

区域价差重塑天然气资源格局

■本报记者 梁沛然



国内天然气市场迎来“金九”传统旺季切换窗口。随着中国石油、中国石化等上游供气企业2026至2027年度购销合同进入执行周期,各地陆续公布9月天然气门站价格执行细则。管制气与非管制气价格双轨并行持续深化,调峰气定价机制不断完善,不同区域间的价格结构差异正在重塑国内天然气资源格局。

形成多层定价结构

从9月执行细则来看,国内天然气门站价格已形成“基准门站价—管制气—非管制固定量—浮动量—调峰量”的多层级定价结构。

中信建投证券研报显示,中国石油2026至2027年度合同中,管制气在门站价基础上上浮18.5%,非采暖季占六成,采暖季占五成半;非管制气固定量上浮70%到80%,浮动量直接挂钩中国进口现货LNG到岸价。中国石化基础量占比从35%提到50%,上浮比例从30%提到46%,跟国际油气价格联动的定价量反而从35%压缩到20%。联动比例收窄,意味着不论国际油价和LNG现货价格如何变化,城燃采购成本里真正跟着国际市场走的部分在缩小。

金联创天然气分析师韩昊志表示,上游气源企业在供应偏紧、成本高企的背景下持续调整合同定价结构,在保供和顺价之间找平衡。城燃企业拿到的非管制气固定量,在门站价基础上加价七到八成,管制气只加不到两成。这个价差结构并非今年才有。2026年度合同把气量比例和上浮幅度与上一年度保持一致,既有的价差框架没有明显调整,城燃企业在合同

框架内调整气源结构的空间有限。

价差重塑流向

压力向终端传导,表现为区域间的价格落差。东部基准门站价本就比西部高出600—800元,非管制气再上浮七到八成,绝对价差被进一步放大。西部虽然上浮比例更高,但基准价基数低,综合门站价与东部的差距反而慢慢收窄。价差没有消失,它在不同区域之间重新分配。

从区域价差来看,今年天然气市场中,上海、江苏、浙江、广东的基准门站价在2020—2040元/千立方米之间,内蒙古和陕西只有1220元/千立方米,四川、重庆在1520—1530元/千立方米。终端差距更直观,上海一般非居民用户120万立方米以下销售价格4.55元/立方米,内蒙古包头非采暖季非居民用气只要3.049元/立方米。

但这个价差正在收窄。韩昊志表示,收窄的原因是国产气和进口现货之间正在逆转的成本账。中国石油塔里木油田累计向西气东输管网供气超4000亿立方米,西气东输第一站供气能力从120亿立方米扩大到400亿立方米。上半年全国天然气产量1330亿立方米,同比增长约1.6%,连续九年保持超百亿立方米增长。国产气每多产一方,东部沿海就少一分被国际现货价格推着走的被动。

同时,沿海LNG接收站的选择正在收窄。9月18日进口现货LNG到岸价25.78美元/百万英热,较年初上涨179.61%。进口采购成本抬升后,国内贸易商主动削减高价现货采购量,优先落实长协资源。

引导配置优化

年度合同的一系列调整中,调峰气量核算方式的切换最容易被忽略,但影响深远。过去调峰气量按全年合同量核定,合同签订后数字固定,用户非供暖季实际用气量远低于合同量,调峰成本照样按偏高的合同数字分摊。2026年政策把核算依据换成非供暖季实际结算量,执行“谁使用、谁承担”。配套的偏差结算罚则同时放宽,短提短供偏差价格从原合同综合单价的30%降到20%,同等偏差规模下罚金支出减少1/3。非供暖季零用气用户在冬季申请调减原则上不再被支持,倒逼用户做好全年用气统筹。

合同转让机制也在升级。中国石油新增“折让挂

单”选项,用户自主设定富余气量售价,通过线上平台完成交易。截至3月底,中石油管道天然气合同转让交易成交量达到75.5亿立方米。

价格信号也在储气库环节找到落点。9月价格结构里,管制气约2.2元/立方米,调峰气约3.5元/立方米,超过1.3元的价差为储气库运营提供了利润空间,淡季注气、旺季采气的套利机制逐步成熟。

