动力煤行业研究框架及未来供需、煤价展望 20260902

2026 动力煤供需格局改善，供给收缩驱动煤价中枢上移

摘要

- 供需格局改善推动煤价中枢抬升，预计 2026 年均价约 820 元/吨，高于 2025 年的 800 元/吨。
- 供给端超预期收缩：山西受 5.22 事故及安全监察影响，6 月产量同比降 31.5%；新疆受反内卷检查影响，产量持续下滑。
- 进口端增量受限：动力煤上半年进口同比降 6.2%；蒙煤 8 月中旬起通关量减半，印尼保供压力大，下半年进口难有增长。
- 需求端结构分化：AI 与充换电用电高增（+44%/+56.9%）；煤化工需求增 10%对冲了水泥、钢铁行业的负增长。
- 火电挤压效应递减：弃风弃光率升至 9%，新能源投资趋缓，预计“十五五”火电发电量增速将由负转正至 1%左右。
- 价格预期与策略：短期煤价易涨难跌，上限看至 950 元/吨；建议配置高股息防御标的（如中国神华、陕西煤业）。

Q&A

请介绍一下动力煤与炼焦煤的划分标准，以及中国煤炭市场在全球的定位和其定价机制的特点？

煤炭种类可依据煤化程度分为无烟煤、烟煤和褐煤。而动力煤与炼焦煤则是依据用途进行划分：用于炼钢的煤炭通常称为炼焦煤，而用于发电厂的则普遍称为动力煤。此外，由于化工用煤和部分水泥用煤的价格走势与动力煤高度相似，在分析中常将除炼焦煤外的其他煤种统一归入动力煤范畴。中国是全球最大的煤炭生产国与消费国，占比均超过 50%，因此煤炭是偏向由中国国内市场定价的商品，中国的需求变化对国际市场具有显著影响，这与石油、天然气等国际定价商品存在本质区别。

动力煤价格受到哪些主要因素的调控？长协价与现货价之间存在怎样的关系和差异？

动力煤的下游需求主要来自电厂，关系到国计民生，因此国家发改委对价格的管控力度较强，尤其自 2021 年以来，形成了长协价与现货价并行的机制。动力煤是电厂的主要成本构成，政策调控旨在保障电厂稳定运营。港口长协价格是市场关注的重点，其由每月月底的四个相应指数计算得出，波动幅度远小于现货价格。例如，当前现货价格已突破 900 元/吨，但 2026 年 9 月的长协价格仅为 703 元/吨。在煤价高企时，长协价会远低于现货价，这对电厂构成了成本保障。大部分电厂均签订了超过 50%的长协合同，使其部分成本得以平滑，因此现货价格并不完全等同于电厂的最终发电成本。

煤炭行业传统的分析框架是怎样的？供给、需求、价格和成本等核心要素如何相互作用并影响企业利润？

煤炭作为顺周期的上游大宗商品，其分析框架遵循经典的“供给-需求-价格”逻辑。供给与需求共同决定煤价，煤价与销量决定煤炭企业的收入，而成本相对固定，最终形成行业利润。具体来看：供给端分为国内供给和进口，国内供给受政策影响最大，各煤矿须在核定产能内生产，超产行为和安全检查等政策变量是关键；海外进口则受国际形势（如印尼出口政策、地缘冲突）和国内外价差主导。需求端主要分为电力需求（占动力煤需求 55%以上）和非电需求（钢铁、化工、建材等），两者均与宏观经济高度相关。价格是高频观测数据，对未来走势有指引作用。对于煤炭企业而言，产量相对固定，年度波动通常在 3%-5%以内，除非有新矿投产，因此价格是收入的最大变量。成本方面，每个矿井的开采成本由其自然禀赋决定，相对固定，但会随着开采年限增加、开采深度加大以及人工、物料成本上涨而缓慢上升。收入与成本的差额决定了企业利润，部分企业（如陕西煤业）的利润还会受到对外投资收益及公允价值变动等非主营业务因素的影响。

2026 年以来动力煤价格的走势如何？期间受到了哪些国内外关键事件的影响？

2026 年动力煤市场开启了新一轮周期，价格整体呈现震荡上行态势。年初至 2 月，市场受印尼减产政策传闻影响，对印尼出口减量的预期推动了煤价上涨。2 月 28 日美伊冲突爆发，海外油气价格飙升，进一步推高了国际煤价，导致国内外煤价一度倒挂，海外煤到岸成本高于国内，引发了 2 月至 5 月中国进口煤量的下降。此后，海外因素的影响逐步减弱，市场焦点转向国内。5 月 22 日山西发生重大煤矿事故，导致国内供给大幅收缩，成为推高短期煤价的主要因素。价格走势上，煤价在 6 月份达到约 860 元/吨的高点，随后在 6 月中下旬至 7 月初小幅回调至 795 元/吨左右，之后重拾涨势并于近期加速上行。截至 2026 年 9 月 2 日，港口动力煤价格已突破 900 元/吨，达到 907 元/吨。

