

煤炭开采

2021年11月25日

碳中和加速能源变革，煤炭供给弹性临挑战

——煤炭行业 2022 年度投资策略

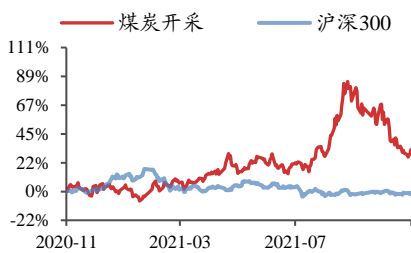
投资评级：看好（维持）

张绪成（分析师）

zhangxucheng@kysec.cn

证书编号：S0790520020003

行业走势图



数据来源：聚源

相关研究报告

《行业周报-动力煤价趋稳&双焦转弱，三主线布局》-2021.11.21

《行业周报-保供稳价取得阶段性成效，动力煤价有望趋稳》-2021.11.13

《行业周报-今冬将迎供需双强，港口煤价回落至 1100 元》-2021.11.7

● 2021 年前三季度煤价复盘：供需严重失衡，煤价冲高大涨

2021Q1-Q3 在紧供给基本面作用下动力煤及炼焦煤价格均经历了大幅上涨。**动力煤方面**：伴随疫情后期我国内外需增长，全社会能源需求高增，水电及风光电等非煤电力出力不足，促成火电高负荷，动力煤需求大幅增长。而供给端由于反腐发力、超产入刑、安检升级等政策性因素，导致煤炭产能释放受限，同时进口限制严格，致使总体供应未能与需求增长相匹配，引发供需失衡，全社会库存降至低点，催化动力煤价大涨。**炼焦煤方面**：上半年下游钢铁需求旺盛，而供给端由于澳煤进口持续受限，蒙煤通关不稳定，国内产量释放受到安全因素扰动，致使澳煤缺口难以弥补，供给持续偏紧。Q3 开始焦钢限产发力，需求边际走弱，但紧供给对煤价支撑力仍然较强，焦煤价于 9~10 月冲上历史高位。

● 后期展望：短期受政策调控影响，中长期煤价仍有支撑

动力煤方面：四季度以来保供限价政策力度加大，一方面大量核增产能获批陆续释放增量，供需失衡逐渐缓解，另一方面发改委干预限价致使坑口、港口煤价高位大幅回落。短期来看迎峰度冬旺季需求有望高增，基本面或仍以紧供给为主，仍可在政策限制范围内支撑煤价高位。中长期展望，供给端煤矿项目获批政策门槛提高，未来 2~3 年新建产能对煤炭供给的增量补充有限，同时产能核增潜力空间有限；需求端，火电需求平稳增长趋势在“十四五”期间或不会改变，为动力煤需求提供支撑。基本面或将以紧平衡为主，煤价中枢仍有支撑。

炼焦煤方面：短期来看，基本面或以供需双弱为主。供给端，澳煤禁运或仍将持续，而产地端增量有限，供给弹性仍将偏紧；需求端，2021Q4 及 2022 年粗钢产量平控政策延续，炼焦煤终端需求增长受到压制，但整体韧性犹在。考虑到京津冀限产持续至 2022 年 3 月，其后焦钢企生产恢复，焦煤需求有望平稳释放，基本面或将回归紧供给。全年焦煤价格或呈前低后高，中枢仍有望上移。

焦炭方面：伴随“十三五”以来去产能深化，焦化行业供给格局持续优化。2021 年下半年以来受焦煤高价支撑，焦价大幅上涨，但煤焦价差缩小导致焦企利润收缩。短期内在焦煤价格回调过程中焦化行业盈利有望获得改善。

● 双碳目标下无需悲观，中期煤炭紧供给有望持续

2021 年 10 月双碳纲领性文件发布，“十五五”煤炭消费减少写入主要目标。我们认为，煤炭需求或于 2025 年触顶，但短期内能源支柱地位不会动摇。在新增产能及存量挖潜空间有限的背景下，煤炭供给有望先于需求达峰，在不考虑进一步煤炭限价政策的预期下，煤价中枢将获得重塑，有望在偏高位达到平衡，利好煤企业绩的稳定释放。在双碳背景下，供改政策将持续深化，行业集中度加速提升，龙头煤企中短期受益煤价重塑，长期在需求回落阶段仍具备防御优势。

● 投资建议：三大主线布局

投资主线一：业绩稳健且高分红标的。龙头煤企在高比例长协煤锁量稳价作用下，有望对冲周期波动，稳定释放业绩。同时高分红、高股息率也凸显煤炭企业的长期投资价值。**受益标的：兖州煤业、中国神华、陕西煤业、平煤股份。**

投资主线二：具有成长性预期标的。中长期煤炭产能资源稀缺性愈发突出，推荐关注仍具备增量成长潜力的标的。**山西焦煤、晋控煤业**在山西国改深化背景下有望通过资产注入获得外生增长；**盘江股份、淮北矿业**积极布局新建产能，仍具备独特的内生长性。**受益标的：山西焦煤、晋控煤业、盘江股份、淮北矿业。**

投资主线三：新产业转型标的。双碳背景下，传统能源企业通过向新能源、新材料等方向转型，突破产业限制，步入新兴赛道，中长期增长潜力可期。**受益标的：华阳股份、山煤国际、电投能源、金能科技、美锦能源、中国旭阳集团（H 股）。**

● **风险提示：**经济增速下行风险；供需错配风险；可再生能源加速替代风险

目 录

1、 2021 年前三季度煤炭市场复盘：供需严重失衡，煤价冲高大涨.....	5
1.1、 动力煤复盘：火电需求高增，供给释放缺乏弹性.....	5
1.2、 炼焦煤复盘：进口煤缺口难弥补，紧供给持续发酵.....	10
2、 动力煤：限价重塑煤价中枢，中长期紧平衡或延续.....	13
2.1、 政策调控力度加大，保供稳价取得阶段成效.....	13
2.2、 短期动力煤或供需双增，紧供给边际缓解.....	16
2.3、 长期来看，紧平衡或是主基调.....	18
2.3.1、 供给方面：长期增量有限.....	18
2.3.2、 需求方面：仍有增长空间.....	19
2.3.3、 结论：供紧需增，紧平衡或可持续.....	21
2.4、 煤价判断：政策制约下波动性收敛，煤价中枢稳定性提升.....	22
3、 炼焦煤：需求短期承压，供给或持续偏紧.....	23
4、 焦炭：供需双弱，煤价下行利好盈利修复.....	28
4.1、 焦化行业供给格局持续优化.....	28
4.2、 2021 年下半年供需双弱，后期盈利或边际改善.....	28
5、 双碳目标下无需悲观，中期煤炭紧供给有望持续.....	30
5.1、 2025 年煤炭消费或触顶，中期紧供给或可持续.....	30
5.2、 双碳加速推进行业供给侧改革.....	31
5.3、 双碳助力龙头煤企突围.....	32
6、 投资建议：三主线布局.....	33
7、 风险提示.....	34

图表目录

图 1： 2021 年 1~10 月受紧供给支撑，动力煤港口价格大幅上涨.....	5
图 2： 2021M1-10 全国发电量同比增长 10%.....	6
图 3： 2021M1-10 全国火电发电量同比增长 11.3%.....	6
图 4： 2021 年 1-8 月 PMI 连续位于 50%以上.....	6
图 5： 2021M1-10 我国出口贸易规模同比增长 22.5%.....	6
图 6： 2021M1-10 火电发电量占比 70.8%（亿千瓦时）.....	7
图 7： 2021 年水电出力较弱，火电保持同比增长.....	7
图 8： 2021M1-10 全国原煤产量 33 亿吨，同比增长 4%.....	7
图 9： 2021 年 3-9 月内蒙古煤炭单月产量持续同比下降.....	7
图 10： 2019-2020 年内蒙古煤炭超产比例较大.....	8
图 11： 2021 年 7 月前内蒙古单月煤炭产量低于往年.....	8
图 12： 2021M1-9 煤炭累计进口 2.3 亿吨，同比下降 3.6%.....	8
图 13： 2021M1-9 动力煤累计进口量同比增速为-20.1%.....	8
图 14： 2021 年 1-9 月，国际动力煤价格持续攀升（美元/吨）.....	9
图 15： 2021 年以来沿海六大电厂日耗高于往年同期.....	9
图 16： 2021 年以来沿海六大电厂库存远低于往年同期.....	9
图 17： 2021 年以来，秦港库存多数时间远低于往年同期.....	10
图 18： 2021 年 1~10 月受紧供给支撑，炼焦煤港口价格大幅上涨.....	10

图 19:	2021M1-9 炼焦煤累计进口量同比下降 41.1%	11
图 20:	2021 年以来澳大利亚炼焦煤进口占比持续为零	11
图 21:	2021 年 6-7 月炼焦煤单月产量均明显低于往年同期 (万吨)	11
图 22:	2021M1-10 粗钢累计产量同比下降 0.7%	12
图 23:	2021M1-10 焦炭累计产量同比增长 0.1%	12
图 24:	2021Q3 焦化厂开工率有所回落	12
图 25:	2021Q3 钢厂高炉开工率有所回落	12
图 26:	2021 年 10 月单月煤炭产量同比增长 4%	16
图 27:	10 月至今港口及坑口煤价高位大幅回落 (元/吨)	16
图 28:	2020 年 10 月至 2021 年 1 月电力行业动力煤消费量大幅增长	17
图 29:	2020 年以来新批产能大幅减少	18
图 30:	2020 年以来新批产能 54% 位于新疆 (万吨)	18
图 31:	2020 年以来煤炭行业固定资产投资增速放缓	18
图 32:	多个地区在发改委发布的能耗双控晴雨表中列为一、二级预警	19
图 33:	2021 年三季度四大高耗能制造业单月用电量同比增速大幅下滑 (亿千瓦时)	20
图 34:	2021 年 1-10 月第二产业、第三产业累计用电量同比分别增长 11.3%、20% (亿千瓦时)	20
图 35:	2021 年 10 月单月出口金额同比增速仍高达 20.3%	20
图 36:	2021 年前三季度新增发电机组中火电新增容量领先	21
图 37:	预计动力煤港口价格或在 1200 元以内偏高位震荡运行 (元/吨)	22
图 38:	年度长协价定价公式 (2019 年至今适用)	23
图 39:	2021 年 10-11 月年度长协价创历史新高	23
图 40:	11 月 CECI 综合、BSPI 指数回落 (元/吨)	23
图 41:	2021 年 3~9 月炼焦煤单月产量同比增速基本为负	24
图 42:	山东去产能文件涉及的淘汰产能占全省煤炭产能的 26.9% (万吨)	24
图 43:	2021 年 1-10 月山东省原煤产量同比大幅下滑	24
图 44:	往年澳大利亚炼焦煤进口占比近五成	25
图 45:	2021 年 1-9 月炼焦煤单月进口量同比大幅下滑	25
图 46:	2021 年 7 月以来单月粗钢产量同比大幅下滑	26
图 47:	2021 年 9 月单月炼焦煤消费量同比大幅下滑	26
图 48:	2021Q3 炼焦煤下游库存处于低位 (万吨)	26
图 49:	2021Q3 炼焦煤下游可用天数处于低位 (天)	26
图 50:	2021 年 1-11 月京唐港主焦煤港口均价为 2528 元/吨, 中枢明显上移	27
图 51:	2021 年下半年以来焦炭单月产量同比持续下滑	29
图 52:	2021 年下半年以来焦化厂开工率明显下降	29
图 53:	2021 年 11 月煤焦价差负值缩小 (元/吨)	29
图 54:	到 2060 年非化石能源消费占比将达到 80%	31
图 55:	预计煤炭消费量于 2025 年达到峰值	31
图 56:	2020 年全国煤炭产量集中在西部地区	31
图 57:	2019 年中小产能主要集中在晋陕蒙以外其他地区	31
图 58:	“十四五”期间将建设一批多能互补的清洁能源基地	32
图 59:	主要煤炭龙头自产煤吨煤成本优势凸显 (元/吨)	33
图 60:	主要煤炭龙头自产煤毛利率维持高位	33
表 1:	7-10 月保供政策主要以加快产能释放、促进产能核增等供需基本面调控为主	13
表 2:	10 月 19 日之后政策重心向控价转移	14

表 3: 动力煤单季供需平衡测算: 预计 2021Q4、2022Q1 动力煤供给缺口缩小	17
表 4: 动力煤供需平衡测算: 预计 2022 年动力煤基本面表现为紧平衡	21
表 5: 根据《关于开展京津冀及周边地区 2021-2022 年采暖季钢铁行业错峰限产的通知》, 钢铁限产工作将分为两个阶段完成	25
表 6: 炼焦煤单季供需平衡测算: 预计 2021Q4、2022Q1 炼焦煤供给略有宽松	27
表 7: 炼焦煤供需平衡测算: 预计 2022 炼焦煤供给紧平衡仍将延续	27
表 8: 2020 年内各主产省份相继对年度去产能目标提出要求	28
表 9: 《意见》明确了双碳 2025 年、2030 年、2060 年三个阶段的主要目标	30
表 10: 受益标的盈利预测	34

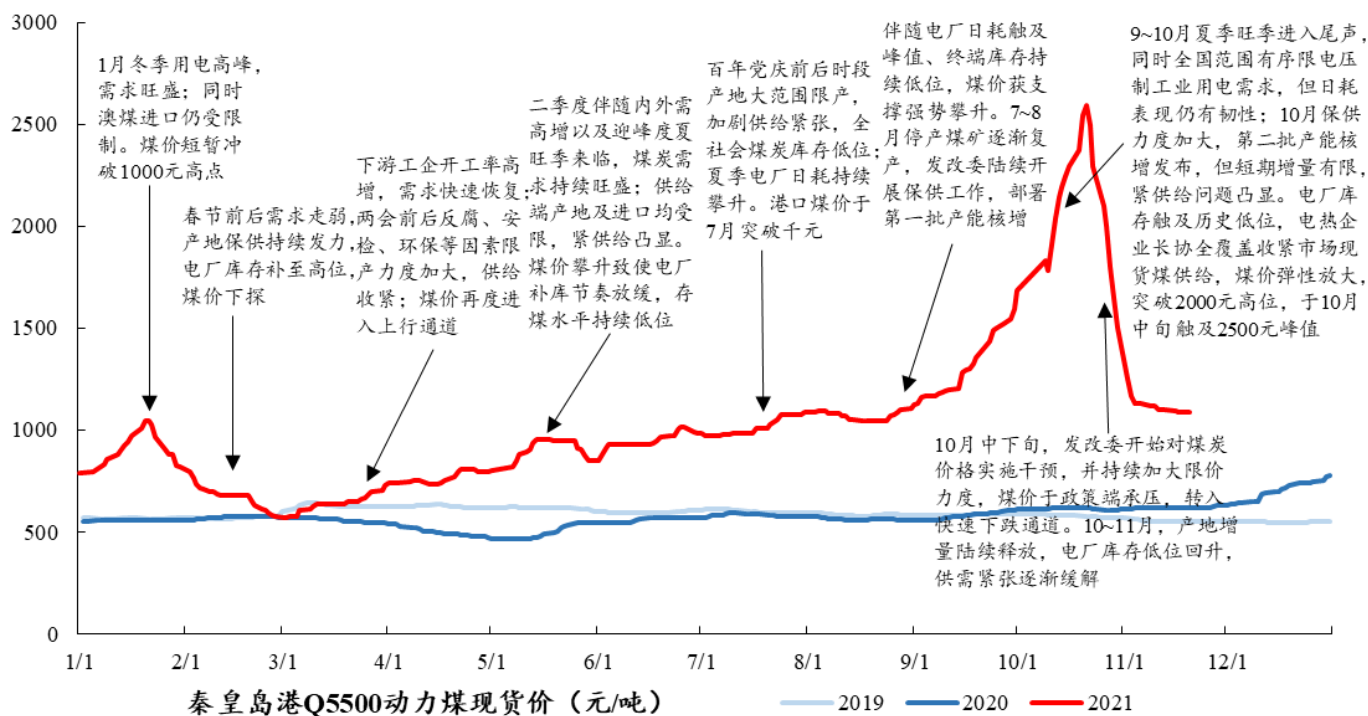
1、2021 年前三季度煤炭市场复盘：供需严重失衡，煤价冲高 大涨

2021 年以来在疫情后期经济快速复苏背景下，全社会用煤需求大幅增长，供给端则在产地严控超产、安检力度加大、进口收紧等因素影响下明显收紧，基本面表现为供需严重失衡。动力煤及炼焦煤价格均持续攀升，创下历史新高。

1.1、动力煤复盘：火电需求高增，供给释放缺乏弹性

2021 年，动力煤价格于一季度经历短暂的回调后，进入上行通道。以秦皇岛港 Q5500 动力煤港口价来看，Q1、Q2、Q3 均价分别为 739、872、1140 元/吨，同比分别增长 31.5%、67.8%、98.2%，进入 10 月份后一度攀升至 2500 元/吨高位。

