：Wind, 同花顺, 信达证券研发中心

综上，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（39 亿-45 亿吨），以及晋陕蒙低成本主力矿区挖潜殆尽，定价越加取决于中东部高成本存量矿区和运输距离远的新疆增量矿区，因此，煤炭经济可开发产能成本不断抬升。截至 2023 年 10 月，全国现有亏损煤矿数量约占总数量的 40%也间接说明此问题。在此背景下，我们预计，煤炭中长协价格区间偏上限的 700+元基本可视为电煤长协价格的新底部，港口 5500 大卡动力煤 800+元左右可视为市场现货煤价新底部，且价格双轨制预计将长期存在（类似 2003 年~2012 年）。按目前供需形势，我们认为未来价格中枢保持在此之上是有支撑的，且伴随中长期供需缺口放大（国家能源集团研究预计按目前在产及规划在建产能，碳达峰前后累计缺口达 8 亿~10 亿吨）而有望趋于进一步提升。

三、景气周期方兴未艾，煤炭价值重估开启

3.1 煤炭产能景气周期远未结束，当前估值水平处历史低位

3.1.1 当前仍处于新一轮产能周期的早中期阶段

根据信达能源团队于 2023 年 9 月发布的《新一轮煤炭产能周期下的投资机遇》报告，可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。具体阶段为：

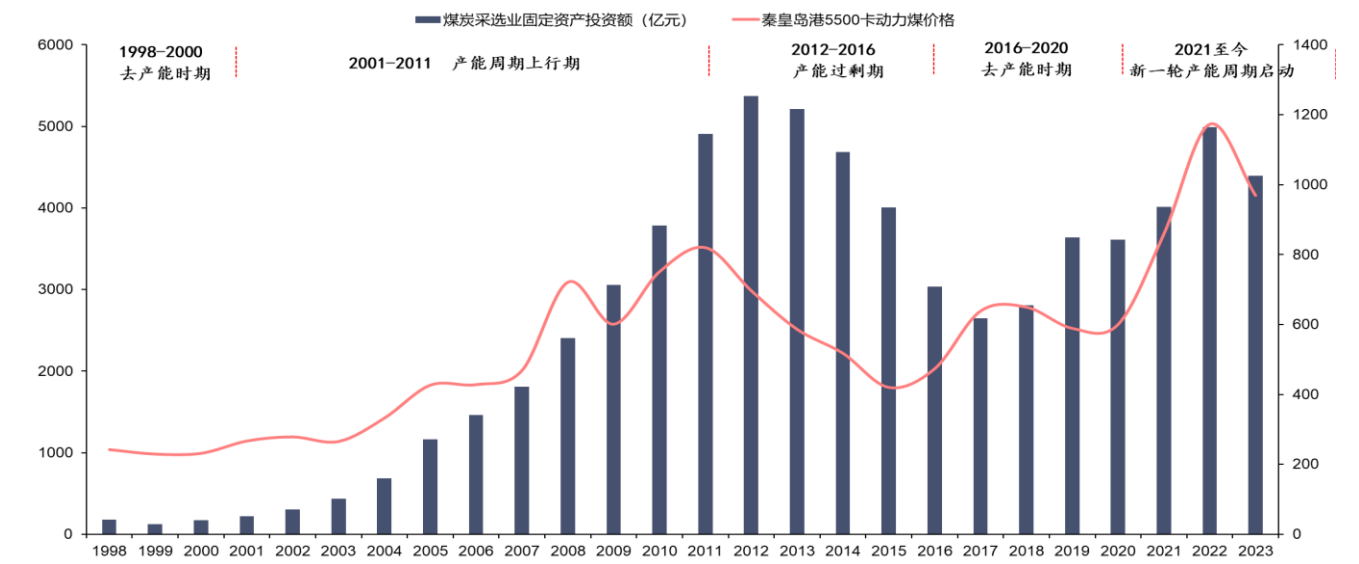
► **去产能时期（关井压产）（1998—2000年）**：“关井压产自”1998年夏天开始，到2000年末共一年半的时间，主要的关闭对象是小煤矿，目的是解决小煤矿例如资源乱开采、安全事故频发、环境破坏问题等外部性问题。目标实现关闭2.58万个煤矿，总计减少2.5亿吨的产量；最终实现4.7万煤矿关闭，减少3.5亿吨，相当于当时煤炭产量的27.3%。

► **产能扩张上行期（2001—2011年）**：中国经济进入高速发展阶段，国家取消电煤国家指导价，煤炭价格市场化，煤炭行业同步进入快速发展期。2002年，中国加入WTO，GDP实现高速增长，2003年，全国性的电荒在冬夏爆发两轮，多地“拉闸限电”。在2002年到2008年之间，经济的快速发展拉动了总需求，能源需求量随之增高，煤炭市场供不应求，煤炭价格在这段时间持续抬高。煤炭企业在高利润的驱动下，积极扩大投资增产，以满足市场缺口。煤炭行业投资增速在2005年达到了较高的69.64%。2006—2008年煤炭投资增速维持在25%左右。在2008年，虽然出口经济受到全球金融危机的冲击，但内需方面国家出台“四万亿计划”拉动消费与基建，国家经济增速虽然有一定降速，煤炭行业在2008年—2011年依旧保持了20%以上的固定资产投资增速。直至2012年，煤炭行业投资增速进入下降通道。以2012年作为上一轮产能周期的顶部，有以下几个明显特征：GDP增速同比下降，首次跌破8%；煤炭消费量增速降低，煤炭行业利润进入下行区间；煤炭行业固定资产投资额见顶，同比增速大幅下降，2000年后首次跌破20%。

► **产能过剩期（2012—2016年）**：2012年，全球经济减速，大众商品价格低迷带来的冲击巨大。国内经济增速放缓，总需求增长也随之放缓。煤炭行业在2008年“四万亿计划”的需求刺激下，产能扩张大于下游需求的增速，煤炭行业供过于求，煤价中枢大幅下跌。同时，煤炭企业产能结构问题逐渐凸显，产能过剩问题严重，行业产能利用率逐年下降，煤炭行业进入漫长的产能出清阶段。国家在2016年提出供给侧结构性改革，利用政策手段加速淘汰过剩产能和落后产能。同年，煤炭行业投资增速见底，2017年，煤炭行业固定投资额见底。

► **去产能时期（供给侧改革）（2016—2020年）**：“十三五”提出供给侧结构性改革后，国家宏观调控下，煤企去产能力度加大，2016年2月，以国发【2016】7号文为代表的煤炭行业供给侧改革政策开始。大量落后产能被淘汰，同时释放先进产能保障供应，产能结构不断优化，叠加行业资本开支多年持续下行，导致产能基本出清，而需求端伴随新兴产业发展和城镇居民生活水平提高，全社会用电量增长，供需结构得到一定改善，煤价回升并趋于稳定。

