

推行“两部制”气价，市场准备好了吗？

■本报记者 梁冲然

日前，国家发改委价格成本调查中心在云南省普洱市召开城市燃气“两部制”定价规则课题研究中期研讨会。据悉，与会人员围绕城市燃气居民气配气价格“两部制”定价测算方案及定价方法和推动社会认知接受“两部制”价格的方式进行了研讨交流。

与会认为，此项研究对于完善和实施成本激励机制相关政策具有重要参考价值。通过鼓励城市燃气企业主动降本增效，提升成本竞争力，促进优胜劣汰，从而在引导城市燃气行业高质量发展方面发挥重要作用。

当前，随着“放开两头，管住中间”的改革思路不断推进落实，亟需建立科学公正的天然气管输定价体系并保持合理的运价水平。受访人士均表示，这是吸引管道建设投资、维护用户正当权益、保障管道正常运营和保障天然气供应安全的重要措施。

“科学合理的天然气管输定价对天然气市场发展具有重要意义，‘两部制’定价机制可以较为公平地兼顾管道投资方和管输使用方的利益，目前在市场中推行的条件已基本具备。”西南石油大学经济管理学院院长郑小强说。

◆“一部制”诸多弊端凸显◆

供求之间价格矛盾突出，一直是我国天然气产业发展面临的难题。

据悉，国家发改委在2004年和2005年制定陕京管道系统、忠武线的管输价格时，曾尝试采取国际通行的“容量费+使用费”的“两部制”定价规则，但并未成功。此后“两部制”定价机制一直被呼吁，但未真正落实。仅2020年河南省决定对天然气储气设施试行“两部制”定价机制，成为我国首个储气设施运营模式改革的省份。

当前执行的“一部制”定价机制，核心在于统一费率，使用就收费，不使用就不收费，对所有用户都采用一致的计费标准，无



资料图

法体现用户差异。“而且只收取使用费，导致建设企业不能快速回收成本，影响了后期投资意愿。”郑小强说。

“这是由于‘一部制’忽视了工业用户、居民用户等不同用户之间存在的用气连续性、用气需求量等方面的差异。如果统一费率，就使得用户被动进行了‘交叉补贴’，这对均衡利用管道容量的用户来说并不公平。”中国石油大学(北京)能源经济与金融研究所所长郭海涛说。

“比如，工业用户用气负荷总体上比较均衡，但城市燃气用气峰谷差较大。按理说，用气越不均衡越应承担较高的管输费，用气越均衡越应承担较低的管输费，但现在都按照同样的费率支付管输费，不仅不利于提高管输效率，也不利于在供应中削峰填谷。如果管输容量资源不能被充分利

用，就不利于保障投资方收益。”一位不愿具名的业内人士称。

◆“两部制”平衡各方利益◆

随着我国天然气行业市场化改革的逐步深入，管网公平接入、推行管输收费已是发展趋势。受访人士均表示，“两部制”更符合市场规律。

“‘两部制’气价由‘固定气价+计量气价’组成，其中固定气价对应的是天然气储运相关固定资产的折旧费用，该部分将按照整个城市需要量分摊。计量气价则根据用户使用量收取。”郑小强指出，“这样既可以使供气方固定成本的回收不受销售量波动的影响，又可以使用户在增加用气规模时减少边际支出，对供气企业和用户

而言都是一个优化方向。”

“‘两部制’定价的差异化计费原则可以在一定程度上缓解不合理的‘交叉补贴’，从而推进公平用气。”郭海涛认为，“这也可以让消费者明明白白知道，天然气为什么会涨价。”

“用户将与建设企业一同分担这一部分固定成本，即使不用气也要承担容量气价，避免了不用气不交钱，随时违约的风险。”上述不愿具名人士说。

郑小强进一步表示，管网独立运行后，管道公司有分散管道经营风险、提高运营效率的需求，用户有管输价格公平无歧视的需求，目前“两部制”价格的测算已初具雏形，可以说市场条件已经基本具备。

对此，郭海涛还建议，可以借鉴欧美成熟经验，在起步阶段通过容量费回收固定

成本的比例可以稍低，随着天然气市场的不断发育成熟，再逐渐提高通过容量费回收固定成本的比例。

◆推进阻力仍存◆

市场条件已基本具备，是否意味着目前就可以迅速启动“两部制”定价机制？

郑小强指出，如果下游企业发展不均衡或对计划用气量预测不准确，盲目按“两部制”计价易导致其超量罚款或管容闲置浪费。从管输主体看，国家管网公司虽已成立，但中间管输主体间的竞争关系尚未确定，管输环节还存在一定问题，如国家管网公司与省级管网公司之间的合作运行模式等。

“在管输‘全国一张网’形成前，‘两部制’计价存在主体混乱、定价模糊的风险，不利于‘两部制’定价机制的实施。”郑小强补充说。

郭海涛则指出，目前部分省级管网公司与国家管网公司的合作或并入正在推进中，有效资产的认定问题仍需解决，这也成为推行“两部制”定价机制的阻力之一。

此外，目前与推行“两部制”相关的配套措施尚未建立。“现阶段可先以部分区域或某个管道公司为试点，试行‘两部制’收费模式，发现问题后及时改进完善，逐步理顺定价、结算、合同及配套政策等内容。以点带面，未来在时机成熟时，再推进‘两部制’定价机制。”郑小强坦言。