人在草木间

2026年上半年国内原煤产量的具体情况如何？山西和新疆等主产区的产量变化及其背后的原因是什么？

2026年上半年，全国原煤产量为23.65亿吨，同比下降2.56%。分地区看，山西、内蒙古、陕西、新疆的累计产量同比增速分别为-5.5%、+3.1%、+3.4%和-7.3%，显示山西和新疆是主要的减产区域。山西的减产主要源于安全监察和矿难影响。特别是5月22日沁源重大煤矿事故后，山西省的安全生产压力剧增，事件调查对煤矿生产造成了巨大冲击，导致6月份全国原煤产量同比下降9.7%，其中山西省产量大幅下降31.5%，是全国减量的主要构成部分。新疆的产量下滑则始于2025年7月针对煤炭超产的“反内卷”检查，自那时起至2026年6月，新疆月度原煤产量持续同比下降，至今未能恢复。2026年7月的同比小幅转正，主要是由于2025年同期的低基数效应。

近期安全生产政策对煤炭供给的短期和中长期影响如何？“十五五”规划对行业供给格局有何指导意义？

短期来看，矿难事故后各地密集出台了安全检查及管理办法，例如山西省发布的“新规17条”，对超产、非法违规生产乃至涉黑涉恶行为进行严厉整治，对煤矿生产造成了显著影响。从高频数据看，山西省的产量降幅在7月和8月维持在30%左右，截至9月初仍未见恢复迹象，预计这种供给受限的状况至少会持续到2026年底。中长期来看，预计山西的产量即便在2027年有所恢复，也难以回到事故前的水平，可能仅恢复至80%左右。此外，2026年出台的煤炭“十五五”规划，对新建煤矿的准入门槛和落后产能的淘汰退出都提出了更严格、更细化的规定。从目前的审批情况看，新建煤矿项目确在减少，部分在建煤矿的投产和联合试运转时间也因矿难影响而推迟。综合来看，国内煤炭供给弹性正在收窄，“十五五”期间新建煤矿数量预计将有更明显的下降。

2026年上半年煤炭进口结构有何变化？动力煤的进口情况具体是怎样的？

2026年上半年，国内煤炭总进口量同比增长1.7%，但内部结构出现分化。动力煤进口量为1.59亿吨，同比下降了6.2%，而进口增长主要由炼焦煤贡献。这表明，在上半年煤炭进口总量微增的背景下，动力煤的进口量实际上是收缩的。

2026年上半年动力煤进口量为何出现波动，主要的进口来源国及其变化情况如何，下半年的进口趋势将如何演变？

2026年2月至5月，由于印度尼西亚减产及美伊冲突等地缘政治因素，海内外煤炭价格出现倒挂，导致进口量明显下降。进入6月，随着5月底山西矿难后国内煤价上涨，以及海外冲突缓和导致国际煤价回落，进口煤重拾价格优势，6月和7月的进口量均实现了环比和同比的显著增长。从进口来源国结构来看，2026年上半年，印度尼西亚占总进口量的57%，是影响我国煤炭进口的关键国家。其次是澳大利亚，占比18%；俄罗斯和蒙古各占约11%。在增量方面，上半年印度

尼西亚的进口量微降：受美伊冲突影响，部分原应出口至中国的澳大利亚和俄罗斯煤炭被分流至日韩及东南亚国家，导致对华出口量降幅较大。相比之下，蒙古成为上半年动力煤供应增量最大的国家，上半年对华出口动力煤 1,925 万吨，同比大幅增长 54.24%，这对维持我国上半年动力煤进口体量起到了重要作用。 展望 2026 年下半年，预计整体进口量将保持稳定，难有明显增长。主要原因有三点：首先，美伊冲突仍处于反复阶段，国际高卡煤价格已上涨至每吨 140 美元的高位，使得进口煤的价格优势不再明显。其次，市场此前预期的印度尼西亚在调整 RKAB（工作计划和预算）后增加出口量的前景并不明朗，RKAB 审批进度缓慢，且印尼下半年面临较大的国内保供压力，其可供出口的煤炭量非常有限。最后，从 8 月中旬开始，以甘其毛都口岸为例，蒙古煤的日通关车辆从 1,200 车以上降至 500 至 600 车，降幅近半，导致蒙煤进口量显著下降。