► **新一轮产能周期启动（2021至今）**：疫情冲击后，对国内宏观经济产生严重影响，煤炭价格出现大幅度震荡，2021年后，经济复苏，能源需求逐渐恢复。但由于“去库存”期间大量矿井关闭，新增产能投资明显不足，造成国内煤炭产能短缺，与此同时叠加俄乌冲突和疫情影响，煤炭进口急剧收缩，在短期内加剧了国内煤炭供给缺口。

图 85: 固定资产投资额变化对应煤炭产能周期不同阶段


资料来源: Wind, CCTD, 信达证券研发中心。注: 固定资产投资金额为 2023 年 1-10 月数据, 秦港价格为截至 2023 年 11 月 30 日均价。

我国煤炭产能周期节奏慢、跨度长, 景气周期拐点下行时往往同时表现为煤炭消费量持续下降、煤价中枢大幅下移、行业利润水平显著降低和固定资产投资位于高位等特点。我们认为, 我国煤炭行业仍符合产能周期的内在运行逻辑, 即: 煤炭行业的产能扩张/缩减活动对供需变化的滞后响应, 但基于国内经济环境、产业政策、行业特点等影响, 不同于海外的是在时间维度上体现为持续时间更长, 如在 1999 年至 2016 年经历了一轮较为完整的产能周期, 持续时间近 18 年, 远超一般产能周期平均时长 (以历史经验上的产能周期来看平均约为 9-11 年)。与此同时, 上一轮产能周期在 2012 年拐点下行时表现为几个明显的特征: 煤炭消费量持续下降、煤价中枢持续下移、煤炭行业利润水平显著下降和行业固定资产投资额见顶且快速下降等。我们认为, 相较 2022 年, 今年煤炭价格大幅下跌, 是 2022 年俄乌冲突的恐慌性抢购溢价回归基本面的波动, 不能够简单地理解成 2017 年以来的本轮煤炭景气周期结束并拐点下行。

煤炭供需缺口有望催化新一轮煤炭产能建设, 供给侧改革&双碳战略政策或将抑制煤矿投资建设动力, 有望拉长本轮产能周期维度。综合考虑未来煤炭需求和现有煤矿的衰减退出, 国家能源集团技术经济研究院预测在 2025 年我国煤炭供需缺口 2 亿吨, 在碳达峰后的 2035 年前后缺口 8-10 亿吨, 同时建议在“十四五”和“十五五”新建 6-7 亿吨/年的煤炭产能。这表明我国煤炭供需整体形势依旧趋紧, 尤其在能源安全问题较为突出的当下, 我国亟待新一轮煤炭产能建设以满足未来煤炭需求。但需认识到, 上一轮大规模新建煤矿伴随着国内经济的高速发展和 2008 年的“四万亿计划”扩大内需带来的煤炭需求的持续增加, 产业政策和企业投资均相对较为积极。反观本轮煤炭产能周期开始于 2016 年的供给侧改革去产能之后以及贯穿着 2020 年提出的碳达峰碳中和战略, 叠加高质量发展经济增速趋缓和新建煤矿吨煤投资大幅增加、周期较长、投资回报具有不确定性等影响, 当前政府和企业对煤矿开发建设均较为谨慎, 即使国家高层在 2022 年多次提出“以煤为主”、保障能源安全的情形下, 政策仍以短期应急性的存量煤矿核增挖潜为主, 煤矿核准新建产能仍较少。

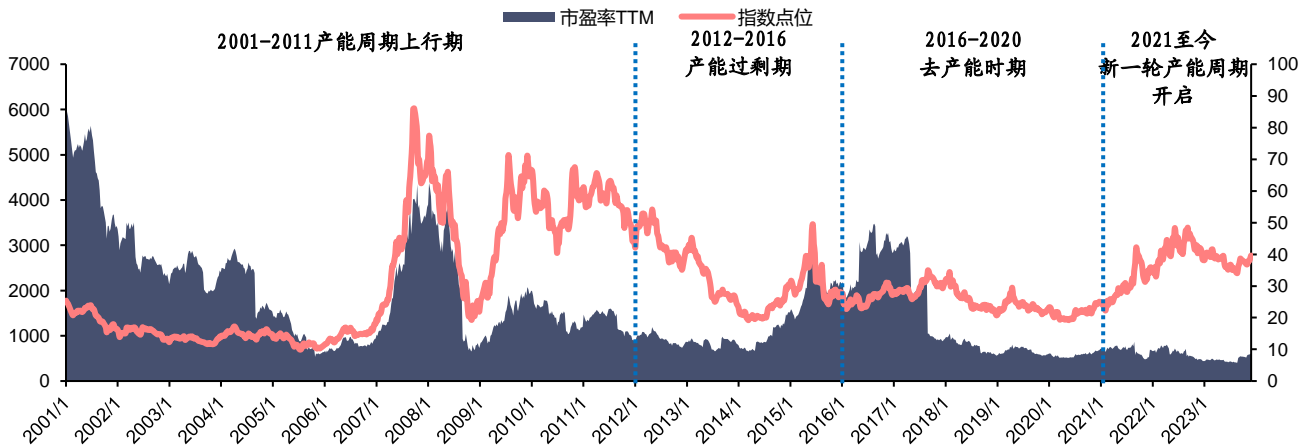
我们认为, 在某种程度上, “四万亿计划”迟滞了上一轮产能周期的结束, 同时供给侧改革煤炭去产能也延迟了本轮新产能建设的开始, 叠加“双碳”目标战略下在对新一轮煤炭产能周期上的认知上仍存在着质疑和分歧, 行业资本开支动力不足, 反观宏观经济底部复苏带来煤炭需求的增长以及存量煤矿高产能利用率难长期维持且面临衰竭退出等, 中短期仍面临煤炭供需缺口压力, 有望拉长本轮产能周期维度, 当前仍处于新一轮产能周期的早中期阶段。

3.1.2 煤炭板块估值水平仍处于历史低位

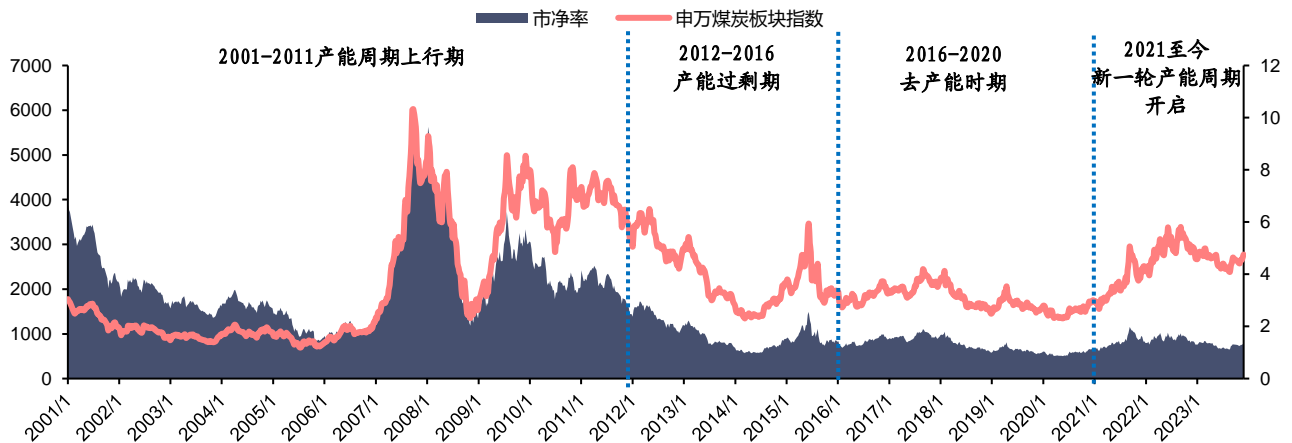
通过梳理煤炭产能周期与煤炭板块估值的关系，我们发现当前煤炭板块估值水平仍处于历史低位：