上述不愿具名的业内人士表达了类似观点，他认为，改革的步骤很重要。“在推行‘两部制’过程中，需要调整的时间，从哪里开始也需要考量，是从居民用气开始还是从直供开始？在城市燃气方面，如果先放开居民用气，城燃企业亏损就少了。但如果先放开直供，就意味着上游的天然气生产和大用户直接交易，把现有利润来源从城燃企业手里拿走了。如何在改革中平衡各方利益，还需要反复琢磨、敲定。”

江苏启东：8200立方米LNG加注船下水



图片新闻

3月22日，由中集太平洋海工为意大利船东建造的8200立方米LNG加注船首制船(S1058)在江苏启东海工船舶工业园中集太平洋海工西区分下水。

该系列船采用先进的电力推进方案，配备双燃料发电机组和高效的全回转推进器，并具备完整的LNG加注功能。4台双燃料发电机可根据不同工况和负荷调整在网数量，使机组在最高效的状态下运行，实现经济、节能、环保一举多得。

人民图片

专家呼吁把CCUS提升到战略性技术高度

■本报记者 李玲

“实现‘双碳’目标需要多元化的绿色低碳技术体系，CCUS(二氧化碳捕集、利用与封存)技术是一项被寄予厚望、各方都在探索实践和大力开发的技术，也是一项兜底的技术，在碳中和进程中将发挥重要作用。”在近日召开的第七届碳捕集利用与封存国际论坛上，中国石油集团董事长、中国工程院院士戴厚良指出。

CCUS作为革命性的绿色低碳技术，可将生产过程中排放的二氧化碳捕集后用于地下驱油、生产化工原料等，实现二氧化碳排放“变废为宝”。多位与会专家表示，CCUS产业技术发展是一个多层次、跨行业的系统工程，已经具备规模化的系统应用和产业发展良好基础，但不同地区全产业链技术水平仍有很大差异，各方需形成合力，推动和引领全产业链规模有效快速发展。

支撑碳中和的托底保障

据国际能源署预测，全球利用CCUS实现的减碳量将在2030年、2035年、2050年分别达16亿吨、40亿吨和76亿吨，分别占2020年全球碳排放总量的4.7%、11.8%和22.4%。如果2050年全球实现碳中和目标，通过调整能源结构、提高能源效率等减碳方式，有望减碳263亿吨，还需通过CCUS碳移除手段减碳76亿吨。如果2070年全球实现净零排放，需要CCUS作为托底技术封存15%的CO₂排放量。

具体到我国的碳排放情况，《中国二

氧化碳捕集利用与封存(CCUS)年度报告(2021)》预测，到2030年、2050年、2060年，我国需要通过CCUS技术实现的CO₂减排量分别为0.2亿吨—4.08亿吨、6亿吨—14.5亿吨、10亿吨—18.2亿吨。

“CCUS是目前实现化石能源低碳化利用的唯一技术选择。从我国源汇匹配的情况看，CCUS技术可提供的减排潜力，基本可以满足实现碳中和目标的托底需求。”中国工程院院士袁士义在会上表示，“在不可能完全放弃化石能源的条件下，CCUS是支撑碳中和的托底保障。”

中国21世纪议程管理中心主任黄晶也认为，“碳中和背景下，CCUS不仅是实现化石能源净零排放的重要技术选择，以及电力、工业部门深度脱碳和低碳转型的关键技术保障，而且与生物质能、直接空气捕集等结合可实现大规模负碳效应，也是避免碳锁定和大规模化石能源固定资产搁置损失的有效解决方案。”

大规模全链条技术体系尚待形成

据介绍，CCUS全产业链包括CO₂捕集、运输及利用三个技术环节，其中利用包括驱油、制备化工原料等。但目前我国在各环节发展并不均衡，大规模全链条技术体系尚待形成，仍需进一步攻关。

以CO₂捕集为例，目前从煤化工、化肥等装置排放的高浓度CO₂(大于90%)捕集成本较低，低于200元/吨；从煤电、水泥、钢铁等工业装置排放的中低浓度

CO₂捕集成本较高，约为300—700元/吨，而这部分CO₂占到了工业总排放量的90%以上。

在袁士义看来，CCUS-EOR(驱油)是最现实有效的CO₂利用减排途径，但目前仍存在制约瓶颈。“我国CCUS-EOR矿场试验取得了重大突破，正处于工业化示范和规模产业应用阶段，但在捕集、输送、驱油与埋存等各环节仍需进一步攻关完善。首先需要解决大量中低浓度CO₂排放源低成本捕集问题，这制约着CCUS规模应用；运输环节中，车载运输方式成本高，大规模超临界长距离管道输送方面缺乏经验；驱油则需要进一步提高效率和效益，加大应用规模。”