图1：2021 年 1~10 月受紧供给支撑，动力煤港口价格大幅上涨

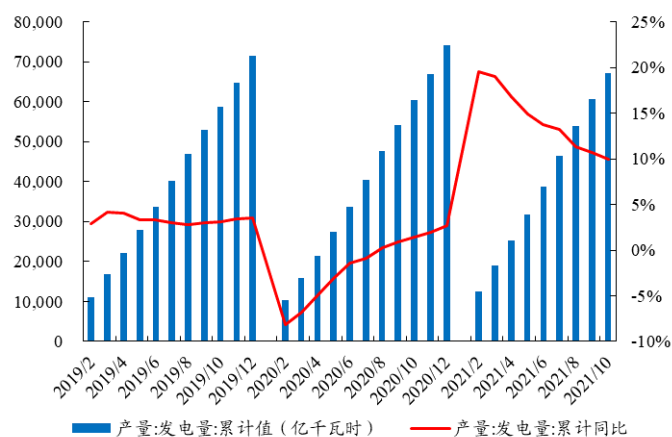


数据来源：Wind、开源证券研究所

需求方面

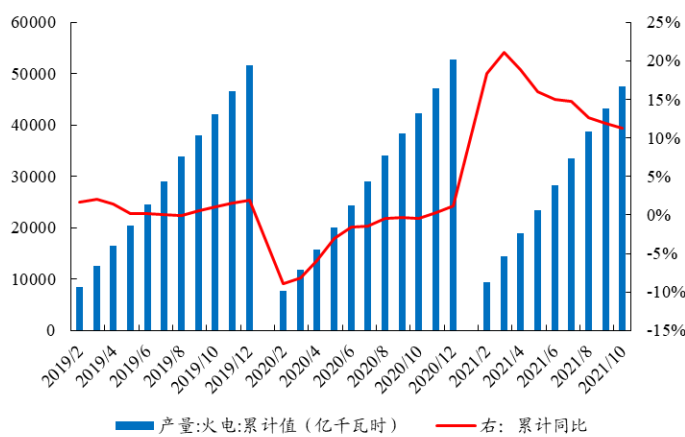
能源需求旺盛，火电负荷高增。2021 年以来，我国能源需求持续快速增长，1-10 月实现发电量 6.72 万亿千瓦时，同比增长 10%；其中火电增长更为明显，1-10 月实现火电发电量 4.76 万亿千瓦时，同比增长 11.3%。

图2: 2021M1-10 全国发电量同比增长 10%



数据来源: Wind、开源证券研究所

图3: 2021M1-10 全国火电发电量同比增长 11.3%

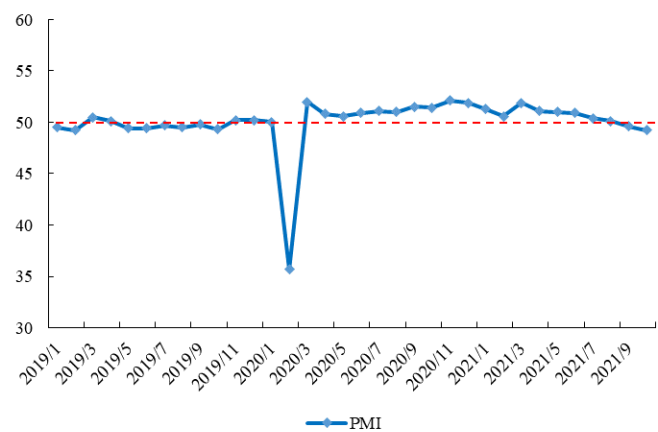


数据来源: Wind、开源证券研究所

支撑火电发电量及动力煤需求的主要原因在于:

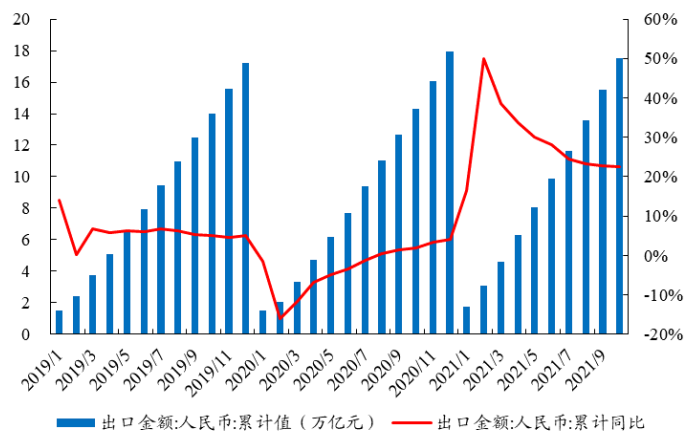
(1) 我国率先控制疫情背景下, 内外需增长带来强大动力。2021年1-8月PMI指数连续站上50%的荣枯线。同时, 海外疫情的持续发展导致海外企业开工率难以恢复, 为国内出口制造业带来了大量市场需求, 大幅提振了国内工业企业的生产积极性。根据海关总署数据, 2021年截至10月累计出口金额达17.5万亿元, 同比增速达到22.5%。

图4: 2021年1-8月PMI连续位于50%以上



数据来源: Wind、开源证券研究所

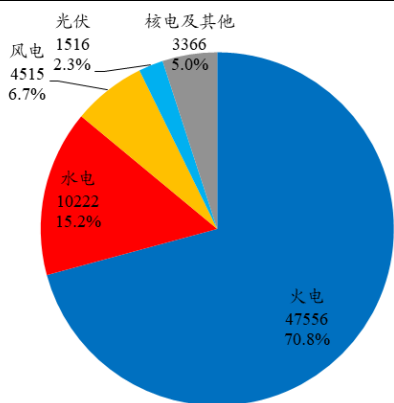
图5: 2021M1-10 我国出口贸易规模同比增长 22.5%



数据来源: Wind、开源证券研究所

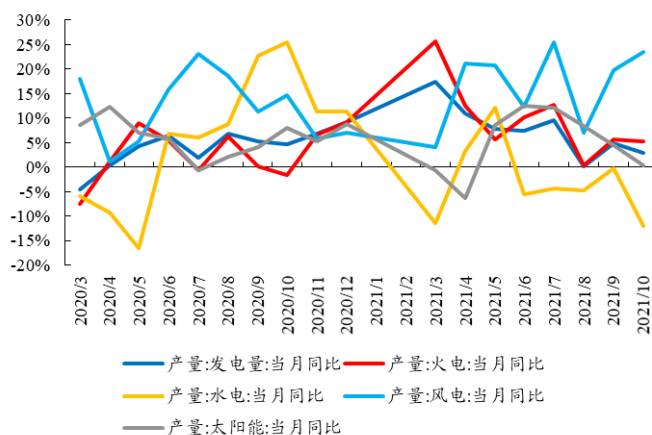
(2) 水电、风电等清洁电力出力不足, 火电兜底负荷高增。2021年1-10月累计发电量中火电发电量贡献4.76万亿千瓦时, 占比70.8%, 且同比增长11.3%, 而水电由于来水情况偏弱导致出力情况相对较差, 贡献1.02万亿千瓦时, 占比15.2%, 低于往年同期17%占比, 且水电发电量同比下滑2.3%, 因此加剧了火电负荷的提升。而风电、光伏等新能源发电量增速较快, 但基数相对较低, 2021年1-10月占比分别为6.7%、2.3%, 并未对火电形成有效替代。

图6: 2021M1-10 火电发电量占比 70.8% (亿千瓦时)



数据来源: Wind、开源证券研究所

图7: 2021 年水电出力较弱, 火电保持同比增长

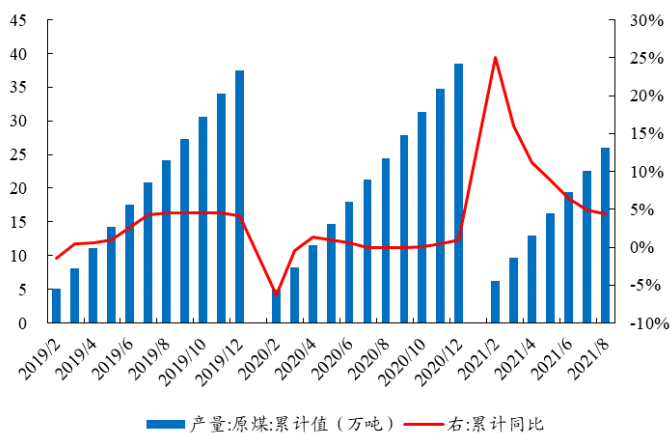


数据来源: Wind、开源证券研究所

供给方面

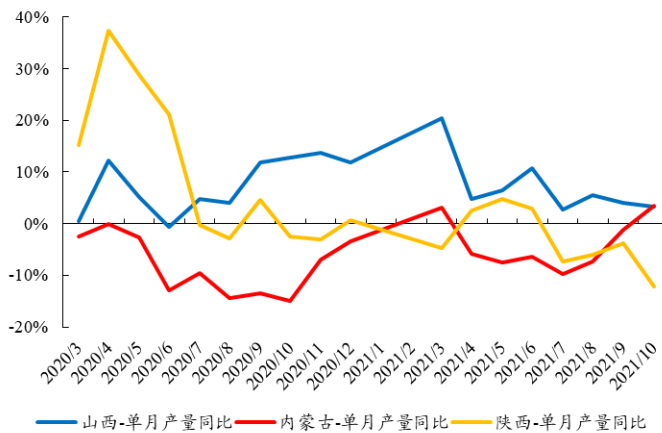
产能释放受到制约, 供给弹性收紧。2021 年以来, 受内蒙古涉煤反腐“倒查 20 年”, 安监、环保力度增大以及超能力生产入刑等因素影响, 大量表外煤炭产能被压缩, 产地煤矿均严格按照核定产能安排生产, 存量产能释放受到明显制约, 其中主产动力煤的内蒙古受影响较大。除此之外, 5 月以来河南、山西、山东等多个煤炭主产地接连发生致死煤矿事故, 安全生产形势严峻, 政策方面安检力度持续加大, 并引发区域性煤矿停减产, 阶段性地加剧了供给收紧。从数据来看, 2021 年 1-10 月, 全国原煤产量 33 亿吨, 同比增长 4%, 增速远低于同期 11.3% 的火电发电量增速, 且 1-9 月累计同比增速逐月降低 (其中 6、7 月单月产量同比降幅最大, 为 -5%/-3.3%, 主因“七一”百年党庆前后全国主产地大范围限产)。分地区看, 内蒙古 1-9 月累计产量仅同比增长 0.6%, 其中 3-8 月单月产量同比均有明显下滑。而晋陕两省 1-9 月煤炭累计产量分别同比增长 11.6%、3.5%。

图8: 2021M1-10 全国原煤产量 33 亿吨, 同比增长 4%



数据来源: Wind、开源证券研究所

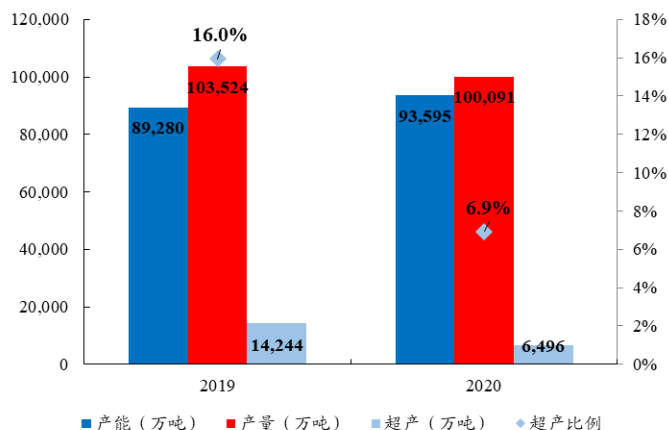
图9: 2021 年 3-9 月内蒙古煤炭单月产量持续同比下降



数据来源: Wind、开源证券研究所

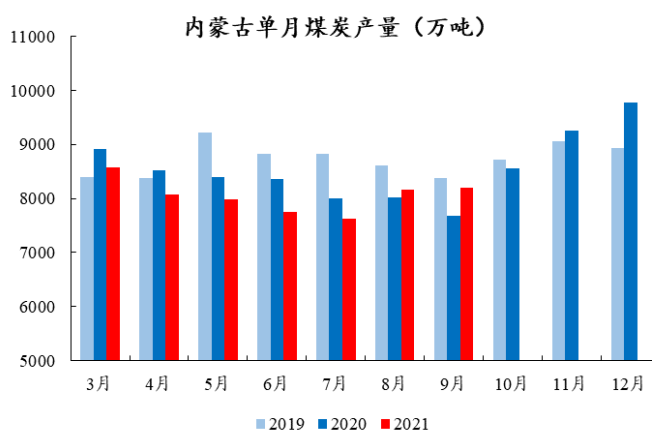
内蒙古表外产能受限幅度较大。根据内蒙古能源局披露数据，截至2021年一季度，内蒙古全区在产煤矿核定产能合计为9.36亿吨(其中有9940万吨为首次公告)；而根据国家统计局数据，2020年内蒙古全区煤炭产量为10亿吨，超出核定产能0.64亿吨，超产比例约7%。而以尚未开展反腐倒查行动的2019年数据来看，截至2019年末全区在产煤矿核定产能为8.9亿吨，而内蒙古全年产量达到10.4亿吨，超出核定产能1.42亿吨，超产比例高达16%。由此来看，2021年在全区严格按照核定产能生产的政策环境下，存在大量表外产能受到限制，是动力煤供给收紧主要原因之一。

图10: 2019-2020年内蒙古煤炭超产比例较大



数据来源: Wind、内蒙古能源局、开源证券研究所

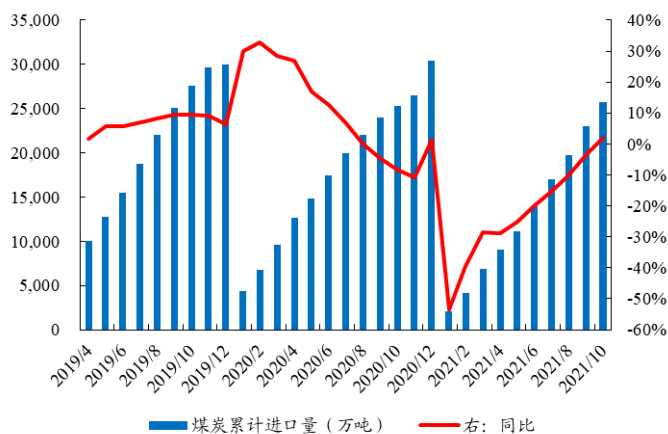
图11: 2021年7月前内蒙古单月煤炭产量低于往年



数据来源: Wind、开源证券研究所

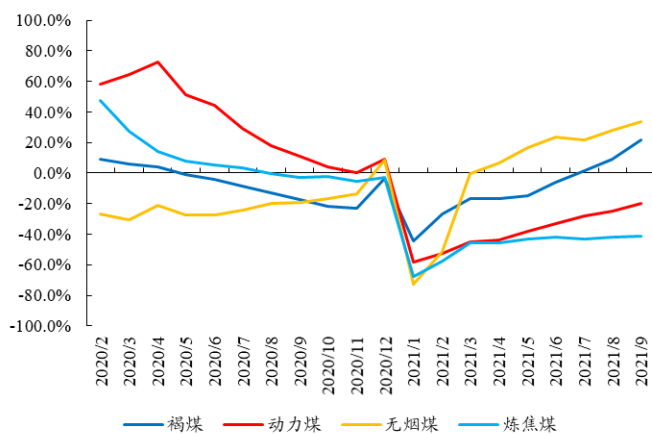
进口调控效力弱化，进口动力煤未见较大增量。常规而言，进口调控是政策端常用的煤炭供给调节手段，而2021年1-9月，进口煤的调节作用弱化，在国内煤炭产量供应偏紧情况下并未放出较大增量，2021年1-9月我国累计进口煤炭2.3亿吨，同比下降3.6%，其中进口动力煤同比下降20.1%(不考虑褐煤)。主要原因在于:(1)澳煤进口禁令持续严格执行，由于澳大利亚煤炭在总进口量中占比达25.7%(2020年数据)，澳洲动力煤进口量占比在动力煤进口量中占比达19%，因此澳煤进口被禁后形成较大缺口，且澳洲动力煤有高热值、低灰低硫等优点，品质优于印尼煤，较难形成替代;(2)以印尼为主的动力煤进口国持续受到极端天气及疫情反复的扰动，进口量表现不稳定;(3)国际能源需求增长背景下，国际煤价持续攀升，澳洲NEWC动力煤价9月末较年初大涨125%，同时海运费大幅上涨，进口煤在价格方面不具优势。