- **产能扩张上行期（2001—2011 年）**：随着中国经济步入高速发展阶段，能源需求也随之增高，煤炭价格持续抬高，煤炭行业整体处于上行周期。在整个煤炭上行周期中，煤炭申万板块平均 PE 为 33.46 倍，最高值为 87.26 倍，最低值为 7.58 倍；平均 PB 为 3.94 倍，最高值为 10.22 倍，最低值为 1.29 倍。在煤炭行业上行周期中，煤炭板块最高估值往往受市场情绪影响较大，其平均估值水平也被拉高，仅从最低估值来看，上行周期中的煤炭申万板块估值下限为 PE 7.58 倍、PB 1.29 倍。
- **产能过剩期&去产能时期（2012—2020 年）**：2012 年，国内经济增速放缓，能源需求增长也随之放缓。煤炭行业在 2008 年“四万亿计划”的刺激下，产能扩张速度快于下游需求增速，煤炭行业进入产能过剩时期。2016 年，国家提出供给侧结构改革，煤炭行业进入去产能时期。在整个行业下行周期中，煤炭申万板块平均 PE 为 18.38 倍，最高值为 49.73 倍，最低值为 7.27 倍；平均 PB 为 1.46 倍，最高值为 2.95 倍，最低值为 0.86 倍。煤炭行业下行周期的估值水平明显低于上行周期估值水平。
- **新一轮产能周期启动（2021 至今）**：2021 年后，经济复苏，能源需求逐渐恢复。但由于“去产能”期间大量矿井关闭，新增产能投资明显不足，造成国内煤炭产能短缺，我国新一轮煤炭上行周期开启。在新一轮煤炭上行周期中，煤炭申万板块平均 PE 为 8.54 倍，最高值为 12.39 倍，最低值为 5.8 倍；平均 PB 为 1.41 倍，最高值为 1.98 倍，最低值为 1.06 倍。截至 2023 年 11 月 30 日，煤炭申万板块 PE 为 8.7 倍、PB 为 1.35 倍，与 2001-2011 年煤炭上行周期中的估值下限区间（PE7.58 倍、PB1.29 倍）更为贴近。我们认为，当前煤炭申万板块并未反映出煤炭新一轮上行周期应有的估值。

图 86：煤炭申万板块指数及 PE 走势



资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 87：煤炭申万板块指数及 PB 走势


资料来源：Wind，信达证券研发中心

与同为周期行业的化工、有色金属对比，煤炭板块当前 PB 估值处于低位。从历史维度看，煤炭、化工、钢铁和有色金属板块 PB 估值走势趋同。2001-2011 年，在煤炭板块上行周期中，煤炭、化工、有色金属估值相近；2012-2020 年，煤炭板块下行周期中，煤炭板块 PB 估值走势逐渐落后于化工和有色金属板块。随着我国煤炭行业步入新一轮上行周期，2021 年以来煤炭板块 PB 估值有所恢复，但与化工及有色金属板块估值相比仍有差距，煤炭板块当前 PB 估值仍处低位。

图 88：不同周期行业 PB 估值走势


资料来源：Wind，信达证券研发中心

3.2 一二级市场明显倒挂，煤企价值修复空间广阔

3.2.1 矿业权价格和建矿成本大幅攀升，煤企一二级市场估值已明显倒挂

矿业权出让制度改革叠加煤价上涨，导致我国煤炭资源取得成本显著上升。2017 年 6 月中办国办印发的《矿业权出让制度改革方案》，要求以招标拍卖挂牌方式为主，全面推进矿业权竞争出让，严格限制矿业权协议出让。为贯彻落实《改革方案》，原国土资源部选取山西、福建、江西、湖北、贵州、新疆 6 个省区开展矿业权出让制度改革试点。2019 年 12 月，自然资源部在总结改革试点经验的基础上，印发了《自然资源部关于推进矿产资源管理改革若干事项的意见（试行）》，至此全面推进矿业权竞争性出让的工作格局已经形成。随着矿业权出让制度改革的全面落地，矿业权一级市场形成了以竞争性出让为主的格局。

2022年，随着煤炭价格近些年持续上涨，部分省市再次开始调整其采矿权市场基准价格，如山东、山西和甘肃已经完成矿业权基准价的调整，河北已经公布基准价调整方案的征求意见稿。矿业权出让制度改革叠加煤价上涨，导致我国煤炭资源取得成本显著上升。

从矿业权交易案例看，当前我国煤炭资源成交溢价明显。以2023年陕蒙地区挂牌交易的5宗矿业权为例，起始价总额161亿元，最终成交价670亿元，溢价率达317%。从陕北及鄂尔多斯地区矿业权成交情况来看，我国当前煤炭资源成交溢价明显。反观上市公司，其采矿权账面价值已远低于实际交易价格，陕西煤业、伊泰煤炭单吨煤炭资源账面价值仅为1.01元/吨和0.56元/吨。

表 12: 近期陕蒙矿业权拍卖成交溢价显著

序号	日期	地区	项目	起始价 (亿元)	成交价 (亿元)	溢价率	保有资源量 (万吨)	成交单价 (元/吨)
1	2023/3	陕西	神木市大保当-黑龙沟区块煤炭详查探矿权	22	125	468%	未披露	-
2	2023/3	陕西	府谷县郭家湾区块采矿权	0.6	7.7	1164%	779.1	99
3	2023/3	陕西	神木市降庄则村区块煤矿采矿权	0.4	2	425%	263.7	75
4	2023/3	陕西	神木市木独石犁南-牛定壕区块煤炭勘探探矿权	37.6	233.8	522%	未披露	-
5	2023/2	内蒙古	纳林河巴彦柴达木井田煤炭资源详查探矿权	100	301.5	202%	213120.2	14
合计				161	670	317%		

