

供求相对宽松 煤电还有亏损

动力煤价格仍有下探空间

■本报记者 杨梓 林水静

近日,动力煤价格迎来久违反弹。7月3日,中国煤炭运销协会发布的6月中旬煤炭市场旬报数据显示,截至6月20日,秦皇岛港5500大卡动力煤现货价为715元/吨-725元/吨,环比6月10日上涨5元/吨。

今年以来,我国动力煤价格不断下跌,此次反弹是否预示着动力煤价格止跌企稳?后续将如何维持价格稳定,避免前两年的高价煤情况再现?

预计今年呈下滑趋势

“目前迎峰度夏已至,全国多地高温,业内对于夏季用煤高峰有较高预期。同时,环渤海煤价与集港成本持续倒挂,影响部分贸易商发货积极性。另外,此前煤价下跌时,煤矿顶仓,煤矿企业开始减产,这些因素都导致煤价从6月中旬出现阶段性反弹。”煤炭行业分析师李廷表示。

易煤研究院总监张飞龙也告诉《中国能源报》记者:“电煤下跌趋势反映出整个动力煤市场供求相对偏宽松,包括库存充足。”

中国煤炭运销协会近日发布的数据显示,近期煤炭库存不断攀升。5月末,全国火电厂存煤约1.85亿吨,比4月末增加约1700万吨,同比增加约2500万吨,存煤达到历史最高水平,电厂接卸意愿较低。中电

联7月3日发布的最新数据显示,6月29日,纳入统计的发电企业煤炭库存可用天数24.6天。

受访人士均预计,今年下半年煤价整体还会呈下滑趋势。

“正因为今年电厂普遍存煤量较高,煤价即便反弹,幅度也不会太大。事实上,如果今夏电厂日耗煤量没有明显大幅增加,电煤价格还会下降。”李廷解释。

“一方面,目前整个供求基本面还没看到明显变化;另一方面,基于今年的气候情况预测,今冬大概率会是暖冬,预计用煤量不会像前几年那么大。”张飞龙指出。

当前价格难使电厂扭亏

动力煤价格连跌数月,是否已处于合理区间?

合理的价格区间可兼顾煤、电上下游利益,并与煤电市场化电价机制妥善衔接,实现“上限保电、下限保煤”。去年2月,国家发改委印发的《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》指出,从多年市场运行情况看,秦皇岛港下水煤(5500千卡)中长期交易价格每吨570-770元(含税)较为合理。

根据中国煤炭市场网7月5日发布的数据,环渤海5500大卡动力煤现货价格851元/吨。“当前价格虽比5月未有所下跌,可在2021年之前,价格最高也仅在600

元/吨附近波动,所以,当前的价格仍处于高位。”中电联首席专家陈宗法坦言。

不过,价格是否合理并不能只看现货价格。中国矿业大学经济管理学院副教授王迪解释:“基于‘自产煤炭与外调煤炭到燃煤电厂价格相近’原则,现货定价区间合理与否,要综合考虑不同产地、煤种及其生产成本、流通成本与市场运行情况等,不能仅看现货价格,还需要看现货价格的基础上扣除合理流通过费用后折算的出矿价格,判定其是否也在合理区间。”

“当前,煤价中枢基本已回落至合理区间,价格风险得到极大释放,尤其是长协煤价附近具备较强支撑,7月动力煤长协价格已下调到701元/吨。”国盛证券分析师张津铭分析说。

“但目前看,整个煤炭行业向电力行业的让利行为并未完成。”张飞龙坦言,“当前很多电厂还处于亏损,煤价还需进一步下降,才可能使双方都保持盈利状态。”

也有发电企业表示,今年以来,虽受国际、国内因素短期集中兑现的影响,煤价在震荡中出现回调,煤电企业经营情况有所好转,但煤价仍高于价格区间上限,煤电企业亏损局面还未根本扭转。



图为迎峰度夏期间,大唐龙王沟煤矿井下61610工作面正在割煤。大唐集团/供图

双管齐下稳定煤价

那么,应如何有效地将煤价维持到合理区间?

价格变化看供需,更要看宏观经济基本面。“稳煤价还需要稳定煤炭生产,加强国有大矿保供能力,同时力争进口增量,确保进口渠道多元化,并加强储备能力建设,持续抓好煤炭价格调控监管,引导煤炭价格运行在合理区间。”王迪表示。

与此同时,近年来政府做了大量工作,除打击市场哄抬煤价外,还要求煤、电企业长协煤实现“三个100%”的管控要求。陈宗法告诉《中国能源报》记者:“近两年,政府对煤炭市场进行了多种调节,取得了明显成效。目前,煤炭产量增加,放开澳煤进口,煤炭供应形势好转,煤电企业煤炭库存增

加,亏损面下降,逐步开始扭亏为盈,保供能力也有所提升。”