图12: 2021M1-9煤炭累计进口2.3亿吨,同比下降3.6%

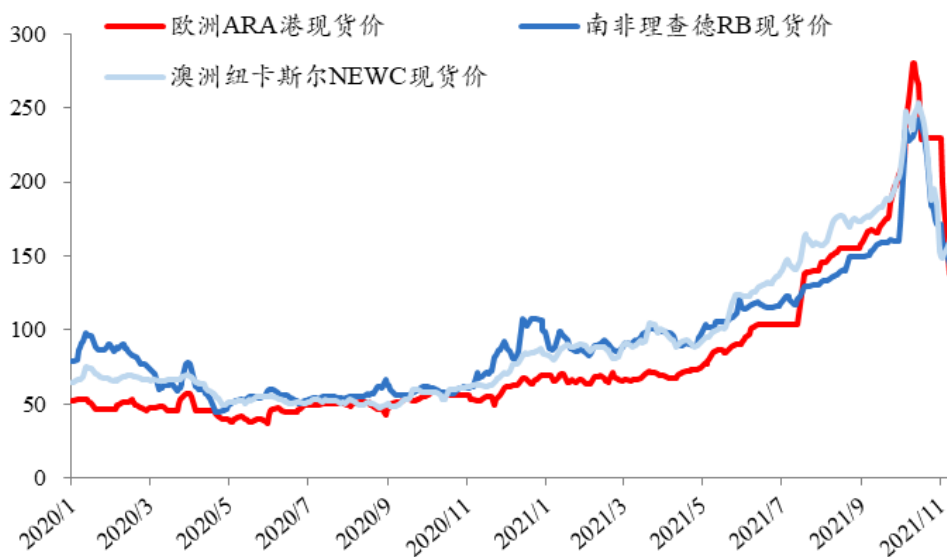


数据来源: Wind、开源证券研究所

图13: 2021M1-9动力煤累计进口量同比增速为-20.1%

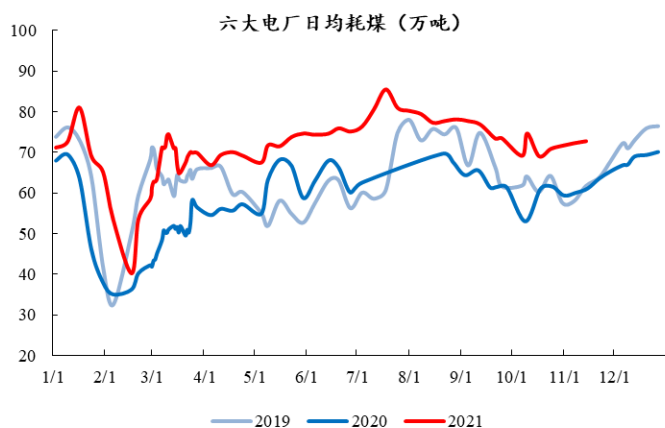


数据来源: Wind、开源证券研究所

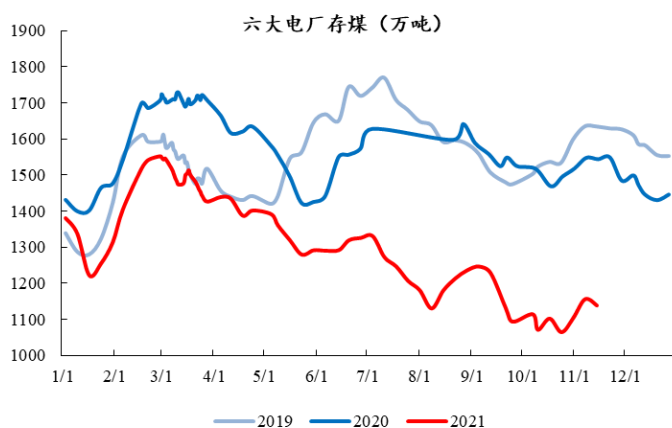
图14: 2021年1-9月, 国际动力煤价格持续攀升(美元/吨)


数据来源: Wind、开源证券研究所

紧供给背景下, 中下游低库存放大煤价弹性。直观数据来看, 2021年以来沿海六大电厂日均耗煤明显高于往年同期, 而由于供给端未能与需求增长相匹配, 导致全社会库存持续去化。截至9月末, 沿海六大电厂存煤仅约1000万吨, 远低于上年同期1500万吨的存煤水平, 处于历史低位。港口方面, 北港煤炭库存大部分时间低于500万吨的安全存煤标准, 且低于往年同期水平。一方面, 终端电厂低库存压力下补库需求较强; 另一方面, 中游港口低库存加剧了港口市场价格的上涨。

图15: 2021年以来沿海六大电厂日耗高于往年同期


数据来源: 中国煤炭资源网、开源证券研究所

图16: 2021年以来沿海六大电厂库存远低于往年同期


数据来源: 中国煤炭资源网、开源证券研究所

图17: 2021年以来,秦港库存多数时间远低于往年同期

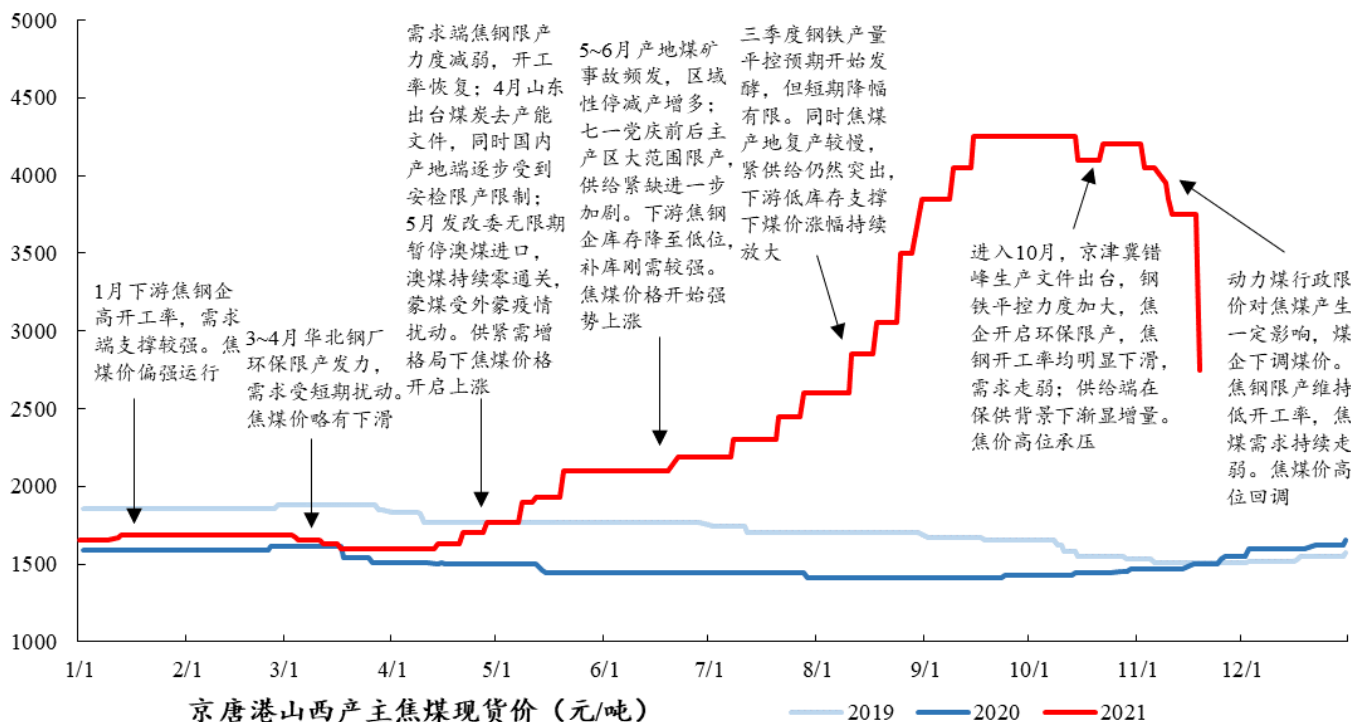


数据来源: Wind、开源证券研究所

1.2、炼焦煤复盘: 进口煤缺口难弥补, 紧供给持续发酵

相较于动力煤, 炼焦煤基本面受供给端紧缩的影响更为明显。2021年内炼焦煤价格持续攀升, 其中三季度涨幅明显放大。以京唐港山西产主焦煤价格来看, Q1、Q2、Q3均价分别为1661、1921、3161元/吨, 同比分别增长4.9%、30.7%、122.5%。9~10月港口煤价一度突破4000元/吨高位, 创下历史新高。

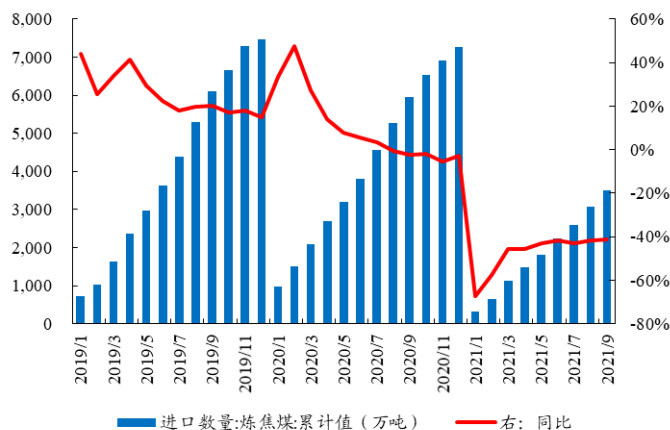
图18: 2021年1~10月受紧供给支撑, 炼焦煤港口价格大幅上涨



数据来源: Wind、开源证券研究所

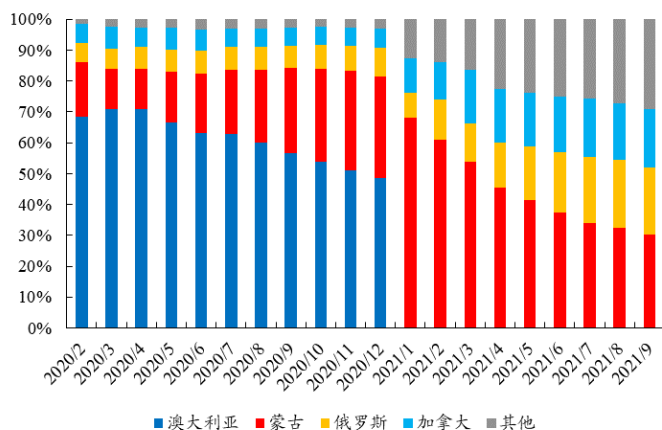
进口持续偏紧，澳煤缺口难以弥补。自2020年10月以来，澳煤禁运政策作用下，澳大利亚煤炭持续零通关。2021年5月，国家发改委声明宣布，将无限期暂停与澳联邦政府相关部门共同牵头的中澳战略经济对话机制下一切活动，再次从官方政策角度明确了澳煤进口限令。而蒙古国炼焦煤由于煤质及跨区域调运等问题，难以对澳煤形成有效替代，且通关频繁受到其国内疫情扰动。国内炼焦煤进口规模明显收紧。2021年1-9月我国累计进口炼焦煤3504万吨，同比大幅下降41.1%，其中澳洲炼焦煤进口量已经完全归零（2020年同期为3358万吨）。而作为澳煤主要替代品的蒙古国炼焦煤截至9月进口量累计仅有1058万吨，同比大幅下降35.8%。

图19: 2021M1-9 炼焦煤累计进口量同比下降41.1%



数据来源: Wind、开源证券研究所

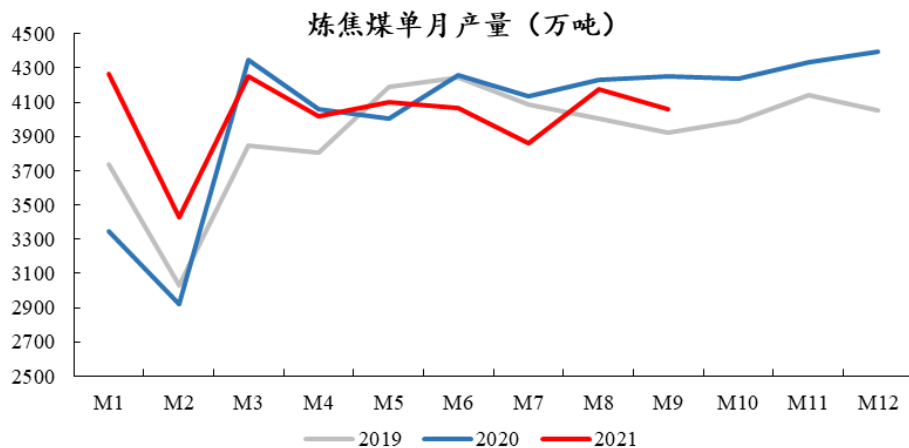
图20: 2021年以来澳大利亚炼焦煤进口占比持续为零



数据来源: Wind、开源证券研究所

矿难频发安全形势严峻，产能释放频受扰动。5月以来，各地煤矿事故频发，山东、河南、山西、黑龙江等地先后发生数起矿难，致数十人死亡。安全生产形势严峻，政策方面安检力度持续加大，并于6~7月党庆关键时期引发较大范围的煤矿停产。9月，位于山西省乡宁县焦煤主产地的王家岭煤矿再度发生煤矿事故，致1人死亡，引发区域性停产。相较于埋藏较浅、开采规模较大的动力煤，炼焦煤矿安全风险更高，因此安检高压对炼焦煤供给收紧的影响更大。根据Wind数据，2021年6~9月全国炼焦煤单月产量均显著低于2020年同期，在澳煤禁运形成炼焦煤缺口背景下，产地端供应不增反降，未能对进口煤缺口形成补充，进一步加剧了焦煤供给紧张。

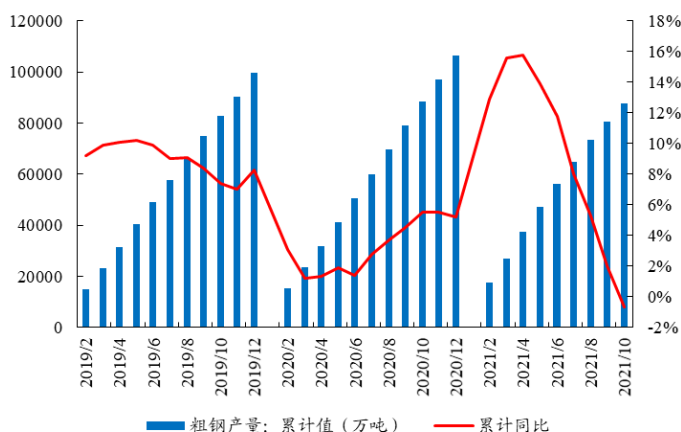
图21: 2021年6-7月炼焦煤单月产量均明显低于往年同期(万吨)



数据来源: Wind、开源证券研究所

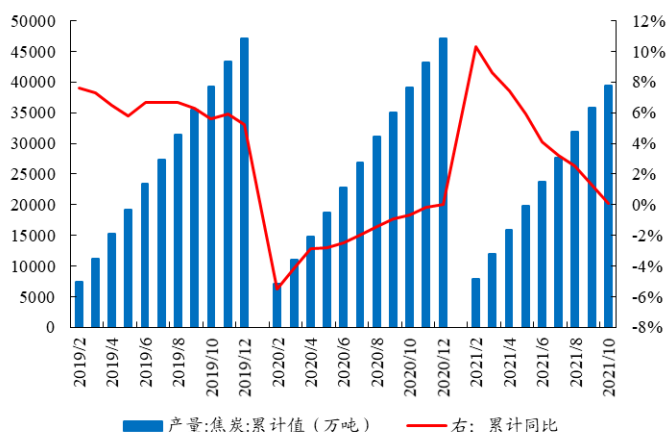
Q3 焦煤需求受压制，但供给仍然偏紧。2021 年上半年来看，焦煤下游钢铁需求表现十分强劲，2021H1 粗钢产量同比增长 11.8%，焦炭产量同比增长 4.1%，且下游焦钢企开工率均保持在相对高位。进入下半年以来，下游需求受到一定压制，主要因素在于钢铁产量平控以及焦化环保限产的政策压力。1-10 月粗钢累计产量 8.77 亿吨，同比增速已回落至 -0.7%，焦炭累计产量 3.94 亿吨，同比增速回落至 0.1%，基本持平。四季度下游焦钢生产或在平控政策以及环保发力的背景下限产力度加大，累计焦钢产量增速或将进一步回落。