2026 年动力煤的需求结构呈现出哪些特点，电力与非电行业各自的表现如何？

2026 年电力需求整体表现偏弱，尤其是在 6 月、7 月和 8 月这三个传统旺季，需求未达预期，这也是在供给端显著收缩的情况下，煤价未能如市场预期涨至每吨 900 元以上高位的主要原因。上半年全社会用电量同比增长 5.3%，但 7 月单月同比转为负增长。从结构上看，电力需求仍具韧性，剔除气温因素影响，新质生产力相关领域的用电增长显著。例如，上半年 AI 用电同比增长 44%，充换电服务用电同比增长 56.9%，高端技术和设备制造业用电同比增长 9.8%。 火电方面，其面临的新能源挤压效应正在边际递减。2026 年上半年，弃风弃光率从 2025 年的 5%大幅提高至 9%，反映出电网消纳压力增大。同时，自 2025 年 136 号文出台后，新能源电价全面入市，导致光伏等项目在特定时段出现负电价，盈利性明显下降，大型发电集团对新增新能源项目的投资态度趋于谨慎。上半年新能源新增装机量已出现大幅下滑。预计“十五五”期间，新能源将进入高质量发展阶段，装机增速将有所放缓。若全社会用电量增速能维持在 4.5%以上，预计火电发电量年均增速可维持在 1%左右，摆脱 2025 年的负增长态势。 非电需求方面，煤化工、水泥和钢铁是用煤的主要领域。受房地产和基建投资拖累，钢铁和水泥行业需求疲软，2026 年上半年粗钢产量下降 3%，水泥产量下降 8%，导致相关用煤需求呈负增长。唯一的亮点是煤化工行业，受益于近年来新型煤化工项目的投产以及美伊冲突推高油价带来的盈利提升，该行业用煤需求保持高增长。预计 2026 年煤化工用煤增速可维持在 10%左右，基本对冲了水泥和钢铁行业的用煤下滑。综合来看，非电需求整体保持平稳。

综合供需两端的变化，当前煤炭市场的价格走势如何，对 2026 年下半年及 2027 年的煤价有何预判？

2026 年煤炭市场的供需格局相较于 2025 年有明显改善。供给端因多种因素出现超预期收缩，而需求端电力需求正在好转，非电需求则保持稳定。这种格局改善推动了煤价中枢的抬升，预计 2026 年全年煤价中枢在每吨 820 元左右，高于 2025 年的 800 元。 进入 2026 年下半年，尤其自 9 月以来，煤价呈现易涨难跌的态势。近期，在旺季向淡季过渡的阶段，煤价出现超预期快速上涨，产地煤价大幅上扬，

并传导至港口，目前港口煤价已突破每吨 900 元。这主要源于三方面因素：第一，国内供给偏紧，山西及其他地区的煤矿产能在安全检查影响下恢复缓慢，产量处于低位。第二，进口补充不足，特别是蒙古煤通关量自 8 月中旬以来大幅下降。第三，库存水平合理偏低，经过 8 月份的消耗，电厂库存尤其是内陆和东北地区的库存处于偏低水平，使得市场对供给波动更为敏感。 对于价格高点，预计上限在每吨 950 元左右，突破 1,000 元的可能性较小。主要制约因素是政策调控，若煤价过高对下游电厂造成显著压力，发改委等部门可能会介入以稳定价格。经过 2021 年和 2022 年的市场波动后，政府对煤价的调控能力和手段已明显增强。展望 2027 年，预计煤价中枢与 2026 年相差不大，或将从 820 元左右微降至 800 元左右。供给端在 2027 年可能仅有小幅恢复，而需求端，考虑到 2026 年电力需求基数偏低，2027 年只要恢复至中性水平，需求就会好于 2026 年。因此，供需将维持相对平衡。预计 2027 年煤价的波动区间会收窄，价格低点将高于 2026 年的 690 元，但高点可能不及 2026 年，整体中枢将维持在相对偏高的位置。

在当前市场环境下，煤炭板块的投资策略应如何把握，有哪些值得关注的标的？

当前煤炭板块已接近前期高点，市场可能存在一定的恐高情绪，同时对煤价后续上行空间有限感到担忧。在此背景下，投资策略应首先观察后续煤价在高位能够维持的时间长度以及能否向上突破新的高点。 现阶段，建议优先关注业绩稳定、稳中向好且具备高股息特征的价值型标的，例如陕西煤业和中国神华。这类公司能够提供约 5%的股息率，具有较强的防御性。后续，可根据煤价高位的延续性或是否能进一步向上突破，再考虑布局弹性较大的标的。