“近年来，我国CCUS各项技术取得显著进展，但各环节发展不均衡，大规模全链条技术体系尚待形成。大部分CCUS技术仍然处于工业示范阶段，管道输送、强化采油、集成优化等关键技术与国际先进水平存在差距。”黄晶指出，“我国目前仅具备百万吨级的捕集和注入能力。同时，部分关键技术和管网等基础设施大大滞后于国际先进水平，示范规模和行业覆盖面较小，相比我国约占全球1/3左右的排放量，CO₂捕集能力仅占全球的1/10左右，利用与封存能力比例更小。”

技术、市场、政策多方发力

基于上述问题，多位与会专家表示，要结合我国国情，把CCUS提升到战略性技术高度，实施超前部署，在技术、市场和

政策三方面协同发力，有效推动CCUS商业化规模化应用。

戴厚良建议：“一是合力破解CCUS科学技术难题，形成以先进工艺、高端设备产品为载体的技术体系，勇当CCUS科技创新的‘开拓者’；二是合力推进CCUS全产业链示范工程，构建我国二氧化碳规模化利用工业体系，勇当CCUS产业发展的‘领跑者’；三是合力构建CCUS高质量发展良好环境，建立新型能源国际合作运行及投资体系，争当CCUS市场应用的‘主力军’。”

袁士义也给出建议：“首先国家层面和相关企业应尽快制订CCUS中长期产业发展规划、科技支撑规划和实施计划，持续加强科技攻关，形成完善的技术标准体系和新兴碳产业，推动和引领全产业链规模有效快速发展；其次，进一步完善相关政策体系和实施细则，特别是已出台的各项政策之间的有效衔接，落地实施细则，国家统筹排放CO₂的有效利用、跨地区跨行业的碳权确定、收益分配等指导意见，支持碳驱油减排与低品位边际储量开发、CCUS全产业链发展等相关有利政策，提高企业规模化实施CCUS的积极性和主动性；另外，充分发挥石油企业油气田地下驱油埋存空间巨大、油气水井注入通道众多、与周边碳排放源毗邻、技术体系配套等优势，与相关碳排放企业紧密合作，尽快形成捕集、运输、驱油、埋存全产业链，创建大规模产业集群，形成互利共赢的商业模式。”

关注

广东：2027年新型储能产业营收达1万亿元

本报讯 广东省政府日前印发《广东省推动新型储能产业高质量发展的指导意见》(以下简称《指导意见》)，提出到2025年，全省新型储能产业营业收入达到6000亿元，年均增长50%以上。到2027年，全省新型储能产业营业收入达到1万亿元，装机规模达到400万千瓦。

广东省发改委一级巡视员蔡木灵介绍，广东储能产业基础较好，新型储能产业处于全国领先地位，基本具备全球竞争力。

《指导意见》共提出6个方面31条措施。如针对储能电池成本高循环次数少等问题，提出提升锂离子电池技术等7条政策措施。针对锂离子电池储能安全性、经济性有待提升的问题，提出支持开发超长寿命、高安全性、全气候储能锂离子电池。

针对新兴储能领域布局有待加强、控制芯片及部件依赖进口等问题，《指导意见》提出优化锂电池产业区域布局、加快发展钠离子储能电池产业等7条政策措施。针对氢能产业化水平有待提高问题，提出加快推进质子交换膜电解水制氢装置重点项目建设。

针对广东省新型储能装机市场有待拓展等问题，《指导意见》提出积极开拓海外储能市场，拓展“新能源+储能”应用，推进定制化应用场景、推进虚拟电厂建设、鼓励充换电模式创新。(李建国)

义乌：开办全国首个新能源产品市场

本报讯 3月17日，在浙江金华，全国首个新能源产品展示交易专业市场——义乌国际商贸城二区东新能源产品市场正式开业。作为“第六代市场”的样板和雏形，一个全新的数字化市场诞生。

据悉，该市场位于国际商贸城核心区，建筑面积近13万平方米，并首次在市场内应用了供暖系统。数字签到墙、3D触点二维码、AI数字“老板娘”……一系列数字化应用也让市场变得更“聪明”。如市场内设有L型3D裸眼大屏，试点Yiwu Pay统一收银，还打造了数字运营中心，实时监控市场的流量和贸易情况。

此外，该市场还探索了“市场+数字”创新模式，借助AI摄像头、互动屏等智能设备，提供AI互动等智能化服务；借助小程序，依托场内各触点盘活线下数据，给经营户、采购商带来高效便捷的采购体验。

据悉，该市场共有商位490间，单间商位平均面积达30平方米，是原先商贸城商位面积的2倍。集聚了260余户经营主体，汇聚光伏组件、储能系统、新能源照明、新能源汽车等若干大类200多个品牌万余款单品。同时还配备了超2000平方米的新能源汽车展示区，引进新能源汽车品牌10个，进一步丰富了市场业态。

“我们将整合义乌市场产品创新研发体系，依托义乌外贸客流以及强大的外贸综合服务优势，着力打造新能源系列产品一站式采购平台。”义乌小商品城相关负责人表示。(何贤君 吴峰宇)