图22: 2021M1-10 粗钢累计产量同比下降 0.7%



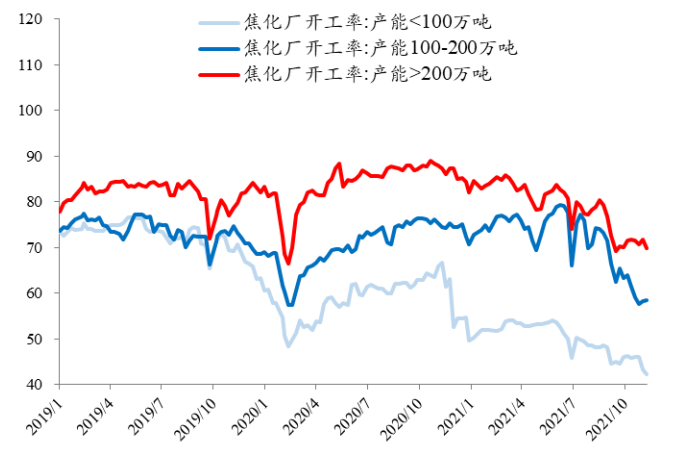
数据来源: Wind、开源证券研究所

图23: 2021M1-10 焦炭累计产量同比增长 0.1%



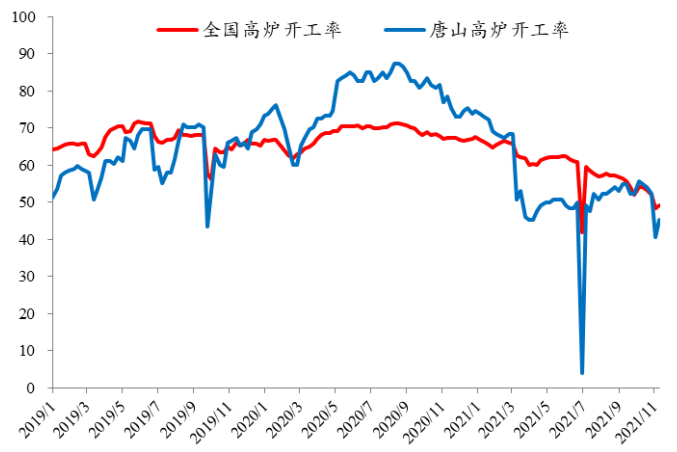
数据来源: Wind、开源证券研究所

图24: 2021Q3 焦化厂开工率有所回落



数据来源: Wind、开源证券研究所

图25: 2021Q3 钢厂高炉开工率有所回落



数据来源: Wind、开源证券研究所

2、动力煤：限价重塑煤价中枢，中长期紧平衡或延续

2.1、政策调控力度加大，保供稳价取得阶段成效

2021年下半年以来，由于动力煤供给紧张问题突出，煤价持续冲高。为保障能源稳定供应，在国家发改委的引导下，自7月开始保供稳价政策频频出台。从政策重心角度来看，我们以10月19日为分界点将保供稳价分为两个阶段：（1）7-10月：补供给；（2）10月至今：控价格。

7-10月保供政策主要以加快产能释放、促进产能核增等供需基本面调控为主。7月起，国家发改委陆续推出了投放煤炭储备、批复露天矿用地手续以延续生产、支持产能核增、实行产能置换承诺制、部署发电供热用煤长协全覆盖等众多保供政策。该阶段主要侧重于加快煤炭产能释放以补充供应缺口，尚未对煤价进行直接干预，而是通过调节供需基本面以稳定煤价。

在7月以来的保供政策中，对增产具有实质性效力的措施主要包括：

- 7月，内蒙古鄂尔多斯38处露天煤矿用地手续批复，涉及产能6670万吨；
- 8月，明确允许联合试运转到期煤矿延期生产1年，涉及产能4350万吨；
- 8月，内蒙古报批7处露天煤矿永久用地，涉及产能1.2亿吨；
- 10月，山西省允许前三季度已完成全年产量的煤矿在四季度继续生产，对省内98座煤矿进行产能核增，共计核增产能5530万吨；
- 10月，内蒙古对72座煤矿进行产能核增，共计核增产能9835万吨。

表1：7-10月保供政策主要以加快产能释放、促进产能核增等供需基本面调控为主

时间	部门	政策内容
7月15日	国家发改委	国家将继续投放煤炭储备增加市场供应 全国已建成超过1亿吨的政府可调度煤炭储备能力，储备基地现有存煤4000万吨左右，本次准备投放规模超过1000万吨。下一步将根据供需形势变化再分批次组织煤炭储备资源有序投向市场，保障煤炭稳定供应。
7月30日	国家发改委	内蒙古38处露天矿用地手续获批复 内蒙古自治区对鄂尔多斯市38处前期因用地手续不全停产的露天煤矿批复了用地手续，涉及产能6670万吨/年。目前这部分煤矿已全部复产，正在加快进行剥离作业，预计8月初即可形成实际产量，达产后日可稳定增加产量20万吨。
7月30日	国家发改委 国家能源局 矿山安监局	《关于实行核增产能置换承诺加快释放优质产能的通知》 2022年3月31日前提出核增申请的煤矿，不需要提前落实产能置换指标，可采用承诺的方式进行产能置换，取得产能核增批复后，在3个月内完成产能置换方案。
8月4日	国家发改委 国家能源局	同意联合试运转到期煤矿延期 明确允许联合试运转到期煤矿延期，延长期限原则上为1年。根据通知要求，内蒙古、山西、陕西、宁夏、新疆等5省区已对15座联合试运转到期处于停产状态的煤矿办理延期手续，同意联合试运转时间再延长1年，在确保安全的前提下增产增供。15座煤矿涉及产能合计4350万吨/年，已全部复产，预计每日可稳定增加产量15万吨。
8月11日	国家发改委	内蒙古报批7处露天矿永久用地程序 内蒙古自治区已将7处露天煤矿的永久用地已按程序上报，总产能约1.2亿吨/年。这部分煤矿永久用地批复后，生产将恢复到正常水平，月可增产增供350万吨左右。

时间	部门	政策内容
9月21日	国家发改委	组织开展东北地区采暖季发电供热用煤中长期合同全覆盖集中签约 组织相关省区经济运行部门、面向东北区域主要煤炭生产企业、保供煤矿和东北地区重点发电供热企业，集中补签采暖季煤炭中长期合同，将发电供热企业中长期合同占用煤量的比重提高到100%。
9月24日	国家发改委	召开专题会议部署采暖发电用煤中长期合同全覆盖煤源落实工作 国家发改委组织晋陕蒙和有关产煤大市、重点煤炭企业召开专题会议，安排发电供热用煤中长期合同全覆盖煤源落实有关工作。经过衔接，四季度发电供热煤炭中长期合同煤源已全部分解到各重点产煤区。
10月2日	国家发改委	《关于做好发电供热企业煤炭中长期合同全覆盖工作的补充通知》 规范补签中长期合同定价机制：对于年度长协比例未达80%的煤企，补签后80%以内价格按照“基础价+浮动价”的机制执行。超过80%的价格可参考实际存在的月度长协价格执行，但均不得超过年度长协价的2倍。
10月6日	山西省发改委	《关于将部分煤矿列入保供煤矿并按要求组织生产的通知》 将2021年1-8月已完成全年产量的煤矿、2021年省内拟核增产能的98座煤矿列入保供煤矿，四季度在确保安全的情况下，可按照拟核增后的产能予以组织生产，同时启动核增手续办理相关工作。
10月7日	内蒙古能源局	《关于加快释放部分煤矿产能的紧急通知》 文件要求相关部门通知列入国家具备核增潜力名单的72处煤矿，可临时按照拟核增后的产能组织生产，共计核增产能9835万吨。
10月18日	国资委	将今冬明春能源保供任务纳入央企考核 要压实压紧责任，将今冬明春能源保供任务纳入央企考核，对工作不力、造成保供事故的实行一票否决并严肃追责。

资料来源：国家发改委、CCTD、开源证券研究所

10月19日起政策重心转向控价。在7月-10月初阶段，尽管政策在多方面促进保供增产并加大长协覆盖，但从基本面来看，产地产量及中下游库存在短期内改善幅度有限，煤价在紧供给支撑下大幅攀升，港口煤价于10月中旬上涨至2500元/吨的历史高位，对电力供应和冬季供暖产生不利影响。10月19日国家发改委召开能源保供工作机制煤炭专题座谈会，会上提出将以《价格法》规定的一切必要手段对煤炭价格进行干预。其后发改委多次开展产地及港口调研，针对港口及坑口的限价政策频出。在国家发改委引领下，各主产地省市陆续对区域内的煤炭坑口价格落实限价干预，四大下水煤集团也对港口平仓价做出限价承诺。

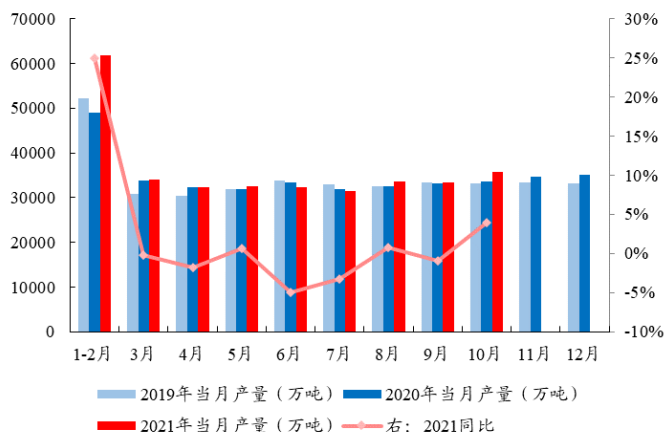
表2: 10月19日之后政策重心向控价转移

时间	部门	政策内容
10月19日	国家发改委	国家发改委研究依法对煤炭价格实行干预措施 国家发改委组织重点煤炭企业、中煤协、中国电力企业联合会召开今冬明春能源保供工作机制煤炭专题座谈会，研究依法对煤炭价格实施干预措施。将充分运用《价格法》规定的一切必要手段，研究对煤炭价格进行干预的具体措施，促进煤炭价格回归合理区间，促进煤炭市场回归理性，确保能源安全稳定供应，确保人民群众温暖过冬。
10月20日	国家矿山安监局	及时解决存在的问题，加快优质产能释放 一是加快煤矿优质产能释放。二是积极协调解决煤矿手续不全的问题。三是加大核增产能政策供给力度。四是强化服务指导。

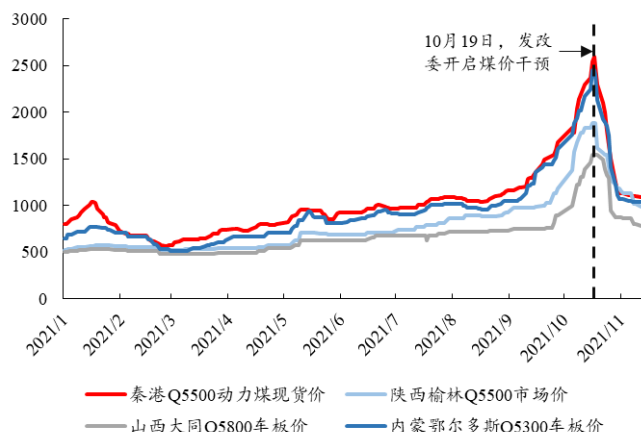
时间	部门	政策内容
10月20日	国常会	国常会：确保人民群众安全温暖过冬 国务院总理李克强10月20日主持召开国务院常务会议：确保冬季北方地区特别是东北供暖，全力保障供暖用煤生产和运输，依法打击煤炭市场炒作。
10月21日	国家发改委	国家发改委组织开展煤炭生产、流通成本和价格调查 国家发改委组织开展煤炭生产、流通成本和价格专项调查，详细了解煤炭生产企业成本情况、销售价格，贸易企业煤炭购进和销售价格，煤炭流通过费用，用煤企业采购价格等相关情况。
10月21日	中煤协	四大煤炭集团做出稳价保供承诺 国家能源集团、中煤集团、晋能控股集团、伊泰集团承诺：今冬明春供暖季期间，环渤海港口下水的5500大卡动力煤平仓价在1800元/吨以下；5000、4500大卡动力煤平仓价在1500、1200元/吨以下；上述煤种之外的高卡动力煤价格不超过2000元/吨。
10月22日	国家发改委	国家发改委召开专题会议研究制止煤企牟取暴利的政策措施 国家发改委价格司召集中煤协和部分重点煤企开会，研究制止煤炭企业牟取暴利、保障煤炭价格长期稳定在合理区间的政策措施。会议明确，近期价格司将派出多个调查组，赴煤炭主产省对煤炭生产、流通企业的成本和利润情况进行实地调查，为研究确定煤炭价格合理区间提供参考依据。
10月25日	国家发改委	国家发改委依法加强对煤炭中长期合同履行信用监管 督促煤炭上下游企业做到电煤中长期合同应签尽签，持续加强合同履行信用监管，充分发挥煤炭中长期合同稳定市场、保障供应的“压舱石”作用。
10月26日	国家发改委	国家有关部门严肃清查整顿违规存煤场所 国家发改委同有关部门部署煤炭产地存煤场所清理整顿工作，对未经批准以及未办理用地、环保、安全等手续的存煤场所依法取缔，严厉打击利用违规存煤场所囤积居奇、哄抬煤价等非法牟利行为，营造公平有序的煤炭经营市场环境。
10月27日	国家发改委	国家发改委、市场监管总局联合开展煤炭现货市场价格专项督查 国家发改委、市场监管总局组成4个联合督查组，分赴晋陕蒙煤炭主产区和秦皇岛港等北方主要下水煤港口，开展煤炭现货市场价格专项督查。
10月27日	国家发改委	国家发改委召开专题会议研究煤炭价格干预的具体措施 国家发改委价格司召集中煤协和部分重点煤炭企业召开会议，专题研究对煤炭价格实施干预的具体措施。会议重点讨论了对煤炭价格进行干预的相关措施，包括干预范围、干预方式、价格水平、实施时间，以及保障措施等具体问题。发改委将密切关注煤炭市场和价格变化情况，结合有关方面意见建议，进一步研究完善价格干预措施。
10月27日	国家发改委	国家发改委召开会议研究煤炭企业哄抬价格、牟取暴利的界定标准 国家发改委价格司召开会议，专题研究如何界定煤炭企业哄抬价格、牟取暴利的判断标准，集中讨论了促进煤炭行业与下游电力等产业协调可持续发展应保持的合理价格区间和利润率水平，着重研究了认定煤炭企业哄抬价格、牟取暴利的具体认定标准和方法。
10月29日	国家发改委	国家发改委成本调查显示：煤炭生产成本大幅低于煤炭现货价格 国家发改委对全国所有产煤省份和重点煤炭企业的煤炭生产成本情况进行了调查。初步汇总结果显示，煤炭生产成本大幅低于目前煤炭现货价格，煤炭价格存在继续回调空间。

资料来源：国家发改委、CCTD、开源证券研究所

保供稳价取得阶段性成效。保供方面，伴随增产增供措施不断落地见效，产地端煤炭产能得到快速释放。10月单月煤炭产量3.57亿吨，同比增长4%，环比增长6.9%，创下历史单月产量新高。根据国家发改委数据，截至11月10日，全国煤炭日产量提升至1205万吨，突破1200万吨预期值，电厂存煤达到1.23亿吨，可用天数超过21天。北港存煤达到2400万吨，其中秦皇岛港存煤565万吨，累库效果明显。价格方面，10月至今，动力煤港口现货价格由2500元/吨以上高点快速回落至1100元/吨水平，晋陕蒙产地动力煤坑口价基本限制在1000元/吨以下。总体来看，动力煤紧供给逐渐缓解，煤价在基本面与政策限价压力下合理回归。

图26：2021年10月单月煤炭产量同比增长4%


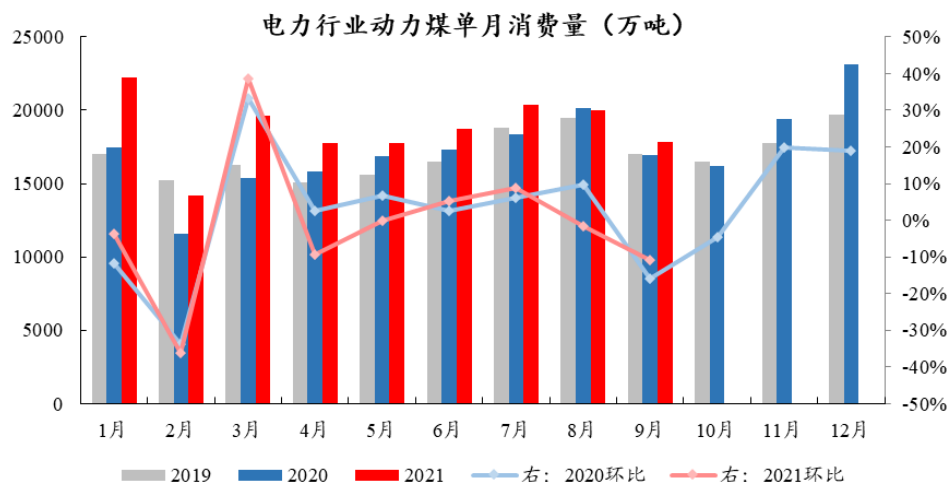
数据来源：Wind、开源证券研究所

图27：10月至今港口及坑口煤价高位大幅回落（元/吨）


数据来源：Wind、开源证券研究所

2.2、短期动力煤或供需双增，紧供给边际缓解

短期展望 2021Q4 与 2022Q1：需求方面，受拉尼娜现象影响，今冬再迎冷冬，多地提前进入供暖季，耗煤需求即将迎来快速攀升。类比来看，2020年末~2021年初冬季同受拉尼娜现象影响，动力煤在电力行业消费量在2020年10月至2021年1月期间大幅增长，2020年12月单月动力煤消费量相较于同年10月增长6915万吨，增幅达42.7%。同时根据国家电网消息全国性限电已基本结束，除部分高耗能产业外，工业用电需求恢复，终端补库需求或在整个旺季中持续强势；供给方面，伴随产能核增推进落实，产地将于11-12月加速释放增量，根据国家发改委预测，四季度通过产能核增释放的增量或可达5500万吨，其中2021年10月单月产量达3.57亿吨，同环比增量均在2000万吨以上，预计2021年11月至2022年1月或将延续增量趋势，叠加终端电厂100%长协覆盖使供需双方有效衔接，迎峰度冬期间煤炭供应将获得较大补充，紧供给边际获得缓解。总体来看，考虑到迎峰度冬旺季需求有望高增，短期内动力煤基本面或仍以紧供给为主，当前动力煤煤价下行因素中政策压力占比较大，整体供给偏紧格局仍可在政策限制范围内支撑煤价高位，后期仍需关注增产进展及政策变动。