资料来源：自然资源部、陕西省自然资源厅、内蒙古自然资源厅，信达证券研发中心

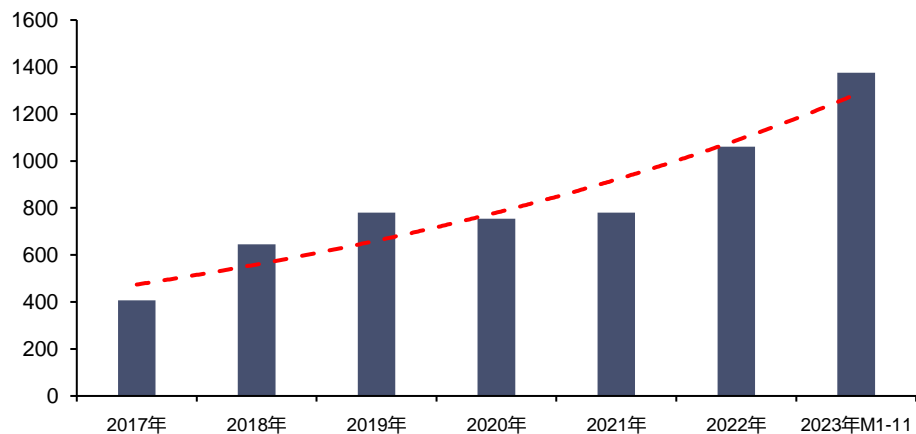
表 13: 上市公司煤炭资源账面价值远低于市场价

地区	上市公司	采矿权账面价值(亿元)	资源量(亿吨)	以资源量口径计算的账面单价(元/吨)
陕西	陕西煤业	185	184	1.01
内蒙古	伊泰煤炭	20.7	37	0.56

资料来源：各公司公告，信达证券研发中心。注：陕西煤业为总资源量口径（未能区分权益资源量），伊泰煤炭为权益资源量口径。

受产能置换政策、矿建标准提高等因素影响，近年来我国新建煤矿的成本显著上升。随着煤炭建设工程定额的不断调整，以及矿井建设标准、行业验收要求的逐步提高，矿建、土建、安装工程投资增大，矿井直接建设投资大幅增加。同时，2016年以来实施的煤炭行业供给侧改革，要求煤矿建设项目核准前或已核准未投产之前需购置产能置换指标，新增的产能购置费用加大了项目前期投资。在产能置换政策和矿建标准提高等因素的共同作用下，我国新建煤矿吨产能投资金额持续上升。

图 89: 2017 年以来全国煤矿吨产能投资金额逐步上升 (元/吨)



资料来源：国家发改委、国家能源局，信达证券研发中心。注：由于部分年份样本数量较少，以上仅反映吨产能投资金额上升趋势。

从煤矿交易案例看，当前一二级市场对煤炭企业的估值已明显倒挂。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。当前一二级市场对煤炭企业的估值已明显倒挂，煤炭企业重置价值亟须重新被市场认识。

此外，从伊泰煤炭港股回购事件看，当前煤炭二级市场估值明显低估。2023年3月29日，港股伊泰煤炭（3948.HK）公告以每股17港元要约回购注销所有已发行的H股。公司总股本32.5亿股，H股3.26亿股，回购注销股份约占总股本10%，而要约价格17港元/股，相比当日收盘价11.3港元/股，溢价50%，预期回购的最低总代价为55.42亿港元。从伊泰煤炭愿意以50%溢价进行回购来看，正是体现了煤炭在二级市场被明显低估的状态。

表 14：近年来上市公司煤矿交易估值情况

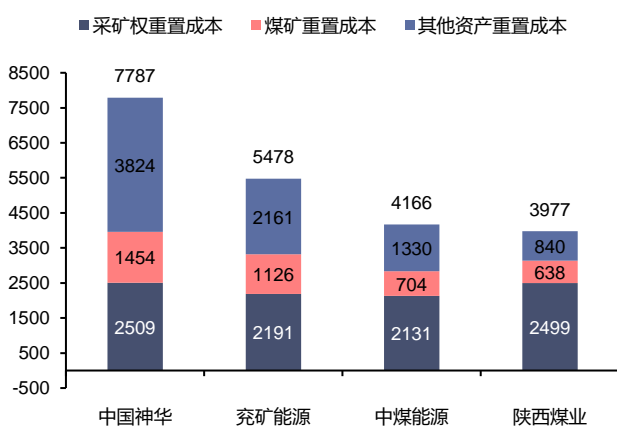
序号	交易方	交易标的	PE	PB
1	陕西煤业	收购彬长矿业 99% 股权	8.09	1.46
2	陕西煤业	收购神南矿业 100% 股权	-	3.67
3	中国神华	收购锦界能源 30% 股权	5.89	2.22
4	兖矿能源	收购鲁西矿业及新疆能化 51% 股权	9.99	4.83
5	新奥股份	转让新能矿业 100% 股权	10.52	4.99
平均值			8.62	3.44
申万煤炭行业			8.80	1.36

资料来源：iFind，各公司公告，信达证券研发中心。注：申万煤炭板块估值日期为2023年12月14日。

3.2.2 煤企股权重置价值远超市值，未来估值修复空间广阔

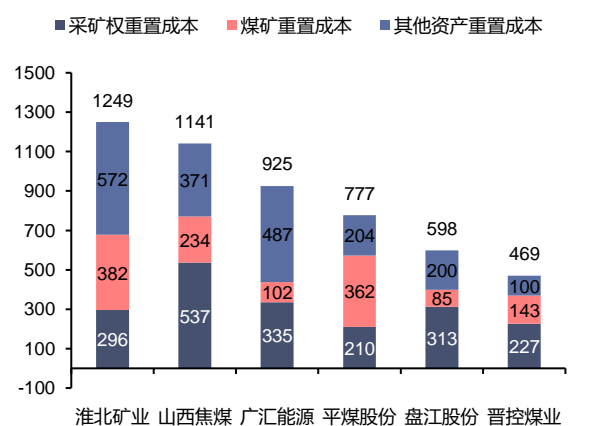
各煤炭企业的重置成本较高，揭示当前存量煤矿的价值并未被市场认识。煤炭企业主要资产包括采矿权、煤矿和其他资产三类资产。我们对主要煤炭企业的采矿权和煤矿进行重置，其他资产则按照账面价值处理，测算得出各公司重置成本结果。各公司重置成本结果体现了当前重建各煤炭企业所需的投资金额。