张津铭认为,行业政策调控与基本面并行或是稳定煤价的主要路径。“对商品价格而言,不考虑‘黑天鹅’等突发事件影响,供需双侧平衡是稳定商品价格的核心。近两年政策端保供是煤炭行业发展的重点,煤炭产能在快速释放,后续增速或明显放缓。”

对此预期,行业已做调整。“从2018年供给侧改革尾声后,煤炭行业长期资本开支不足(新建煤矿少),产能增量瓶颈或已呈现。煤炭企业采取的此类经营策略调整带来了煤炭供需基本面的中长期平衡。加之‘黑天鹅’等事件发生时,煤炭行业短期出现的极端价格和利润变化受政策端有效调控,也是维持煤价中长期稳定的主要动力。”张津铭进一步表示。

用好技术创新 助力油田上产

■本报记者 李玲

“在当前能源绿色转型的过渡时期,传统能源依然占据重要地位,如何强化技术创新对能源安全的保障作用,是值得思考的问题。”近日,在中关村合众创新经济研究院召开的“技术创新保障国家能源安全”研讨会上,国家发改委能源研究所副所长张有生表示。

研讨会聚焦当前我国油气资源稳产增产话题,探讨如何通过技术创新进一步提高油田采收率,进一步提升能源保供能力。

采收率提升空间大

长期以来,我国石油等主要能源资源供需矛盾突出,油气对外依存度居高不下,供应保障压力持续增大。

国家统计局此前公布的数据显示,2022年我国原油产量20467万吨,进口量50828万吨;天然气产量2178亿立方米,进口量10925万吨。石油和天然气对外依存度分别保持在70%以上和在40%以上。

“未来二三十年,新旧能源交替转换仍会持续,油气资源开采、化石能源清洁利用仍然是重要方向。”科技部研究室原主任胥和平在研讨会上指出。

肩负保障国家能源安全的使命,各大石油公司纷纷加大油气勘探开发力度,积极推进增储上产,但当前,国内油气资源开采仍面临不少难题。据《中国能源报》记者了解,近年来,我国探明油气资源品

位持续走低,难采储量占比逐年升高。与此同时,陆上老油田已进入高含水后期开发阶段,综合含水率达到89.4%,单井产量持续降低;新区块储量品位劣质化趋势加剧,非常规和超低渗油气藏占比达到85%。

随着高品质常规油气资源储量减少,低效难采储量成为未来我国石油开发的主战场。如何进一步提高难采油藏及气藏采收率,是石油行业面临的重大课题。

中关村合众创新经济研究院发布的研究报告指出,当前国内油气平均采收率只有32%左右,远低于50%的世界平均水平。因此,除进行地质勘探发现新的可采油气储量外,提高现有油气资源的采收率同样意义重大。据有关专家估算,国内原油采收率每提高1个百分点,可增加可采储量2亿吨,相当于新增探明储量10亿吨。

技术成市场关注焦点

当前,全球油气资源开发正转向超深油气、页岩油气、深水油气、煤层气等领域,但这些资源的开采技术难度大、成本高,所以创新换代技术、实现低品位资源规模效益开发,成为油气上产及保障能源安全的重要手段。

“能源的大规模开发全靠技术进步和突破,现有技术已无法满足大规模增产的

现实需要,必须要有新技术替代。”中国石油集团测井有限公司长庆分公司副经理陈浩军指出。

据《中国能源报》记者了解到,当前全球油气开采技术创新趋势明显,数字技术、人工智能技术、绿色环保技术大量应用,同时随着国内外油气藏开发类型不断丰富,油田开发难度不断增大,能够显著提高石油采收率的技术成为市场关注的焦点。

以美国为例,其从石油进口国变为石油净出口国,正得益于页岩油开采技术的突破。

中关村合众创新经济研究院指出,受制于国内地质条件和技术水平,我国要实现油气田稳产增产,需要更多技术和资本投入来提升采收率,进而破解低品位油藏开发难度大的问题。

以射孔技术为例,射孔作为石油开采过程中非常重要的环节,被誉为油气勘探开发的“临门一脚”,是石油开采领域的基础性关键技术。与会专家指出,未来射孔技术及工艺的创新,将有力推动国内油气井增产上产,从而提升我国的能源自给率。

完善产学研用协同创新机制

技术创新助力油气田稳产增产,但如何加强技术创新并推动落地与推广应用也是重要问题。

与会专家指出,当前我国技术创新面临制度障碍,政策支持体系并不健全。技术创新作为高投入、高风险活动,需要鼓励创新的生态环境与政策支持。一方面,我国大量关键技术面临“卡脖子”困境;另一方面,政策对新技术、新产品的推广应用缺乏系统支持。

为此,多位专家建议,在政府层面,应强化政策引导,完善技术创新体制机制,加大对能源产业共性技术、关键技术研发的持续投入力度,进一步完善能源领域产学研用协同创新机制,健全技术创新风险分担机制。同时,破除能源领域技术创新发展的体制机制障碍,鼓励有创新活力的民营企业在科技自立自强、科技成果转移转化方面发挥更大作用。