图28: 2020年10月至2021年1月电力行业动力煤消费量大幅增长


数据来源: Wind、开源证券研究所

经过供需平衡测算,我们预计2021Q4、2022Q1单季动力煤供给缺口分别为438、263万吨(不考虑库存调节),基本面整体仍然供给偏紧,但缺口环比缩小。伴随供产能释放,供需矛盾将得到一定缓解。

表3: 动力煤单季供需平衡测算: 预计2021Q4、2022Q1动力煤供给缺口缩小

单位: 万吨	2021Q1	2021Q2	2021Q3	2021Q4E	2022Q1E
供给(单季)					
动力煤国内产量	80749	81077	81573	91163	86163
动力煤净进口量	5689	6000	7817	7200	7200
动力煤合计供给	86438	87077	89390	98363	93363
需求(单季)					
电力用煤量	56050	54287	58268	61448	58628
冶金用煤量	4242	4536	4233	3665	3537
供热耗煤	12927	4933	3788	10100	13453
化工用煤量	5347	5673	5580	5550	5667
建材用煤量	5893	9531	8536	8038	4938
其他用煤量	7703	9498	9358	10000	7405
动力煤合计需求	92162	88458	89763	98801	93626
动力煤供给缺口(供给-需求)	(5724)	(1381)	(373)	(438)	(263)

数据来源: Wind、开源证券研究所

注: 上表供需平衡测算供给缺口未考虑库存补给与释放

2.3、长期来看，紧平衡或是主基调

2.3.1、供给方面：长期增量有限

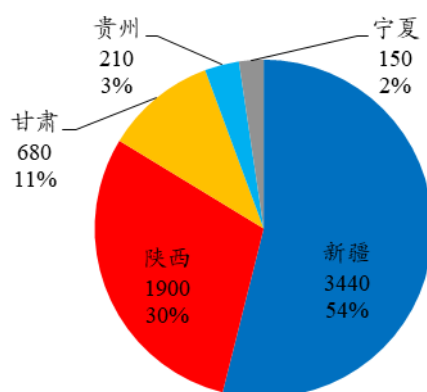
展望未来 2~3 年，新建产能对煤炭供给的增量补充有限。新增产能方面，“十三五”期间煤炭行业供给侧改革持续深化，在落后产能不断淘汰的同时坚持“上大压小、增优减劣”，2018-2019 年期间大量新建煤矿通过产能减量置换获得国家发改委与能源局批复。考虑到煤矿项目 2~3 年的建设周期，近年内的新增煤炭产能主要由该轮批建高潮的项目所贡献。而 2020 年以来，伴随“十三五”供改收官及“十四五”供改持续深化，政策对于新增煤矿项目持谨慎态度，项目核准的政策门槛提升，新批建煤矿项目大幅减少，2020 年新批煤矿产能共计 4460 万吨，2021 年 1~11 月批建产能仅 1920 万吨。且从结构来看，2020 年以来新批产能中 54% 位于新疆，对中部及沿海主要煤炭市场供给影响较小。同时，从煤企角度来看，在双碳背景下，煤企继续加大资本开支投资建设新矿井的意愿减弱，根据国家统计局数据，2020 年及 2021 年 1-8 月煤炭行业固定资产投资完成额同比增速分别为 -0.7%、4.4%，较 2018-2019 年水平明显放缓。煤企或更多储备资金用于双碳背景下的多元化转型。因此，展望未来 2~3 年，新建产能对煤炭供给的增量补充有限。

图29：2020 年以来新批产能大幅减少



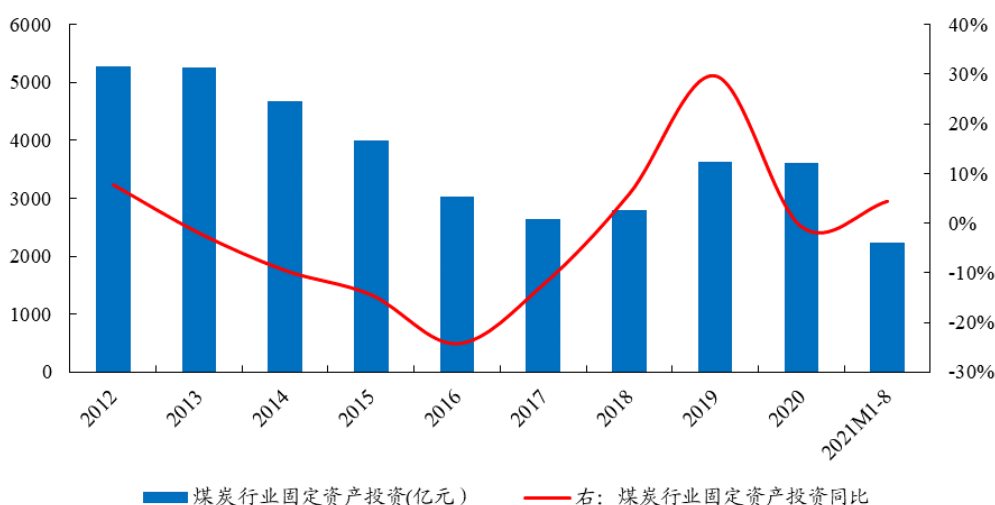
数据来源：国家发改委、国家能源局、开源证券研究所

图30：2020 年以来新批产能 54% 位于新疆 (万吨)



数据来源：国家发改委、国家能源局、开源证券研究所

图31：2020 年以来煤炭行业固定资产投资增速放缓



数据来源：Wind、开源证券研究所

产能核增潜力或已最大限度挖掘，未来增量空间有限。由于超产入刑，在产煤矿将严格按照核定产能释放产量，导致存量产能弹性大幅收缩。但其中部分煤矿实际设计产能高于核定产能，同时存量产能仍具备技改扩能潜力。因此在新建产能逐渐缩减的背景下，挖掘存量潜力，通过产能核增的手段使其合法扩能或是补充煤炭供给的关键措施。根据国家矿山安监局数据，2021年内保供阶段共计批准153处煤矿产能核增，合计增加产能约2.2亿吨。考虑到政策的延续性，该部分核增产能或将在未来持续释放产量，成为补充煤炭供给的关键因素。但考虑到本轮核增属于特殊时期特事特办，且监管从安全生产角度对扩能仍持有谨慎态度（本轮核增共计审核976处煤矿，其中仅153处符合保供核增条件），伴随当前产能核增政策的深度挖掘，未来可继续开展核增的空间或有限。同时，在能源稳定供应得到基本保障后，预计未来的核增产能较难再度享受当前宽松的政策环境（本轮产能核增被允许立刻释放产量），或将需要较长的准备建设期才能释放产能。

2.3.2、需求方面：仍有增长空间

限电基本结束，除高耗能产业外能源需求或合理释放。三季度开始，能耗双控政策监管趋严，多个地区在发改委发布的能耗双控晴雨表中列为一、二级预警，全国大范围内实行有序用电，并且部分高耗能产业受到严格限制，短期内抑制了电力消费。根据国家电网消息，截至11月6日，除个别省份、局部时段对高耗能、高污染企业采取有序用电措施外，全网有序用电规模接近清零，全国范围的限电情况基本结束。这意味着在电力供应得到补充的背景下，前期受到影响的工业用电需求将得到合理释放。但电解铝、化工、冶金等高耗能产业的能源需求仍将受到抑制。

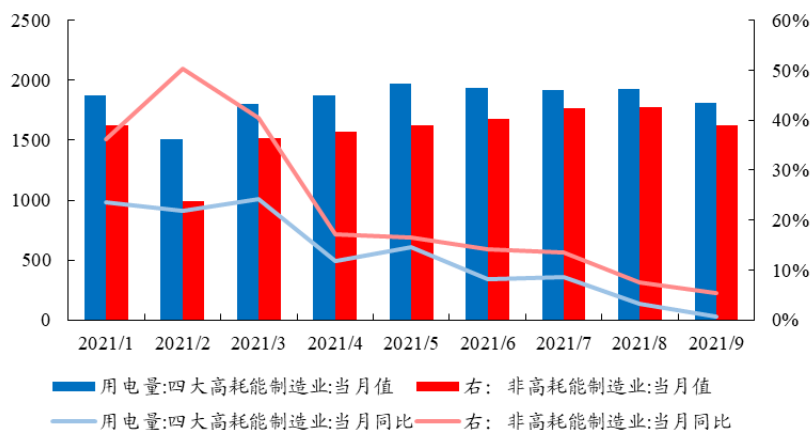
图32: 多个地区在发改委发布的能耗双控晴雨表中列为一、二级预警

2021年上半年各地区能耗双控目标完成情况晴雨表

地区	能耗强度降低进度目标 预警等级	能源消费总量控制目标 预警等级
青海	●	●
宁夏	●	●
广西	●	●
广东	●	●
福建	●	●
新疆	●	●
云南	●	●
陕西	●	●
江苏	●	●
浙江	●	●
河南	●	●
甘肃	●	●
四川	●	●
安徽	●	●
贵州	●	●
山西	●	●
黑龙江	●	●
辽宁	●	●
江西	●	●
上海	●	●
重庆	●	●
北京	●	●
天津	●	●
湖南	●	●
山东	●	●
吉林	●	●
海南	●	●
湖北	●	●
河北	●	●
内蒙古	●	●

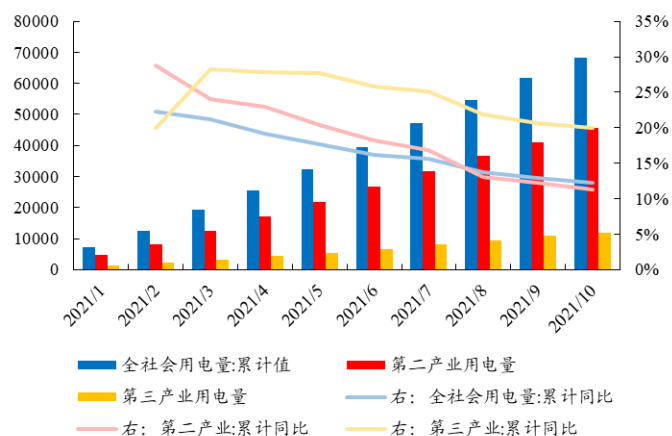
注：1. 西藏自治区数据暂缺，不纳入预警范围，地区排序的依据为各地区能耗强度降低率
2. 红色为一级预警，表示形势十分严峻；橙色为二级预警，表示形势比较严峻；绿色为三级预警，表示进展总体顺利

资料来源：国家发改委

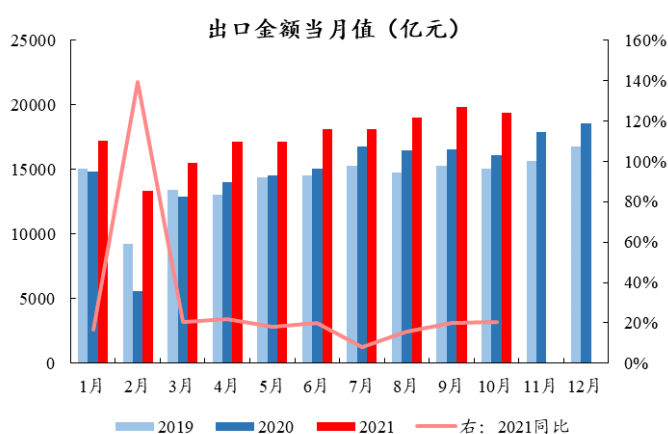
图33: 2021年三季度四大高耗能制造业单月用电量同比增速大幅下滑 (亿千瓦时)


数据来源: Wind、开源证券研究所

电力需求: 二产仍具韧性, 三产有望接力增长。疫情反复背景下, 海外生产力不足, 为国内创造的大量外需, 出口贸易订单增长带动国内相关第二产业加大生产力度, 高开工率带来了旺盛的耗能需求。根据国家统计局数据, 2021年1-10月累计出口总额同比增速达22.5%, 其中10月单月同比增速仍高达20.3%; 2021年1-10月第二产业用电量累计为45490亿千瓦时, 同比增长11.3%, 其中10月单月同比增速达14.7%。尽管当前预期来看, 国内经济在疫情后期的高增速或将放缓, 但外需仍具有韧性, 二产能源消费也将相应地回归到平稳增长轨道上来。另一方面, 第三产业电力需求增长表现十分亮眼, 新能源汽车渗透率提升带动充换电服务业用电量的高增长, 而5G基站的发展也为信息技术服务业贡献了电力需求的快速增长。数据来看, 2021年1-10月第三产业用电量达11949亿千瓦时, 同比增速达20%。伴随新能源车及5G等新兴产业快速发展, 未来第三产业将接力第二产业贡献用电需求增长。

图34: 2021年1-10月第二产业、第三产业累计用电量同比分别增长11.3%、20% (亿千瓦时)


数据来源: Wind、开源证券研究所

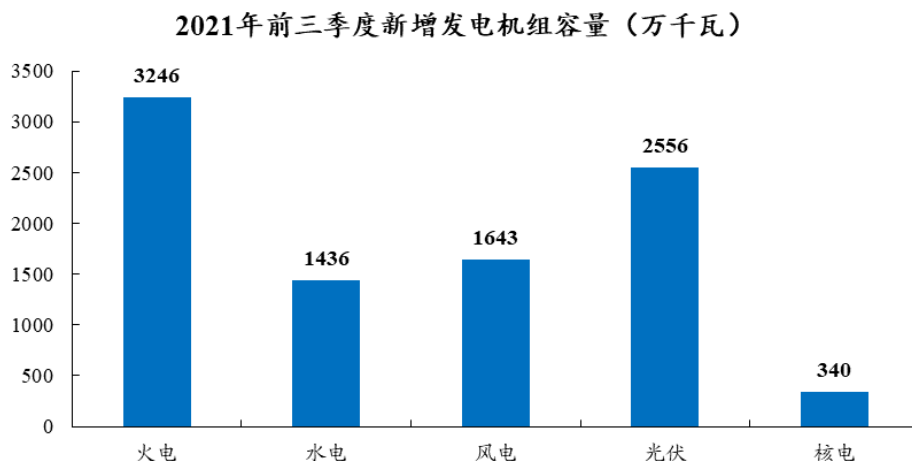
图35: 2021年10月单月出口金额同比增速仍高达20.3%


数据来源: Wind、开源证券研究所

火电需求或将平稳增长。在双碳目标背景下, 煤炭在一次能源消费中的占比将持续下滑, 但并不意味着煤炭消费量绝对值在短期内进入下降通道。伴随着经济发展以及全社会能源需求的增长, 煤炭作为支柱及兜底能源, 为保障能源稳定供应, 或

仍将在“十四五”期间以合理可控的增速平稳增长。2022年预期来看，在水电及新能源机组装机提升以及出力恢复稳定的假设预期下，结合2021年高基数因素，2022年火电增速或将有较大幅度的增速放缓。从发电机组来看，火电装机容量仍在提升，2021年前三季度火电新增装机容量3246万千瓦，在各类发电设备中增量居前。综合而言，新能源装机增长及出力表现提升对于火电的替代作用仍需要较长期的渐进过程，火电需求平稳增长趋势在“十四五”期间或不会改变，为动力煤需求提供了支撑。

图36：2021年前三季度新增发电机组中火电新增容量领先



数据来源：Wind、开源证券研究所

2.3.3、结论：供紧需增，紧平衡或可持续

综合来看，“十四五”期间动力煤增量产能有限，供给弹性收缩，需求或仍保持平稳增长趋势，基本面或将以紧平衡为主。但在政策调控力度加大以及新能源需求替代作用渐显的预期下，类似2020~2021年内供需显著错配的情况或较难再次发生。经过测算，我们预计2022年动力煤供需基本面表现为紧平衡。

表4：动力煤供需平衡测算：预计2022年动力煤基本面表现为紧平衡

单位：亿吨	2018A	2019A	2020A	2021E	2022E
供给					
动力煤国内产量	29.60	31.25	31.79	33.46	35.47
动力煤净进口量	2.12	2.35	2.00	2.67	2.40
动力煤合计供给	31.72	33.60	33.79	36.13	37.87
需求					
电力用煤量	19.71	20.51	20.86	23.01	24.16
冶金用煤量	1.54	1.60	1.72	1.67	1.72
供热耗煤	2.65	2.82	2.89	3.17	3.11
化工用煤量	1.75	1.94	1.99	2.22	2.19
建材用煤量	2.83	3.02	3.22	3.20	3.17
其他用煤量	3.70	3.58	3.69	3.66	3.62
动力煤合计需求	32.17	33.47	34.37	36.92	37.96
供需缺口（供给-需求）	(0.45)	0.13	(0.58)	(0.79)	(0.10)