图 90：千亿市值以上公司的重置成本（亿元）



资料来源：信达证券研发中心

图 91：千亿市值以下公司的重置成本（亿元）



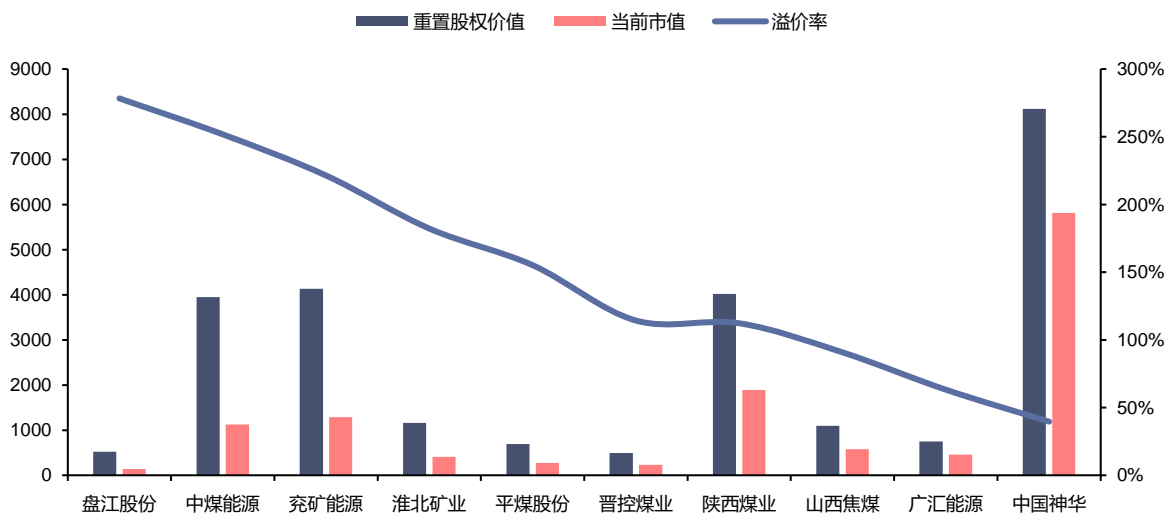
资料来源：信达证券研发中心

主要煤炭企业股权重置价值远高于当前市值，未来估值修复空间广阔。在煤炭企业重置成本的基础上，综合考虑净负债、少数股东权益后，经测算得出煤炭企业的股权重置价值。相较二级市场对煤炭企业的估值，整体上煤炭企业的估值整体上存在折价，煤炭企业股权重置价值普遍高于当前二级市场的估值。

表 15: 主要煤炭上市公司股权重置价值及溢价情况 (亿元)

公司	重置成本	净负债	少数股东权益	重置股权价值	当前市值	溢价率
盘江股份	598	62	11	525	139	278%
中煤能源	4166	-155	371	3950	1123	252%
兖矿能源	5478	949	393	4135	1287	221%
淮北矿业	1249	45	45	1159	411	182%
平煤股份	777	62	22	693	272	155%
晋控煤业	469	-100	77	492	230	114%
陕西煤业	3977	-439	402	4015	1891	112%
山西焦煤	1141	-63	106	1099	576	91%
广汇能源	925	180	-5	750	460	63%
中国神华	7787	-1063	734	8115	5813	40%

资料来源: Wind, 信达证券研发中心。注: 财务数据为各公司 2023 年三季报数据; 当前市值采用 2023 年 12 月 14 日收盘时的总市值 1 数据, 其中兖矿能源、中国神华、中煤能源为包含 A+H 等多地市值; 净负债=有息负债-(货币资金+金融资产); 溢价率=(重置股权价值/当前市值)-1

图 92: 主要煤炭企业股权重置价值溢价情况 (亿元)


资料来源: Wind, 信达证券研发中心。注: 广汇能源、中国神华重置后溢价率较低, 主要由于广汇能源煤炭业务占比较低, 以及中国神华除煤炭资产外, 同时拥有港口、铁路等较多重资产。当前市值采用 2023 年 12 月 14 日收盘时的总市值 1 数据。

若考虑煤矿建设时间, 煤炭企业重置成本应当更高。目前我国新建煤矿的审批流程较长, 新建矿井所需的建设周期至少要 3-5 年。重建煤企的成本不仅高于二级市场估值, 且重建煤企需要 3-5 年的时间才可投产, 若考虑时间成本的影响, 则重建煤企的成本应当更高。

若考虑优质煤矿资源区位稀缺性, 煤炭企业重置成本应当更高。当前我国地理位置优越、生产成本低的煤矿多数已被开发, 煤矿产能开发逐步向西北部转移, 尤其是向新疆地区转移。随着我国煤矿开发中心向西北部转移, 地理位置优越、资源禀赋条件好的煤炭资源越来越少, 上市公司优质煤矿的重置成本仅代表理论上的重新购买价格。在优质资源稀缺背景下, 优质煤矿的实际价值可能远超重置成本。

表 16: 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	地点
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	内蒙古自治区鄂尔多斯市
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		晋城沁水县龙港镇里必村
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	陕西省榆林市神木市孙家岔镇刘石畔村
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资4亿元, 四季度主体工程完工	陕西省榆林市神木市西南部
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	陕西省榆林市神木市西南部

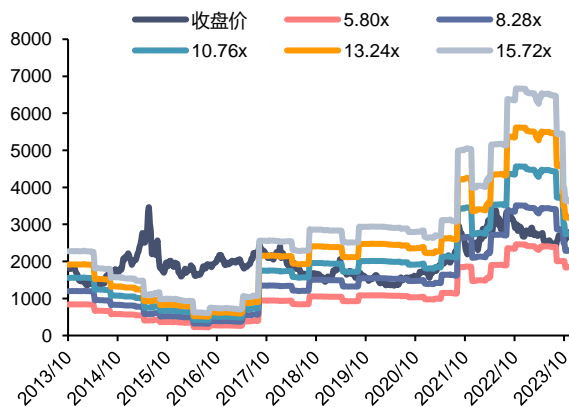
资料来源: 晋控煤业、大同煤业、中煤能源、陕北矿业官网、陕西煤业官方网站, 煤矿安全网, 胡家河矿业公司, 国家能源局, 煤炭人, 信达证券研发中心

基于我们对煤炭企业重置成本的研究, 当前煤炭企业的低估值以及存量煤炭企业的竞争优势仍未被市场充分认识, 煤炭企业有望迎来较大估值修复空间。在深化央企控股上市公司改革和推动建立中国特色估值体系的背景下, 以及在当前煤炭企业产业维度的内在价值显著高于二级市场估值水平的情况下, 我们认为煤炭企业的内在价值将被逐步发现, 煤炭企业有望迎来价值重估。同时, 在新建煤炭企业投资成本高昂的背景下, 存量煤企凭借着资源取得早和矿井建设早的优势, 在开采成本上具备显著优势, 且未来煤炭价格将更多地由新增边际成本高的煤矿来支撑。鉴于此, 当前存量优质煤炭上市公司将具备较强竞争优势, 其合理真实价值有望被市场逐步认识。