业内人士表示,天然气行业正从资源驱动转向市场驱动,统一大市场需要竞争性的市场结构,让更多用户、多供应主体根据供需实时议价。跨省管道“一区一价”改革把全国划成西北、东北、中东部、西南四个价区,管输费率整体下降5.7%,以年输气量超4000亿立方米估算,每年可为全社会节约数十亿元用能成本。



我国跨境碳交易将有章可循

■本报记者 林水静

近日,我国跨境碳交易制度建设再进一步。国家应对气候变化战略研究和国际合作中心副主任张昕公开指出,《跨境碳交易管理办法》(以下简称《管理办法》)正在编制中,目前已进入征求意见阶段。未来我国将以部门规章形式将跨境交易确立为制度。

在《巴黎协定》第六条框架下,各国可通过双边或多边协议交易“国际转让的减缓成果”(ITMOs),以此完成各自国家自主贡献(NDC)减排目标。目前已有多个国家开展ITMOs相关交易;欧盟计划于2031年启动高质量国际碳信用采购试点,并于2036年正式启动该项交易。全球碳信用跨境流转规则加速成型,身处这一变化之中,我国将迎来哪些机遇与挑战?

国际角色将更主动

我国现有碳交易体系分为两大类,分别是全国碳市场、地方试点碳市场构成的强制配额交易,以及全国温室气体自愿减排交易市场(以下简称“CCER交易市场”)。而跨境碳交易,则有机会由我国特定的CCER转化为ITMO。

跨境碳交易本身也可划分为两类:一类是企业间的清洁发展机制(CDM)、核证碳标准(VCS)等自愿交易,另一类是国家政府之间的ITMO交易。中国欧盟商会碳市场工作组主席靳博阳在接受《中国能源报》记者采访时介绍,企业间的跨境碳交易用于ESG报告或自愿抵销,不涉及国家账本;在ITMO交易中,碳信用用于买方国NDC履约,卖方国须从自身NDC账本中扣除并进行相应调整,确保减排量不会被重复计算。

业内人士普遍认为,推进跨境碳交易制度建设具有重要意义。自然资源保护协会清洁电力项目副主任黄辉在接受《中国能源报》记者采访时表示,积极参与跨境碳交易,有助于盘活国内减排存量,通过国内、国际两个市场,协同降低我国减排成本,推动低碳技术与产业绿色转型。从全球角度看,可扩大全球减排资源配置范围,有利于引导全球资本投向低碳项目,也有利于发展中国家获得减排资金与技术,提高全球气候治理协同性。

靳博阳也指出,通过将我国CCER转化为ITMO开展跨境碳交易,可有效提升国内碳信用的国际认可度,推动我国碳市场从被动适配国际规则,转向主动参与引领区域碳规则建设。

目前,我国ITMO相关交易处于政策储备阶段,暂无实际跨境合作落地。但2025年11月联合国气候变化贝伦大会(COP30)期间,中国、巴西、欧盟共同发起碳排放权交易市场开放联盟(OCCCM);2026年5月,9月,又分别吸纳德国、新西兰、加拿大、法国、挪威、新加坡、土耳其、英国成为正式会员。OCCCM聚焦各国合规碳市场规则对话、完善MRV体系,探索碳市场机制衔接与互认,搭建高质量碳信用合作平台,为跨境碳交易相关规则协商提供了重要的多边载体。

CCER额外性论证或将趋严

面向国际市场,国内CCER要想转化为ITMO,还需提前做哪些准备?

黄辉表示:“我国现有CCER方法学以适配国内场景为主,在基准线设定、额外性论证、碳泄漏评估等核心技术环节与国际标准存在差异。需要修订完善CCER方法学,统一基准线、额外性判定、泄漏评估等标准,确保符合国际跨境交易要求。同时,要实行分层隔离,防控跨境市场风险。合理设置CCER跨境转让总量与年度额度上限,严控跨境交易规模和节奏,防范减排量无序外流扰动国内碳价与履约秩序。”