数据来源：Wind、开源证券研究所

2.4、煤价判断：政策制约下波动性收敛，煤价中枢稳定性提升

自 10 月 19 日国家发改委定调对煤价进行直接干预后，动力煤价格的形成因素便不再单独由供需基本面决定，政策依据《价格法》执行的限价力度成为煤价主要决定因素之一，判断政策对于煤价上限的阈值尤为关键。经过近一个月的限价政策频繁出台，当前动力煤限价标准已基本稳定，以 5500 大卡动力煤为标准，坑口价根据产地不同执行 900 或 1000 元/吨的限价标准，据此推测港口价上限或在 1200 元/吨左右。考虑到未来两年内供需严重错配再度发生的可能性较小，同时政策制约下极端煤价受到严控，2022 年煤价中枢或略有上移，紧平衡基本面仍会对动力煤价形成支撑，煤价中枢或再难回归往年黄色区间上限 600 元以下水平。我们预计在未来供需紧平衡预期下，动力煤港口价或在 1200 元以内偏高位震荡运行。

图37：预计动力煤港口价格或在 1200 元以内偏高位震荡运行（元/吨）



数据来源：Wind、开源证券研究所

长协全覆盖仍将延续，年度长协价格或面临回调。根据国家发改委 11 月 3 日长协煤流向监管工作会议确定，2022 年将继续执行电厂用煤 100%长协覆盖，将进一步发挥长协稳价作用。根据 CCTD 数据，2021 年 11 月最新 5500 大卡动力煤年度长协价格为 754 元/吨（以年度长协公式计算应为 843 元/吨，或主要受限价政策影响），与 10 月价格持平，已是历史最高价格。后期判断，支撑长协价格高位的指数指标主要在 11 月高位回调，未来在坑口及港口现货价格受到限价约束的预期下，依据公式定价的年度长协价格将面临回调，或再难突破当前高点。根据当前限价趋势，假设 CECI、CCTD5500 指数上限为 1000 元/吨（上文推断港口煤价上限或为 1200 元/吨左右，由于 CECI、CCTD5500 两大指数包含一定长协样本，此处适当下调），BSPI 指数上限为 750 元/吨（根据历史数据，前两大指数约为 1000 元/吨时，BSPI 约为 750 元/吨），可测算得未来年度长协价天花板或约 726 元/吨。

图38：年度长协价定价公式（2019年至今适用）

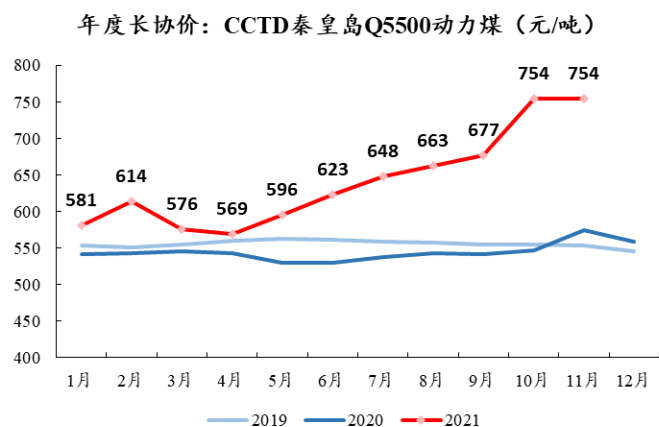
$$\text{年度长协价} = \underbrace{535}_{\text{基准价}} * 50\% + \underbrace{(\text{上月末 CECI 综合} + \text{上月末 BSPI} + \text{上月末 CCTD5500}) / 3}_{\text{浮动价}} * 50\%$$

BSPI: 环渤海动力煤指数

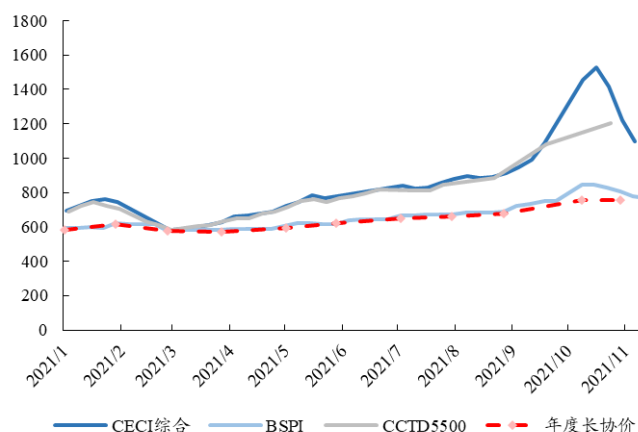
CCTD5500: 中国煤炭市场网上公布的秦皇岛动力煤(Q5500)价格

CECI 综合: 中国沿海电煤采购价格指数 (于 2019 年 1 月加入公式)

资料来源: 国家发改委、开源证券研究所

图39：2021年10-11月年度长协价创历史新高


数据来源: CCTD、开源证券研究所

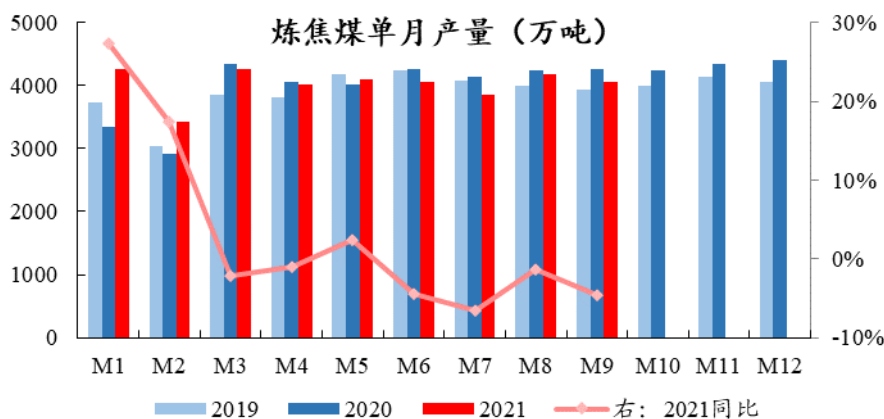
图40：11月CECI综合、BSPI指数回落 (元/吨)


数据来源: Wind、开源证券研究所

3、炼焦煤：需求短期承压，供给或持续偏紧

动力煤保供对炼焦煤供给双向影响，短期增量释放有限。一方面，尽管炼焦煤生产不直接存在保供要求，但由于炼焦煤企业并非仅仅生产焦煤，原煤经过洗选后往往伴随着 50%左右的混煤用作动力煤销售，因此动力煤保供力度加大的背景下，焦煤企业也同样开足马力生产，部分煤矿被列入保供名单。同时，安检力度加大引发的“一刀切”式区域性停产于 10 月起被叫停，因此影响炼焦煤生产的扰动因素减弱，产量释放将趋于稳定。而另一方面，动力煤保供力度加大，也促使部分焦煤主产地要求气煤、贫瘦煤等配焦煤原煤不经洗选直接用于动力煤保供，致使炼焦煤供给收紧；同时，铁路运力主要承担动力煤发运任务，焦煤运力受到挤占，同样对焦煤供应形成扰动。另外，不同于大量动力煤产能核增获批，炼焦煤产能受政策调控较少，基本不存在产能核增。综合来看，当前动力煤保供形势下，短期内炼焦煤供应释放增量较少。根据 Wind 数据，2021 年 1-9 月全国炼焦煤累计产量为 3.62 亿吨，同比增长 5.7%，主因 2020 年同期低基数，就单月来看，2021 年 3~9 月单月产量同比基本下滑。

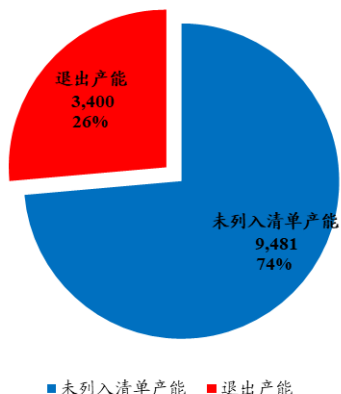
图41: 2021年3~9月炼焦煤单月产量同比增速基本为负



数据来源: Wind、开源证券研究所

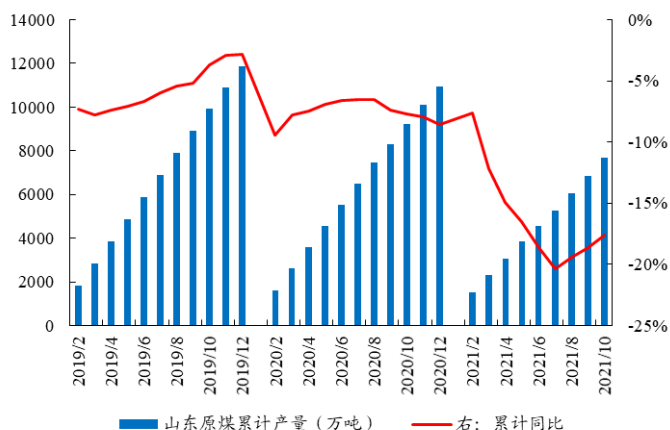
山东发力煤炭去产能，加剧焦煤产能收紧。2021年4月，山东省印发文件《全省落实“三个坚决”行动方案（2021—2022年）》，涉及省内煤焦钢行业产能淘汰，要求全省30万吨/年及以下8处煤矿全部关闭，核定产能240万吨；关闭退出19处采深超千米冲击地压煤矿，核定产能3160万吨，两项合计淘汰产能3400万吨。从煤种来看，文件列出的退出煤矿主产煤种主要为炼焦煤品种，将进一步加剧全国炼焦煤紧供给格局。根据山东省能源局数据，截至2020年底，省内在产煤矿共有96处，产能合计12881万吨。由此测算，此次淘汰产能在省内占比达26%，数量占比达28%。经测算预计影响炼焦煤产量占2020年全国炼焦精煤产量约2.4%。2021年来看，山东省煤炭生产持续受到政策限制，1-10月原煤产量同比大幅下滑17.6%。在山东发力新旧动能转换的政策背景下，预计全省限产力度将会延续，难见宽松。

图42: 山东去产能文件涉及的淘汰产能占全省煤炭产能的26.9%（万吨）



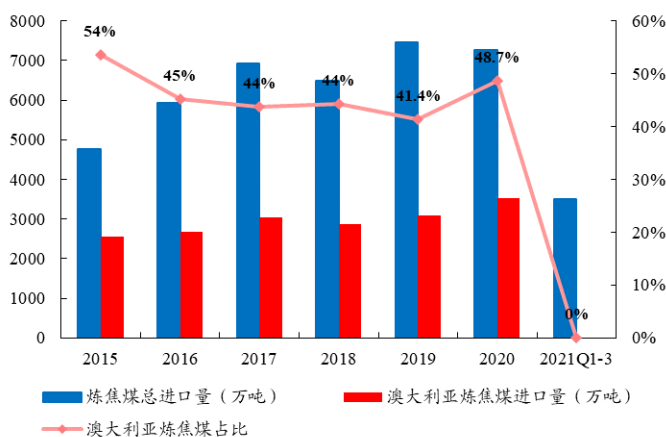
数据来源: 山东省能源局、开源证券研究所

图43: 2021年1-10月山东省原煤产量同比大幅下滑

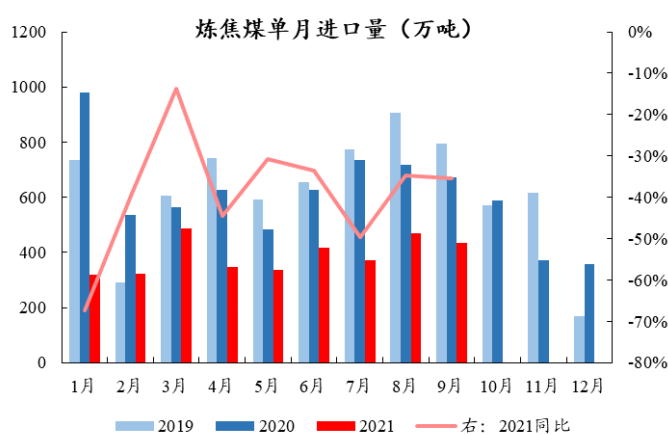


数据来源: Wind、开源证券研究所

澳煤禁运仍将持续，进口焦煤缺口较难弥补。由于澳煤禁运短期内未能见宽松迹象，同时蒙古煤进口在本国疫情反复影响下通关量表现十分不稳定，未能起到替代作用。2021年1-9月炼焦煤单月进口量连续同比大幅下滑，前三季度累计进口量为3503万吨，较2020年同期缩减2440万吨，同比降幅达41.1%。当前进口端未见好转迹象，预计该缺口仍将持续存在，是未来炼焦煤供给紧缩的主要因素。

图44：往年澳大利亚炼焦煤进口占比近五成


数据来源：海关总署、开源证券研究所

图45：2021年1-9月炼焦煤单月进口量同比大幅下滑


数据来源：海关总署、开源证券研究所

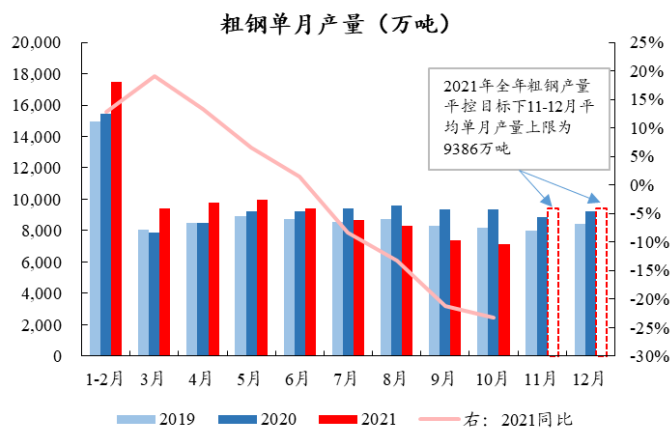
焦钢限产仍将持续，焦煤需求短期承压。2021Q4及2022年粗钢产量平控政策延续，炼焦煤终端需求增长受到压制。根据2021年9月由工信部与生态环境部联合印发的《关于开展京津冀及周边地区2021-2022年采暖季钢铁行业错峰限产的通知》，以京津冀地区为主的“2+26”城市作为国内钢铁主产地将在2021Q4-2022Q1期间持续落实限产。同时，2022Q1北京冬奥会的举办也将对京津冀周边钢铁生产带来限制。2021年1-10月累计粗钢产量为8.77亿吨，同比下降0.7%，主因下半年产量平控发力，对比来看2021年上半年同比增长仍高达11.8%。为实现产量与2020年持平，预计11~12月平均单月粗钢产量上限为9386万吨，而实际上这一上限数值已远高于9、10月单月7000余万吨的粗钢产量。理论上11-12月粗钢产量受限产压力较为宽松，但在当前限产力度不减的情况下，预计2021年全年粗钢产量将同比下滑，2022年在总产量同比持平预期下年内产量或呈前低后高趋势。由此判断，短期内炼焦煤需求或将承压，但2022年全年总体需求或仍有望持平。

表5：根据《关于开展京津冀及周边地区2021-2022年采暖季钢铁行业错峰限产的通知》，钢铁限产工作将分为两个阶段完成

阶段	时间	工作目标
第一阶段	2021.11.15 - 2021.12.31	确保完成本地区粗钢产量压减目标任务
第二阶段	2022.1.1 - 2022.3.15	以削减采暖季增加的大气污染物排放量为目标，原则上各有关地区钢铁企业错峰生产比例不低于上一年同期粗钢产量的30%

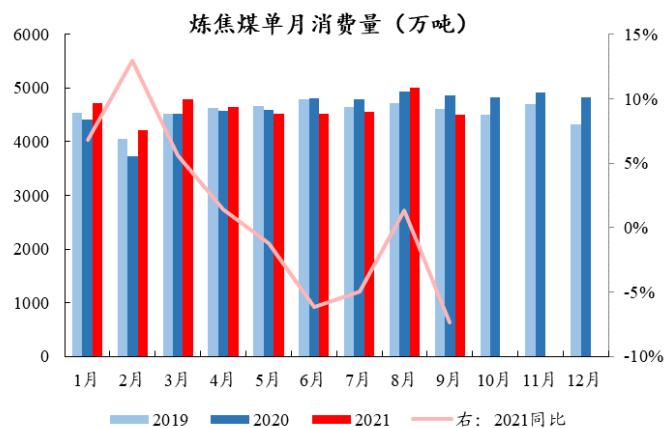
资料来源：工信部、生态环境部、开源证券研究所

图46: 2021年7月以来单月粗钢产量同比大幅下滑



数据来源: Wind、开源证券研究所

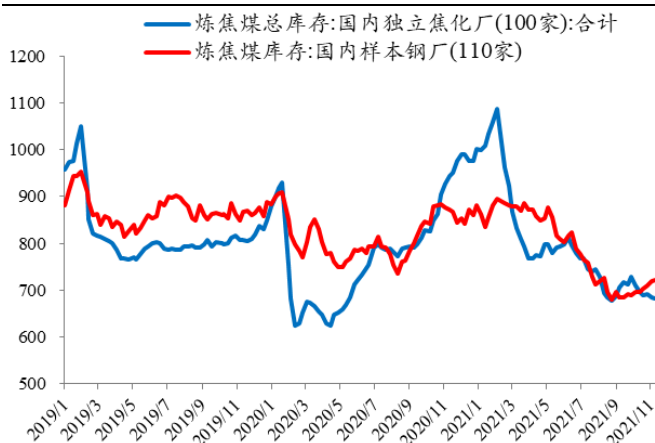
图47: 2021年9月单月炼焦煤消费量同比大幅下滑



数据来源: Wind、开源证券研究所

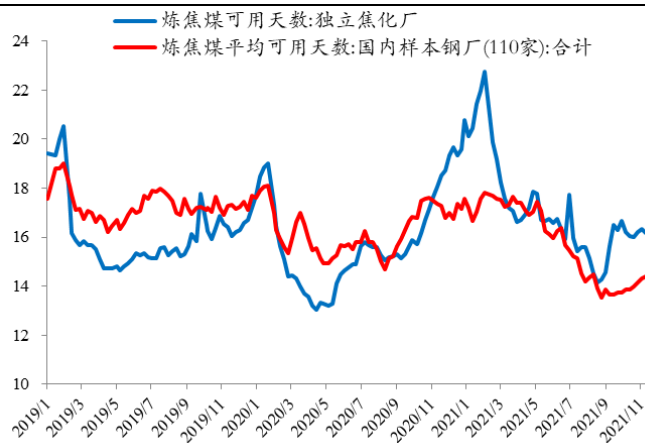
从库存角度来看,需求面支撑仍有韧性。当前下游炼钢厂焦煤库存均处于低位,对焦煤的补库刚需仍然存在。