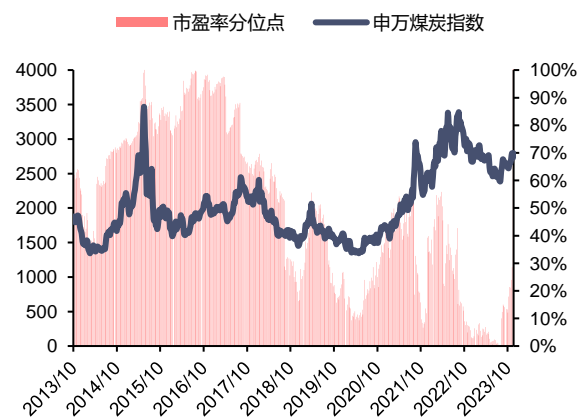
3.3 煤炭板块仍具有低估值高股息, 煤炭板块投资价值凸显

3.3.1 从 PE 和股息角度看, 煤炭行业仍处低估水平

从 PE-Band 和 PE 百分位来看, 当前煤炭板块仍然处于低估状态。截至 2023 年 12 月 14 日, 申万煤炭板块 PE (TTM) 为 8.8x。近年来二级市场煤炭板块有所上涨, 但其板块价格涨幅远低于业绩涨幅。同时, 以申万煤炭板块过往 10 年市盈率数据为基础, 截至 2023 年 12 月 14 日, 申万煤炭板块 PE (TTM) 百分位为 29.45%, 百分位仍然处于低点。

图 93: 煤炭(申万)指数 PE-Band


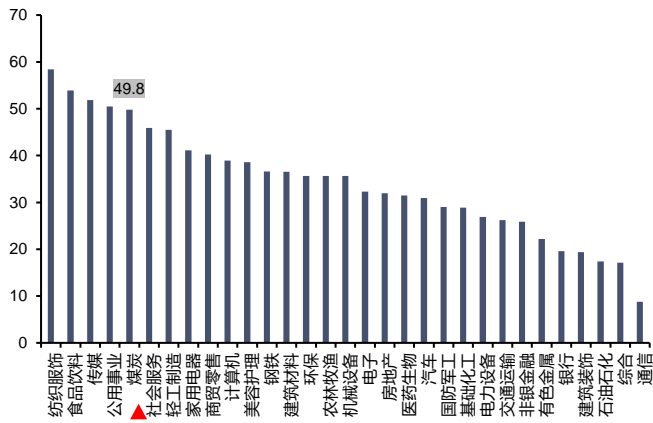
资料来源: Wind, 信达证券研发中心

图 94: 煤炭申万指数 PE 百分位


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

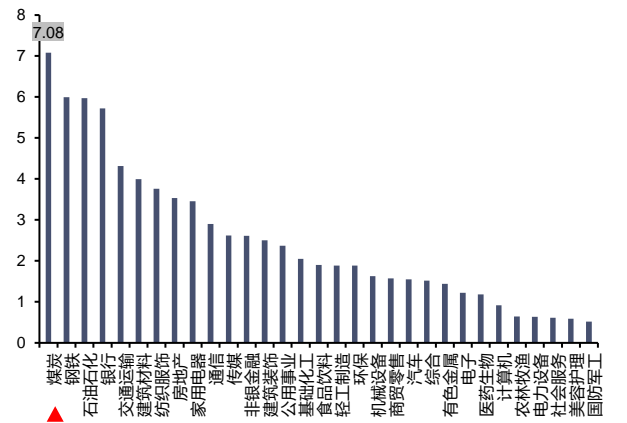
从分红率和股息率角度看，煤炭行业股息回报水平全行业领先。从分红率角度看，2022年现金分红最高的五个行业分别是纺服、食品饮料、传媒、公用事业和煤炭，其中煤炭行业分红率排名第五，为49.8%。从股息率角度看，2022年股息率最高的五个行业分别是煤炭、钢铁、石油石化、银行、交运，其中煤炭行业股息率排名第一，为7.08%。煤炭行业股息回报水平优异，在无风险利率下行阶段，煤炭板块投资性价比提高。

图 95: 2022 年行业现金分红比例排序 (%)



资料来源: iFind, 信达证券研发中心

图 96: 2022 年行业股息率水平排序 (%)



资料来源: iFind, 信达证券研发中心

煤企分红政策更加积极，诸多煤企承诺分红不低于 60%。经梳理，兖矿能源 2023 年 6 月公告，2023-2025 年每年现金股利的总额不少于可供分配净利润的 60%，且每股现金股利不低于 0.5 元（2022 年实际分红率为 69.33%）；中国神华分红承诺由原“不少于公司当年实现的归属于本公司股东的净利润的 50%”提高至 60%；陕西煤业也将可供分配利润的 40% 用来分红提高至 60%；山煤国际承诺 2024 年-2026 年公司现金分红比例不少于当年实现的可供分配利润的 60%；平煤股份 2023 年 11 月 28 日公告，2023-2025 年每年以现金方式分配的利润原则上不少于当年实现的合并报表可供分配利润的 60%。

从历史分红来看，煤企的实际分红率高于承诺分红。2022 年，中国神华承诺分红 60%，实际分红 72.77%；陕西煤业承诺分红 60%，实际分红 60.17%；兖矿能源承诺分红 50%（2023 年提高承诺至 60%），实际分红 69.33%；山西焦煤承诺分红 10%，而实际分红 63.54%；盘江股份承诺分红 10%，实际分红 40.11%。