另外,与国内碳信用要求减排成果唯一可追溯的原则相同,跨境碳交易也要注意唯一性。靳博阳指出,ITMO的风险核心是“双重计数”。核算必须确保每单位ITMO具备唯一性;登记方面需建立国家登记簿与UNFCCC中央平台的互通机制,标记“已授权国际转让”状态;注销方面,ITMO首次转让后必须在东道国账本完成相应调整,确保一吨减排量只被一个国家使用一次。

“目前国内CCER存在额外性论证偏弱的问题,如海上风电等技术可直接豁免额外性论证,项目无需逐案论证。但未来ITMO在进行东道国授权和相应调整时,可能会要求提供可验证的额外性论证。因此,ITMO机制的发展可能会倒逼CCER项目的额外性论证从宽松转向严格。”靳博阳提醒。

重塑国内碳市场格局

当碳交易主体从企业延伸至国家政府层面,跨境碳交易还面临哪些变化?

靳博阳分析,未来,跨境碳交易的不断完善将推动碳市场从“单一信用市场”走向“分层定价”的格局,形成三大类资产。“第一是NDC合规类资产,即用于NDC履约的ITMO,必须附带东道国授权函和相应调整,这类资产法律确定性最强,价格也最高。第二是行业抵消类资产,如CORSIAG合格排放单位。它有明确的国际行业合规需求支撑,但供需关系因行业机制不同而存在差异,价格介于另外两类之间。第三是自愿宣示类资产,主要用于企业碳中和、价值链减排等自愿目的。这类信用不涉及国家账本调整,获取门槛最低,但也面临越来越严格的‘漂绿’审查,价格承压也最大。”

“长期看,跨境碳交易将推动国际碳市场规则互认、碳价体系逐步趋同;同时促进跨国碳资产高效流通与配置,提升全球减排效率;但也需协调核算标准、监管差异、数据互认等挑战,合作与竞争并存。对企业而言,需持续跟踪国际IT-MO细则及各国碳机制规则变化,及时调整碳资产策略;规范项目碳核算、确保数据真实可核查,审慎开发跨境碳资产;统筹平衡国内履约与海外碳交易,防范违约风险和碳信用失信。”黄辉说。

钢铁是我国典型的高耗能出口产品。一位钢铁行业业内人士告诉《中国能源报》记者,当前钢铁出口碳压力主要来自海外碳关税措施和国内减碳要求。一方面,欧盟CBAM等海外碳边境调节机制持续推进,产品出口需要核算、申报隐含碳排放,碳成本逐步显性化;另一方面,国内钢铁行业本身要落实能耗双控、超低排放与降碳目标,生产端减碳成本持续抬升。“《管理办法》仅是征求意见稿,落地还有一段距离。短期对钢铁出口利好有限,最终要看其与国际碳互认进展。长期来看具备对冲碳成本的潜力。”

近日,工业和信息化部、财政部、国家发展改革委正式批复京津冀、大湾区、东北(含蒙东)一长三角、新疆—成渝地区双城经济圈、黄河几字湾—中原等5个城市群启动氢能综合应用试点工作,试点为期4年。此举为我国氢能商业化落地按下加速键,标志着我国氢能产业从“燃料电池汽车单点突破”正式迈入“多元场景规模化应用”新阶段,这意味着,氢能产业的规模化落地正在从过去相对集中的交通端,进一步向工业用氢这一更大规模的需求市场延伸。

推动氢能产业从车端进入工业领域

“之所以选这5个城市群作为试点,本质上是想推动氢能走出车端应用的单一场景,从而进入工业领域节能降碳的核心地带,真正实现从‘示范先行’到‘规模应用’的跨越。”中国汽车战略与政策研究中心技术总监王佳说。

据了解,这五大城市群呈现“2+3”发展格局:京津冀与大湾区以氢能交通应用示范为核心,重点聚焦燃料电池汽车推广及氢能高速、氢走廊规划建设;东北(含蒙东)一长三角、新疆—成渝地区双城经济圈、黄河几字湾—中原三大城市群则侧重工业应用示范推广,重点推动绿色氨醇、氢基化工原料替代、氢冶金、掺氢燃烧等工业应用。