图48: 2021Q3 炼焦煤下游库存处于低位(万吨)



数据来源: Wind、开源证券研究所

图49: 2021Q3 炼焦煤下游可用天数处于低位(天)



数据来源: Wind、开源证券研究所

经过供需平衡测算,我们预计2021Q4、2022Q1单季炼焦煤供给盈余分别约为444、500万吨(不考虑库存调节),基本面整体由2021年前三季度的紧供给转向宽松平衡。考虑到京津冀钢铁限产第二阶段预计于2022年3月结束,在全年粗钢产量同比持平的预期下,2022年后三季度炼焦煤需求有望平稳释放,同时叠加炼钢企补库需求,供给宽松或仅是暂时,炼焦煤基本面有望于2022年二季度开始趋向供给偏紧。2022年全年基本面或整体表现为紧供给。

表6: 炼焦煤单季供需平衡测算: 预计 2021Q4、2022Q1 炼焦煤供给略有宽松

单位: 万吨	2021Q1	2021Q2	2021Q3	2021Q4E	2022Q1E
供给 (单季)					
焦煤国内产量	11945	12185	12093	12400	12000
焦煤净进口量	1122	1097	1280	1200	1100
焦煤供给合计	13067	13282	13373	13600	13100
需求 (单季)					
焦煤用量-单月	13709	13681	14047	13156	12600
炼焦煤供需缺口 (供给-需求)	(642)	(399)	(674)	444	500

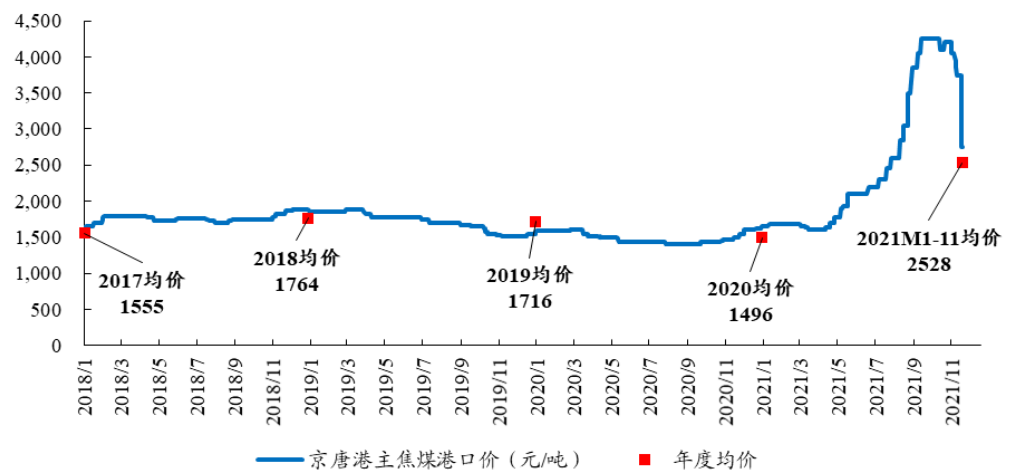
数据来源: Wind、开源证券研究所

表7: 炼焦煤供需平衡测算: 预计 2022 炼焦煤供给紧平衡仍将延续

单位: 亿吨	2018A	2019A	2020A	2021E	2022E
供给					
焦煤国内产量	4.35	4.70	4.85	4.86	4.91
焦煤净进口量	0.63	0.73	0.72	0.47	0.47
焦煤供给合计	4.98	5.44	5.57	5.33	5.39
需求					
焦煤用量	5.11	5.47	5.58	5.46	5.51
供需缺口 (供给-需求)	(0.13)	(0.03)	(0.01)	(0.13)	(0.13)

数据来源: Wind、开源证券研究所

综合上述基本面判断,我们认为当前炼焦煤价格主要在需求端承压。伴随下游焦钢限产需求走弱,焦煤价格或在短期内高位回调。2022 年二季度在下游需求恢复预期下,有望再度走强。预计 2022 年全年焦煤价格中枢略高于 2021 年水平。

图50: 2021 年 1-11 月京唐港主焦煤港口均价为 2528 元/吨, 中枢明显上移


数据来源: Wind、开源证券研究所

4、焦炭：供需双弱，煤价下行利好盈利修复

4.1、焦化行业供给格局持续优化

“十三五”期间去产能深化，焦化行业供给格局优化。按照 2016 年提出的《焦化行业“十三五”发展规划纲要》和 2018 年提出的《打赢蓝天保卫战三年行动》，十三五期间焦化行业产能淘汰升级。多地政府出台相应政策，推进焦化环保改造规划任务按期完成。各主产地省份均加大了去产能力度，压减产能目标也更加细化。总体来看，炉龄较长、炉况较差，产能规模小，炭化室高度 4.3 米及以下的小型焦炉是去产能的重点所在。2020 年内，山西、山东、河南、河北等省份相继出台文件对 2020 年去产能目标提出具体要求，均加大力度淘汰落后焦化产能。根据 Mysteel 数据，“十三五”期间焦化行业合计去产能 1.28 亿吨，其中 2020 年作为供给侧改革的收官之年，实现去产能 6522 万吨，焦化行业供给格局实现优化，优质产能集中度提升。根据中国炼焦行业协会发布的《焦化行业“十四五”发展规划纲要》，截至“十三五”末，我国共有焦化企业 500 余家，共有常规焦炉产能 5.5 亿吨（不包含兰炭及热回收焦炉产能），其中炭化室高度大于 5.5 米产能占比达到 70% 以上。2020 年全年焦炭产量为 4.71 万吨，据此测算，2020 年焦化行业产能利用率约 85%。

表8：2020 年内各主产省份相继对年度去产能目标提出要求

省份	时间	去产能政策
山西	2020 年 3 月	《山西省打赢蓝天保卫战 2020 年决战计划》 要求完成焦化产能压减年度任务，太原、临汾、长治等市按照已批准的压减方案退出炭化室高度 4.3 米及以下焦炉，晋中、吕梁、运城、忻州、阳泉属于“1+30”区域的县（市、区）力争全部退出炭化室高度 4.3 米及以下焦炉
山东	2020 年 5 月	《关于实行焦化项目清单管理和“以煤定产”工作的通知》 退出焦炉炭化室在 5.5 米以下产能，2020 年压减后产能目标为 4420 万吨，产量目标为 3070 万吨
河南	2020 年 7 月	《河南省 2020 年利用综合标准依法依规推动落后产能退出工作方案》 2020 年将依法退出焦化产能 1150 万吨（在产产能），涉及焦化企业 13 家。

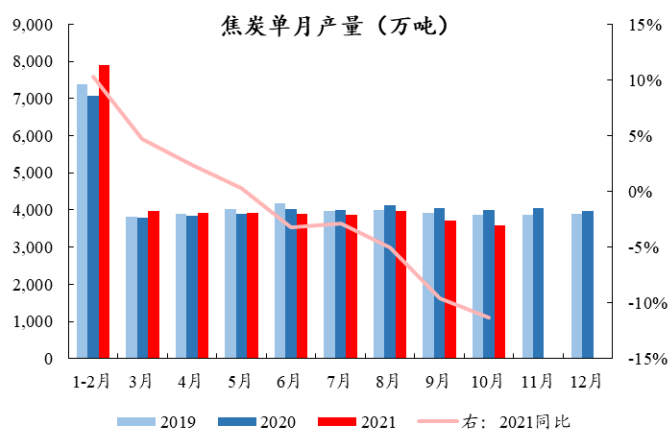
资料来源：各政府网站、Mysteel、开源证券研究所

4.2、2021 年下半年供需双弱，后期盈利或边际改善

2021 年下半年焦炭供给受到明显制约，基本面供需双弱。2021 年 1-10 月累计焦炭产量为 3.94 亿吨，同比增长 0.1%，下半年增速持续下滑；9、10 月单月产量同比分别下滑 9.6%、11.3%。主因下半年粗钢产量平控力度加大，压制焦炭需求；同时在上游焦煤高价且紧缺的环境下，焦企本身由于原材料采购困难以及部分亏损停产；环保限产力度加大等原因。焦化企业开工率大幅下滑，叠加下游冶金需求走弱，焦炭基本面供需双弱。

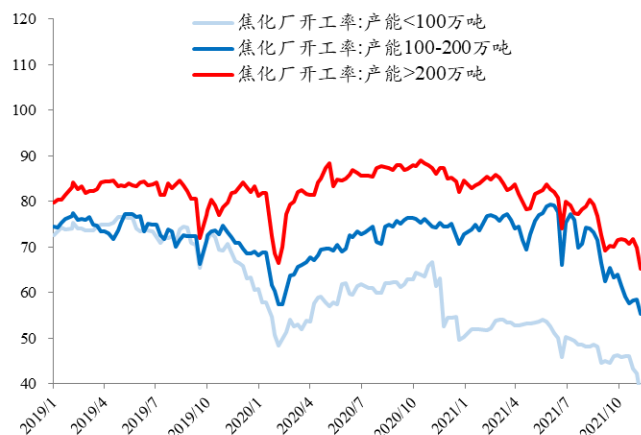
短期来看，焦炭供给仍将偏弱。国内焦炭产能主要集中在华北地区，2021Q4-2022Q1 期间将持续受到秋冬季环保限产、北京冬奥会等政策性限产影响，叠加下游需求偏弱，且焦化环节利润低位，焦企生产积极性不强，预计短期内焦化开工率仍将维持低位。

图51: 2021年下半年以来焦炭单月产量同比持续下滑



数据来源: Wind、开源证券研究所

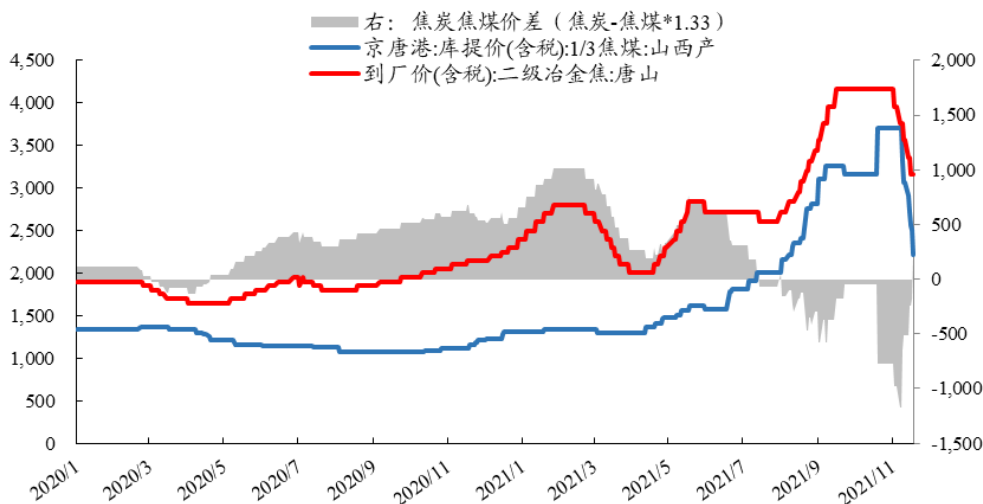
图52: 2021年下半年以来焦化厂开工率明显下降



数据来源: Wind、开源证券研究所

焦价主要受成本支撑，煤价下跌或利好焦企利润改善。2021年三季度在上游炼焦煤价格大涨的支撑下，焦企开启数轮提涨，焦价强势上探，一度超过4000元/吨高位。但由于焦煤价格涨幅较大，焦价上涨并未能缓解焦企利润收缩。从煤焦价差趋势来看，不同于上半年高景气高利润行情，下半年煤焦价差由正转负，部分焦化企业已基本处于盈亏平衡或已经亏损。但进入11月后，焦煤价格高位大幅回调，尽管焦炭价格失去成本端支撑开启提降，但煤焦价差趋势得到改善。预计短期内伴随焦煤价格回落，焦企成本压力减小，利润情况有望得到改善。

图53: 2021年11月煤焦价差负值缩小（元/吨）



数据来源: Wind、开源证券研究所

5、双碳目标下无需悲观，中期煤炭紧供给有望持续

5.1、2025年煤炭消费或触顶，中期紧供给或可持续

双碳纲领性文件发布，“1+N”政策体系逐步完善。2021年10月24日，中共中央、国务院发布《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》（以下简称《意见》）；10月26日，国务院发布《2030年前碳达峰行动方案》（以下简称《行动方案》）。其中《意见》是纲领性文件，即我国碳达峰碳中和“1+N”政策体系中的“1”，明确了双碳目标，并对碳达峰碳中和的实现做出了系统性部署；而《行动方案》则作为首个“N”出台，聚焦于2030碳达峰阶段的实现路径。

表9：《意见》明确了双碳2025年、2030年、2060年三个阶段的主要目标

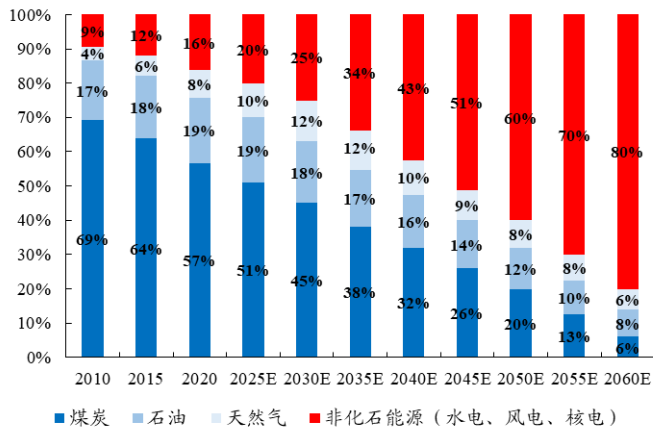
时间	主要目标
2025年	<ul style="list-style-type: none"> 单位国内生产总值能耗比2020年下降13.5% 单位国内生产总值二氧化碳排放比2020年下降18% 非化石能源消费比重达到20%左右 森林覆盖率达到24.1%，森林蓄积量达到180亿立方米
2030年	<ul style="list-style-type: none"> 单位国内生产总值能耗大幅下降 单位国内生产总值二氧化碳排放比2005年下降65%以上 非化石能源消费比重达到25%左右 风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上 森林覆盖率达到25%左右，森林蓄积量达到190亿立方米 二氧化碳排放量达到峰值并实现稳中有降
2060年	<ul style="list-style-type: none"> 非化石能源消费比重达到80%以上 碳中和目标顺利实现

资料来源：中国政府网、开源证券研究所

“十五五”煤炭消费减少写入主要目标。根据《行动方案》，2030年前碳达峰阶段，将加快煤炭减量步伐，“十四五”时期严格合理控制煤炭消费增长，“十五五”时期逐步减少。涉及煤电、钢铁两大煤炭下游需求的行动方案主要包括：严格控制新增煤电项目，有序淘汰煤电落后产能，推动煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型；深化钢铁行业供给侧结构性改革，严格执行产能置换，严禁新增产能，推进存量优化，淘汰落后产能。

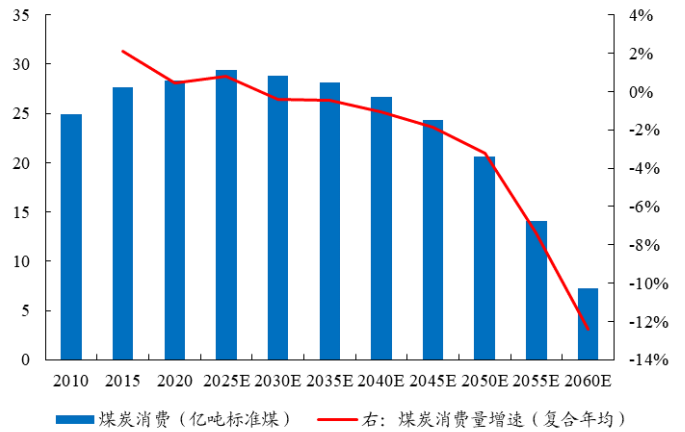
煤炭需求或于2025年触顶，短期内能源支柱地位不会动摇。根据国家统计局数据，2020年全国能源消费总量为49.8亿吨标准煤，其中56.8%为煤炭消费，约为28.3亿吨标准煤。基于《行动方案》的政策目标，我们认为煤炭消费量或将呈先增后降趋势：短期内煤炭作为能源支柱仍有增长，但增速或持续放缓，预计于2025年前后触及需求天花板，经测算峰值煤炭消费量或约29.4亿吨标准煤，相较于2020年复合年均增速约0.8%。其后伴随风光电等非化石能源机组装机量的提升，火电占比下降，煤炭作为能源的消费量将持续下滑，预计2030年微降至28.8亿吨标准煤（相较于2020年仍表现为增长），到2060年进一步降至10亿吨标准煤以下。