在企业层面,要加强研发创新与市场推广,以及与高校及科研院所的合作,建立国家重点实验室,共同开展石油资源勘探、开采、加工等方面的技术研究,加快技术创新成果的转化和应用。同时,民企应创新商业模式,突破市场壁垒,通过技术合作、资本入股等多种方式与各大石油企业开展合作。

“国有企业、科研院所与民营企业可以通过共建联合实验室、场景创新中心等方式,搭建科技成果共享机制,扩大先进技术应用场景,形成创新驱动发展与保障能源安全的合力。”西安瑞通能源科技有限公司董事长戴鹏建议。

保障核电安全要狠抓设备供应链

本报讯 记者苏南

报道“当前我国核电在建、在运装机规模已居世界第二,预计‘十四五’中期具备由核电大国迈向核电强国的条件。”国家能源局核电司副司长赵学顺近日在中国核安全与环境文化促进举办的“民用核安全设备经验反馈及警示教育会议”上表示,“看到成绩的同时,必须清醒地认识到,由大到强的转变将面临更多挑战和更大压力,尤其是自主化国产化设备应用的风险挑战不容忽视。”

安全是核工业的生命线,核安全设备质量直接关系到核设施的安全运行以及核电产业高质量发展。业内人士指出,我国核电首台套大量工程、首堆应用了很多新技术、新系统、新设备,尚需一段时间来检验。“未来要保障核电安全,需要狠抓核安全设备全产业链。”

《中国能源报》记者了解到,近年来,通过核电重大专项、核电技术提升行动等科技攻关,我国核电技术装备自主创新能力取得质的提升,基本实现核电重大装备和核心材料自主化,攻克了核电重型装备研发和工艺制造难题,全面实现压水堆主泵、压力容器、蒸发器、数字化仪控系统关键设备自主化,核电大部件制造技术达到世界领先水平。

“尤其焊材,690合金板材等关键材料技术,打破国际垄断。”赵学顺表示,我国还完成了高温气冷堆主鼓风机、核电蒸汽发生器等世界首台套设备的研制。目前,核电装备国产化率达85%以上,具备每年制造10台(套)设备的能力。同时,大量卡脖子技术攻关取得突破,大量国产化设备研发成果成功运用于核电项目,打通了创新链与产业链融合的“最后一公里”,实现了科技成果向现实生产力的转化。

在业内人士看来,核电技术装备能力的显著提升充分体现了我国的体制机制优势、产学研深度融合、国企民企优势互补,以及全行业开门搞科研、协同开放共享的创新生态圈。

业内专家一致认为,在核电建设进入规模化、批量化新阶段,更需要核安全文化的落地。核安全设备质量是关系核电产业健康发展的基本要素,核安全设备行业不是暴利行业,更不能只算经济账,相关各方要推动核安全设备领域形成良好的产业生态。同时,核能行业必须牢固树立核安全文化意识,抓实抓细核能装备制造的全链条管理以及大宗材料和物资的管理。



图为浙能嘉华发电公司7.8号机组操作员认真监盘。张润毅/摄

浙能集团单日发电量超7亿千瓦时

发电量创全年新高,力保迎峰度夏浙江全社会用能



图为浙能乐清发电公司斗轮机通宵堆料提库存。孙超/摄

同比增长10.1%。进入7月,浙江多地突破35摄氏度高温线,湿热交加的“蒸桑拿”模式拉动空调用电大增。

为确保全社会安然度夏,浙能集团所属电厂运行、检修人员增设迎峰度夏专项检查项目,一边加强监盘、巡检、点检,对制粉系统、冷却水系统、重要辅机轴温、电子室等重要部位增加检查频次,一边严阵以待,倾力做好发电设备的日常维护工作,保障机组发得出、顶得上。6月26

日,6月27日,浙江省最大发电厂浙能嘉兴电厂8台机组“火力”全开,发电量连续破亿千瓦时,有力支撑并保障了浙江全社会用能。

浙江省内燃煤机组连续高负荷运行,浙能集团部分电厂燃煤日消耗量屡创新高。为保证机组运行“口粮”充足,该公司各单位提前完成燃煤“提库存”,并实时盘点燃煤库存、在途、在港情况,确保高峰时段机组“口粮”供应无忧。

其中,浙江省“千项万亿”重大工程、省重点工程——浙能乐清电厂三期工程5、6号两台百万千瓦机组提前实现双投,让浙能集团保障全省迎峰度夏能源供应的底气更足。与此同时,乐清发电公司采取连堆、并堆、混堆等方式,争取为“粮仓”加满仓,同时以分流为主,取料为辅,将煤场库存稳在高位。该公司封闭煤场库存再创新高,精细化管理再度升级,为机组迎峰度夏保供战斗力持续“充值”。

气温持续攀升,为浙能集团运行、维护、燃料等生产一线职工带来巨大“烤”验。接下来,浙能集团将严格落实安全生产各项措施,全力以赴保障机组迎峰度夏和护航亚运期间安全稳定运行。(方磊)