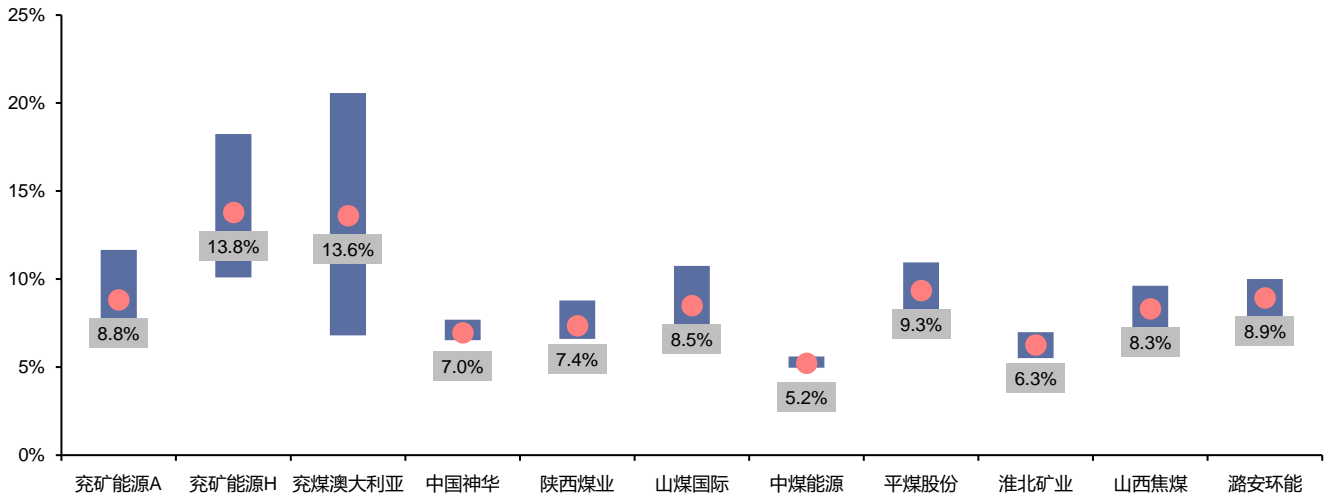
表 17: 主要煤炭上市公司分红率及股息率情况

上市公司	分红承诺		实际分红率 (%)				股息率
	原分红承诺	现分红承诺	2019	2020	2021	2022	2023E
兖矿能源	60% (2023-2025 年)		32.87	68.44	60.87	69.33	10%
广汇能源	年化 10% (2020-2022 年)	年化 30% (2022-2024 年)	/	/	52.46	45.84	10%
平煤股份	30% (2022-2024 年)	60% (2023-2025 年)	59.99	60.07	60.21	35.18	9.2%
山煤国际	60% (2024-2026 年)		10.14	15.83	62.91	51.12	8.5%
山西焦煤	年化 10%		18.43	20.94	78.67	63.54	8.2%
陕西煤业	40% (2020-2022 年)	60% (2022-2024 年)	29.98	52.11	61.91	60.17	7.2%
中国神华	50% (2019-2021 年)	60% (2022-2024 年)	57.94	91.81	100.39	72.77	7.3%
淮北矿业	30% (2022-2024 年)		35.93	42.85	36.33	37.16	6.3%
中煤能源	20%		29.93	30.09	30.05	30.02	5.8%
华阳股份	30% (2021-2023 年)		39.59	39.95	34.03	30.02	5.3%
盘江股份	10%		60.68	76.78	73.24	40.11	3.0%

资料来源: 各公司公告, 信达证券研发中心。注: 采用总市值 1 口径, 日期截至 2023 年 12 月 14 日。

我们对主要煤炭企业进行归母净利润及股息率敏感分析，在不同价格假设下，主要煤炭企业仍然拥有较为优异的股息回报水平。我们选取市场主流价格指标，并对其做出乐观、中性、悲观三种假设。在三种不同假设条件下，主要煤炭企业仍然拥有较为优异的股息回报水平，其中兖矿能源、兖煤澳大利亚、山煤国际、平煤股份、山西焦煤和潞安环能股息回报水平位于前列。

图 97: 不同假设条件下各煤企股息回报水平

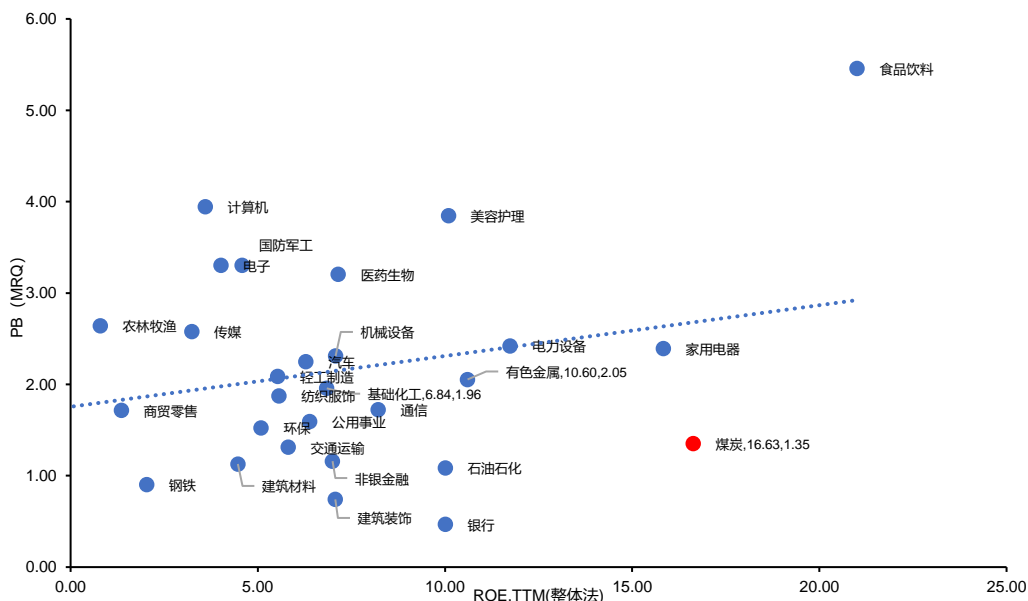


资料来源: Wind, 信达证券研发中心测算。注: 红点为中性假设下股息回报水平, 采用总市值2口径, 日期截至2023年12月14日。

3.3.2 从 PB 和 ROE 角度看煤炭行业亦被明显低估

从 PB-ROE 来看，煤炭板块高盈利和低估值属性突显。2023Q3，A 股上市公司煤炭行业净资产收益率 ROE (TTM, 整体法) 为 16.63%，在申万全行业中排名第二。同属周期行业的有色金属板块及基础化工板块，ROE 分别为 10.6%和 6.84%，均低于煤炭板块。而从 PB 估值维度看，有色金属及化工板块 PB 分别为 2.05 和 1.96 倍，而煤炭板块 PB 仅为 1.35 倍，仍处于较低位置。当前煤炭板块正处于盈利能力较强而估值较低的状态，我们认为煤炭行业具有较大估值提升空间。

图 98: 2023Q3 各行业 PB-ROE 估值水平



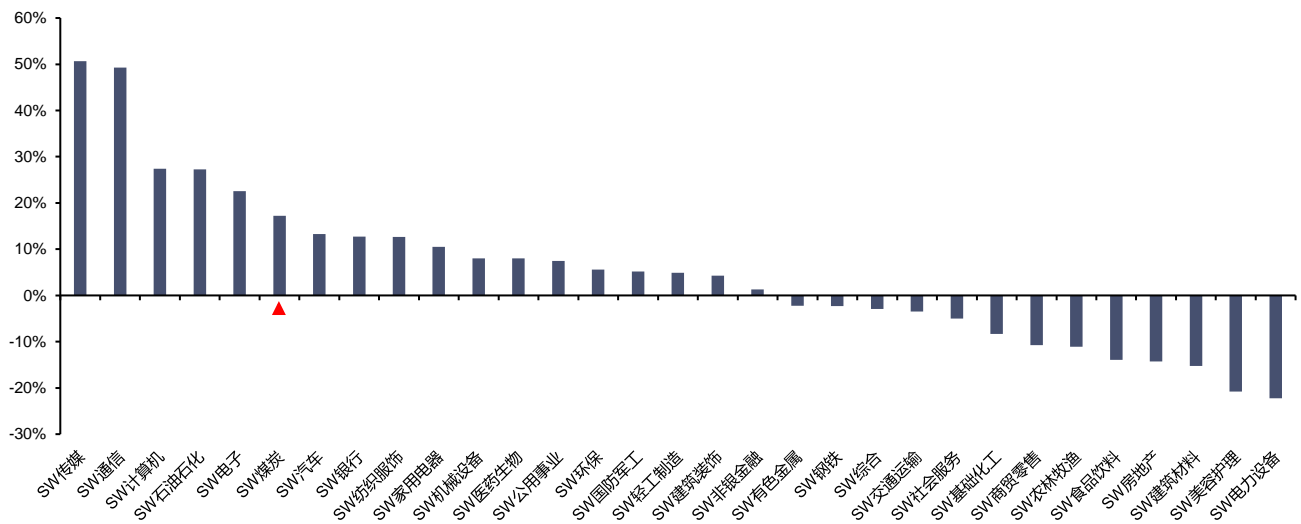
资料来源: Wind, 信达证券研发中心。注: PB 计算截止 2023 年 12 月 14 日。