什么是“2+3”? 中国产业发展促进会副会长兼氢能分会主任委员魏锁认为,这一格局的形成,是国家对氢能的战略定位随产业实践深化而不断具体化的结果。

“十四五”时期,我国氢能实现“从0到1”的突破,进入跨越技术经济拐点、快速规模化发展的关键阶段。据统计,截至2026年8月,我国燃料电池汽车累计销量已超过4万辆,累计建成加氢站超620座,位居全球首位。

迈入“十五五”,碳达峰进入攻坚期,工业深度脱碳成为刚性要求。氢能应用场景从交通向工业等多元领域拓展,正是对“用能终端实现绿色低碳转型的重要载体”这一定位的具体落地。

今年3月,三部门联合印发《关于开展氢能综合应用试点工作的通知》,明确打造“1+N+X”的氢能综合应用生态。“1”是延续上一轮的氢燃料电池汽车,“N”(绿色氨醇、氢基化工原料替代、氢冶金、掺氢燃烧)则是这一轮氢能消费的主要战场,这四大工业领域将是未来氢能消费占比最高的方向。”中关村氢能产业联盟秘书长卢琛钰在接受记者采访时说道。

从港口到工厂,氢能应用“多点开花”

在天津第一座商用综合能源站——荣程新能加氢站,一辆辆氢能重卡有序加氢,20分钟就可以加满。

该氢能重卡的运输线路是“天津港—邯郸—长治—荣程”氢能零碳双向运输通道,采用氢能重卡,从天津港装上铁矿石,运抵河北邯郸武安主要钢铁产地,再从长治装上焦炭送回至荣程钢铁厂区,形成天津、河北、山西等多个点位间公路物流零碳运输的新模式。

谈及荣程新能完整链条运作的秘诀,公司总经理助理田建广告诉记者:“这个站点每天加氢超过两吨,通过提升加氢规模摊薄固定资产投资,实现项目经济平衡。如果全链条无法协同联动,单一项目无法实现持续盈利。我们定位为氢能产业解决方案集成商,深化产业链各类主体协同合作,打通氢能全产业链路、构建产业闭环,以此保障项目经济性。”

在四川,工厂里,博能燃气建成国内运营规模最大的城镇燃气掺氢示范项目,实现全省首例5%比例掺氢;街头巷尾,“氢马儿”已投运1.5万辆,规模居全国首位。氢能两轮车零排放无污染,续航可达百公里。

此外,内蒙古赤峰、吉林大安、吉林松原等地绿色氨醇项目已陆续投运,内蒙古多伦绿氢耦合煤化工一体化项目落地,广东湛江、河北张家口、辽宁营口等地氢冶金项目也已全线贯通。

以降本为核心重塑产业格局

随着试点城市群的批复,我国氢能产业向更大范围、更深层次的应用探索迈出重要一步。未来,这场跨区域、多场景、全链条的试点,将从产业格局、技术迭代、商业逻辑三个维度重塑我国氢能产业。

“政策路线图已经绘就,试点的价值不取决于批复文件本身,而取决于四年后能否交出可量化、可验证的实物答卷。”王佳说,对于产业各方而言,读懂政策只是第一步,真正的考验在于把项目真正干出来,把成本真正降下来,让绿氢在工厂里、在路上真正用起来。试点设置了严格的绩效评价与退出机制——中央资金跟着进度走,跟着绩效走。

“接下来,对于企业来说最核心的问题是降本。”卢琛钰说,降本不仅体现在氢气价格降下来,装备成本也应逐步降低。“目前,氢燃料电池价格持续下降,好几家企业的电堆价格已降到千元以内;电解槽系统核心装备最新招标价已降到300万—400万元。”

王佳认为,对企业而言,挤进地方的任务盘子只是起点,在四年窗口期内跑通自身商业逻辑,才是决定“十五五”能否站稳脚跟的关键。

对政府而言,卢琛钰建议,各地应通过政策细化、利益调整等手段,助力企业做出规模,做出产值,做出利润,让企业可持续发展,从而助力地方经济良好发展。

三部委正式批复5个城市群开展氢能综合应用试点——我国氢能将迈入『多元场景规模化应用』新阶段

■本报记者 张胜杰