图54: 到 2060 年非化石能源消费占比将达到 80%



数据来源: 国务院、Wind、开源证券研究所

图55: 预计煤炭消费量于 2025 年达到峰值



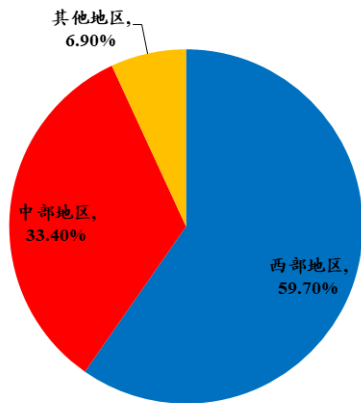
数据来源: 国务院、Wind、开源证券研究所

中期维度内 (5-10 年) 紧供给或将持续, 煤炭行业无需悲观。结合前文对于未来煤炭产能供给的展望, 我们认为在新增产能及存量挖潜空间有限的背景下, 煤炭供给有望先于需求达峰。而在 2025 年-2030 年期间煤炭消费下滑初期, 由于需求减量幅度或有限, 整体消费体量犹在, 基本面或仍将表现为紧平衡。在不考虑进一步煤炭限价政策的预期下, 煤价中枢将获得重塑, 有望在偏高位达到平衡, 利好煤企业绩的稳定释放。

5.2、双碳加速推进行业供给侧改革

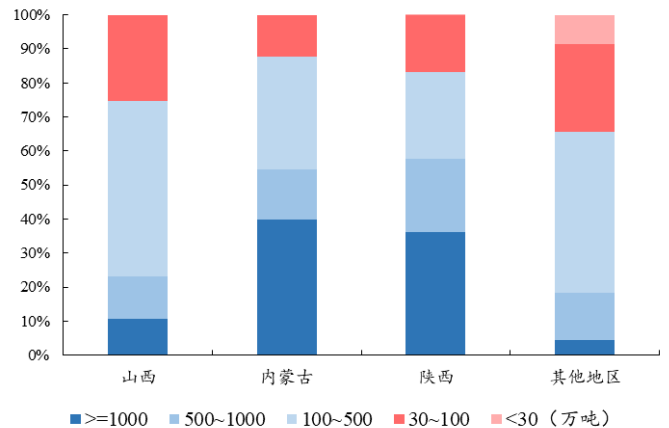
供改政策持续深化, 行业集中度加速提升。根据中煤协制定的煤炭行业“十四五”发展规划, 化解过剩产能、淘汰落后产能仍是下一阶段推动行业转型升级的重点任务, 到“十四五”末, 全国煤矿数量将减少到 4000 处左右。具体来看, 煤炭产能将更多的集中在大型煤企手中, 行业集中度仍有提升空间, 并且伴随小产能加速退出单矿产能规模将进一步提升。2020 年, 全国煤矿数量约 4700 处; 国内前 8 家大型企业原煤产量为 18.55 亿吨, 以产量计算 CR8 为 47.6%; 平均单矿产能为 110 万吨。另一方面, 产能将进一步向资源禀赋好、开采条件好的西部地区集中, 不具备大规模资源赋存、开采效率较差的东部、中部地区将持续发力退出落后产能。2020 年西部地区产量占比为 59.7%, 中部地区占比为 33.4%, 其余地区占比为 6.9%, 由此可见, 在双碳背景下, 全国产能供给仍有优化调整的空间。

图56: 2020 年全国煤炭产量集中在西部地区



数据来源: 中煤协、开源证券研究所

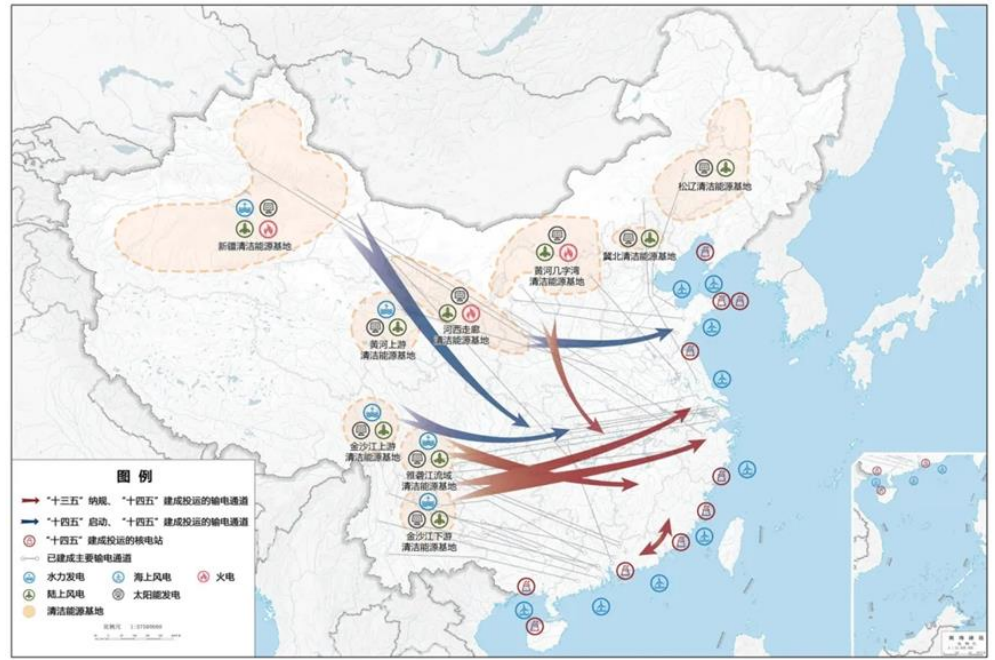
图57: 2019 年中小产能主要集中在晋陕蒙以外其他地区



数据来源: 国家煤炭安监局、开源证券研究所

能源产业集群化趋势也在促进煤炭产能向优势地区集中。国家发改委在《“十四五”规划和2035年远景目标纲要》文件中提到，将推动煤炭生产向资源富集地区集中，完善煤炭跨区域运输通道和集疏运体系，提高特高压输电通道利用率，建设一批多能互补的清洁能源基地。在双碳背景下，能源产业集群化发展趋势将会加速，一方面集群化发展可有效发挥规模优势，充分提升能源生产及运输效率，同时可以高效地对能源碳排放进行集中控制，另一方面多能互补可有效保障能源供应的稳定性。

图58：“十四五”期间将建设一批多能互补的清洁能源基地

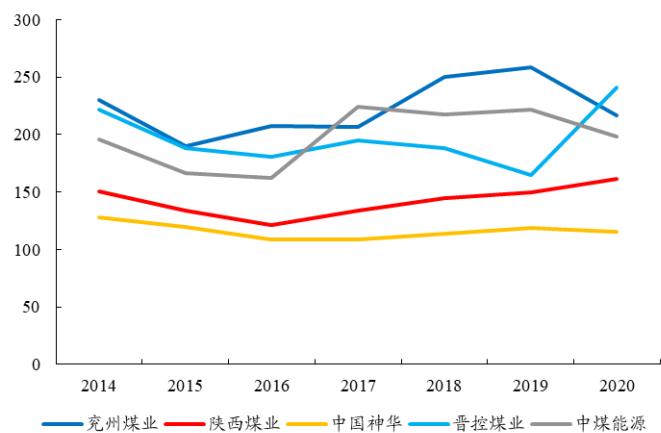


资料来源：国家发改委

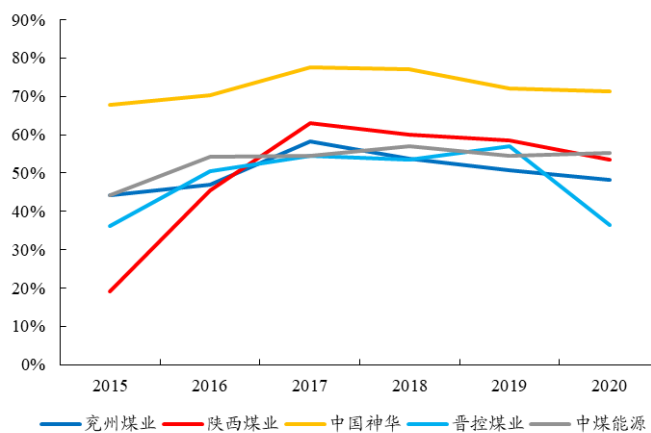
5.3、双碳助力龙头煤企突围

根据上文推断，当前煤炭价格中枢将获得重塑，在双碳压减煤炭消费占比的趋势下，我们认为2030年之前，动力煤价受益紧平衡的供需基本面稳中有涨；2030年之后，煤炭消费量下滑压力增大，对动力煤价格形成压制。

龙头煤企中短期受益煤价重塑，长期具备防御优势。中短期内，在2030年之前，煤价或维持强势，作为供给端的主要存量，龙头煤企的定价能力将得到提升，有望在优势煤价作用下获益。长期来看，在2030年碳达峰之后，需求端的加速收缩将会对煤价形成打压，势必会引起煤炭行业的竞争与变革。在这个阶段，龙头煤企通过资源禀赋，优质的开采条件，规模效应，以及高度机械化、智能化、信息化装备，所打造出的低成本优势将更能对冲煤价下行所带来的影响，从而保障盈利能力的稳定性和持续性。同时，在煤价受益期内龙头煤企现金流状况将明显改善，更有利于在需求达峰下滑之前提前布局非煤转型，开辟新的增长曲线。

图59: 主要煤炭龙头自产煤吨煤成本优势凸显 (元/吨)


数据来源: 各公司公告、开源证券研究所

图60: 主要煤炭龙头自产煤毛利率维持高位


数据来源: 各公司公告、开源证券研究所

6、投资建议: 三主线布局

- **投资主线一: 业绩稳健且高分红标的。** 龙头煤企在高比例长协煤锁量稳价作用下, 有望对冲周期波动, 稳定释放业绩。同时, 高分红、高股息率也凸显了煤炭企业的长期投资价值。

受益标的: 兖州煤业、中国神华、陕西煤业、平煤股份

- **投资主线二: 具有成长性预期标的。** 伴随中长期煤炭产能供给收紧, 行业内多数煤企在量的方面已不具备增长空间。因此, 产能资源稀缺性愈发突出, 推荐关注仍具备增量成长潜力的标的。山西焦煤、晋控煤业在山西国改深化背景下有望通过资产注入获得外生增长, 进一步巩固龙头地位; 盘江股份、淮北矿业积极布局新建产能, 仍具备独特的内生长性。

受益标的: 山西焦煤、晋控煤业、盘江股份、淮北矿业

- **投资主线三: 新产业转型标的。** 双碳背景下, 传统能源企业通过向新能源、新材料等方向转型, 突破产业限制, 步入新兴赛道, 中长期增长潜力可期。华阳股份布局钠离子电池及储能业务, 顺应双碳发展方向; 山煤国际布局异质结电池项目转型光伏赛道; 电投能源(原露天煤业)大力发展风光电新能源; 金能科技转型丙烷脱氢业务, 开辟第二增长曲线; 美锦能源“制氢-加氢-燃料电池-整车”氢能全产业链布局; 中国旭阳集团依靠煤焦化副产制氢, 规划布局氢能产业链。

受益标的: 华阳股份、山煤国际、电投能源、金能科技、美锦能源、中国旭阳集团(H股)

表10: 受益标的盈利预测

证券代码	证券简称	总市值 (亿元)	归母净利润 (亿元)			PE			PB	评级
		2021/11/24	2021E	2022E	2023E	2021E	2022E	2023E	2021/11/24	
业绩稳健且高分红标的										
600188.SH	兖州煤业	1,209	179.8	202.2	206.4	6.7	6.0	5.9	2.19	买入
601088.SH	中国神华	4,035	559.7	585.7	608.1	7.2	6.9	6.6	1.10	买入
601225.SH	陕西煤业	1,199	186.1	195.3	207.1	6.4	6.1	5.8	1.53	未评级
601666.SH	平煤股份	184	39.1	73.2	81.5	4.7	2.5	2.3	1.13	买入
具有成长性预期标的										
000983.SZ	山西焦煤	345	46.1	62.3	63.8	7.5	5.5	5.4	1.56	买入
601001.SH	晋控煤业	153	37.5	36.4	39.2	4.1	4.2	3.9	1.52	未评级
600395.SH	盘江股份	120	13.5	14.8	16.1	8.9	8.1	7.4	1.66	买入
600985.SH	淮北矿业	274	51.7	63.2	66.4	5.3	4.3	4.1	1.03	买入
新产业转型标的										
600348.SH	华阳股份	266	27.9	29.0	30.8	9.5	9.2	8.6	1.41	未评级
600546.SH	山煤国际	161	24.7	26.2	28.2	6.5	6.1	5.7	1.83	买入
002128.SZ	电投能源	228	40.6	42.7	43.8	5.6	5.3	5.2	1.15	买入
603113.SH	金能科技	130	15.5	20.5	20.7	8.4	6.4	6.3	1.50	买入
000723.SZ	美锦能源	592	27.9	28.7	33.3	21.2	20.6	17.8	4.99	未评级
1907.HK	中国旭阳集团	209	32.6	43.1	51.7	6.4	4.9	4.0	1.57	未评级

数据来源: Wind、开源证券研究所

注: 已评级标的盈利数据来自于开源证券研究所预测, 未评级标的盈利数据来自于 Wind 一致预期

7、风险提示

- 经济增速下行风险
- 供需错配引起的风险
- 可再生能源加速替代风险

特别声明

《证券期货投资者适当性管理办法》、《证券经营机构投资者适当性管理实施指引（试行）》已于2017年7月1日起正式实施。根据上述规定，开源证券评定此研报的风险等级为R3（中风险），因此通过公共平台推送的研报其适用的投资者类别仅限定为专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者。若您并非专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者，请取消阅读，请勿收藏、接收或使用本研报中的任何信息。因此受限于访问权限的设置，若给您造成不便，烦请见谅！感谢您给予的理解与配合。

分析师承诺

负责准备本报告以及撰写本报告的所有研究分析师或工作人员在此保证，本研究报告中关于任何发行商或证券所发表的观点均如实反映分析人员的个人观点。负责准备本报告的分析师获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户的反馈、竞争性因素以及开源证券股份有限公司的整体收益。所有研究分析师或工作人员保证他们报酬的任何一部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

股票投资评级说明

	评级	说明
证券评级	买入（Buy）	预计相对强于市场表现 20%以上；
	增持（outperform）	预计相对强于市场表现 5%~20%；
	中性（Neutral）	预计相对市场表现在 -5%~+5%之间波动；
	减持	预计相对弱于市场表现 5%以下。
行业评级	看好（overweight）	预计行业超越整体市场表现；
	中性（Neutral）	预计行业与整体市场表现基本持平；
	看淡	预计行业弱于整体市场表现。

备注：评级标准为以报告日后的6~12个月内，证券相对于市场基准指数的涨跌幅表现，其中A股基准指数为沪深300指数、港股基准指数为恒生指数、新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）、美股基准指数为标普500或纳斯达克综合指数。我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

法律声明

开源证券股份有限公司是经中国证监会批准设立的证券经营机构，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告仅供开源证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的机构或个人客户（以下简称“客户”）使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告是发送给开源证券客户的，属于机密材料，只有开源证券客户才能参考或使用，如接收人并非开源证券客户，请及时退回并删除。

本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他金融工具的邀请或向人做出邀请。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，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波动。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。客户应当考虑到本公司可能存在可能影响本报告客观性的利益冲突，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。本公司未确保本报告充分考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。本公司建议客户应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。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。在任何情况下，本公司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。若本报告的接收人非本公司的客户，应在基于本报告做出任何投资决定或就本报告要求任何解释前咨询独立投资顾问。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的开源证券网站以外的地址或超级链接，开源证券不对其内容负责。本报告提供这些地址或超级链接的目的纯粹是为了客户使用方便，链接网站的内容不构成本报告的任何部分，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

开源证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。开源证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

本报告的版权归本公司所有。本公司对本报告保留一切权利。除非另有书面显示，否则本报告中的所有材料的版权均属本公司。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

开源证券研究所

上海

地址：上海市浦东新区世纪大道1788号陆家嘴金控广场1号楼10层
邮编：200120
邮箱：research@kysec.cn

深圳

地址：深圳市福田区金田路2030号卓越世纪中心1号楼45层
邮编：518000
邮箱：research@kysec.cn

北京

地址：北京市西城区西直门外大街18号金贸大厦C2座16层
邮编：100044
邮箱：research@kysec.cn

西安

地址：西安市高新区锦业路1号都市之门B座5层
邮编：710065
邮箱：research@kysec.cn