四、投资建议：攻防兼备，逢低配置正当时

4.1 2023 年以来煤炭板块涨幅居前

资本市场低迷形势下，煤炭板块表现仍较突出。2023 年以来市场整体呈下行态势，截至 2023 年 12 月 14 日，SW 综合涨幅为-2.9%。2023 年以来涨幅居前的行业分别为传媒、通信、计算机、石油石化、电子、煤炭等，其中煤炭涨幅位列第 6 名。截至 2023 年 12 月 14 日，SW 煤炭板块实现涨幅 17.3%，表现优于整体市场。

图 99：2023 年以来各板块涨跌幅情况（%）



资料来源：Wind，信达证券研发中心。注：收盘价截至 2023 年 12 月 14 日。

4.2 主要推荐标的及盈利预测

当前正处于全球新一轮由产能周期为根本、货币超发为助推的能源大通胀初期，基本面、政策面共振，现阶段逢低配置煤炭板块正当时。供给端，在煤矿核准批复项目增量较少、多地煤矿有效产能利用率已超 100%，且高负荷运转下采掘接续紧张安全事故频发、中东部产量衰减供需错配格局持续强化的背景下，我国未来中短期煤炭边际增量有限，再叠加煤质明显下降问题，我国煤炭有效供给量更少。需求端，今年以来火电保持较高增速拉动电煤消费，经济复苏拉动非电用煤边际改善，主要耗煤行业产品产量均实现了正增长。随着我国稳增长系列政策有序推进，经济底部抬升可期，各项指标有望继续朝着持续向好方向发展，煤炭消费有望进一步增加。价格端，当前煤炭供需仍然处于紧平衡，增产保供以来较多高成本煤矿释放产量，晋陕蒙地区生产成本较高的煤矿支撑着底部煤价，而随着新疆煤炭资源开发的快速发展，而高昂的远距离运输成本也制约着疆煤外运的经济性，未来疆煤外运体量不断上升，亦将有力的支撑煤炭市场价格。我们认为，能源大通胀背景下，未来 3-5 年煤炭供需偏紧的格局较难改变，优质煤炭企业依然具有高壁垒、高现金、高分红、高股息的属性，叠加煤价筑底推动板块估值重塑，板块投资攻守兼备且具有高性价比，再度提示板块逢低配置。

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，煤炭供给偏紧、趋紧形势或将持续整个“十四五”乃至“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，经济开发刚性成本的抬升有望支撑煤炭价格中枢保持高位，叠加煤炭央企国企资产注入工作已然开启，容量电价政策落地，愈加凸显优质煤炭公司盈利与成长的高确定性。当前，煤炭板块具有高业绩、高现金、高分红属性，叠加行业高景气、长周期、高壁垒特征，以及低

估值水平和一二级估值倒挂，煤炭板块投资攻守兼备。我们继续全面看多煤炭板块，继续建议关注煤炭的历史性配置机遇。自下而上重点关注：一是内生外延增长空间大、资源禀赋优的兖矿能源、广汇能源、陕西煤业、山煤国际、晋控煤业等；二是央改政策推动下资产价值重估提升空间大的煤炭央企中国神华、中煤能源、新集能源等；三是全球资源特殊稀缺的优质冶金煤公司平煤股份、淮北矿业、潞安环能、山西焦煤、盘江股份等；四是建议关注可做冶金喷吹煤的无烟煤相关标的兰花科创、华阳股份等，以及新一轮产能周期下煤炭生产建设领域的相关机会，如天地科技、天玛智控等。

表 18: 重点上市公司估值表

股票名称	收盘价 (元)	归母净利润 (百万元)				EPS (元/股)				PE			
		2022A	2023E	2024E	2025E	2022A	2023E	2024E	2025E	2022A	2023E	2024E	2025E
兖矿能源	20.13	31236	21485	24475	26883	6.3	2.89	3.29	3.61	3.20	6.97	6.12	5.58
陕西煤业	19.51	35123	22839	27157	32288	3.62	2.36	2.80	3.33	5.39	8.27	6.97	5.86
山煤国际	18.66	6981	5241	5526	5837	3.52	2.64	2.79	2.94	5.30	7.07	6.69	6.35
广汇能源	7.00	11338	7386	9285	11804	1.73	1.12	1.41	1.8	4.05	6.25	4.96	3.89
晋控煤业	13.73	3044	2488	2537	2658	1.82	1.49	1.52	1.59	7.54	9.21	9.03	8.64
中国神华	30.69	69626	60599	63216	64920	3.50	3.05	3.18	3.27	8.77	10.06	9.65	9.39
中煤能源	9.56	18241	21773	25780	27559	1.38	1.64	1.94	2.08	6.93	5.83	4.93	4.60
新集能源	5.32	2064	2500	2644	2823	0.80	0.97	1.02	1.09	6.68	5.51	5.22	4.88
平煤股份	11.74	5725	4182	5707	7112	2.47	1.81	2.47	3.12	4.75	6.49	4.75	3.76
淮北矿业	16.55	7010	7001	8493	9268	2.83	2.82	3.42	3.74	5.85	5.87	4.84	4.43
山西焦煤	10.15	10722	7415	8159	9023	1.89	1.31	1.44	1.59	5.37	7.75	7.05	6.38
潞安环能	22.73	14168	10120	11533	13582	4.74	3.38	3.86	4.54	4.80	6.72	5.89	5.01
盘江股份	6.46	2194	1054	1572	1856	1.02	0.49	0.73	0.86	6.33	13.18	8.85	7.51
华阳股份	8.86	7026	5668	6172	6894	2.92	1.57	1.71	1.91	3.03	5.64	5.18	4.64
兰花科创	10.06	3224	2836	3111	3366	2.82	1.91	2.10	2.27	3.57	5.27	4.80	4.44
天玛智控	26.32	397	443	507	587	0.92	1.02	1.17	1.36	28.61	25.80	22.50	19.35

资料来源: IFind, 信达证券研发中心 数据截至 2023 年 12 月 14 日 注: 新集能源、兰花科创为同花顺一致性预测。

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，中国注册会计师协会会员，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，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，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，从事煤炭行业及上下游研究。

邢秦浩，美国德克萨斯大学奥斯汀分校电力系统专业硕士，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，从事煤炭、煤化工行业的研究。

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 20% 以上；	看好 ：行业指数超越基准；
	增持 ：股价相对强于基准 5%~20%；	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。