

预售交易上线、开展仓单中远期挂牌交易

管道气线上交易开启新模式

■ 本报记者 渠沛然

核心阅读

在短期的市场化配置中,交易方式和交易产品不断趋于多样化,有助于发现天然气真实价格,促进资源合理配置、价格及时传递,为天然气价格市场化改革创造更加有利的条件。

日前,中石油天然气销售东部分公司、中石油天然气销售北方分公司与上海石油天然气交易中心共同推出的管道气预售交易上线。同日,中石油天然气销售南方分公司、中石油天然气销售西部分公司顺利完成在重庆石油天然气交易中心的管道天然气仓单注册,并开展了仓单的中远期挂牌交易,成为中石油充分发挥交易平作用、加快探索市场化交易新模式的重要举措。此举也是重

庆交易中心积极参与气体制改革、聚焦市场需求创新研发交易产品、服务实体经济的又一成果。

业内人士认为,上述两种交易模式统筹考虑了天然气资源配置和富余气量消化,是我国天然气线上交易的新尝试,顺应了我国天然气市场化改革趋势,有利于稳妥推进天然气线上交易,建立健康的市场体系,并兼顾上下游主体需要。

推动上下游共赢

中石油天然气销售东部分公司挂单上海石油和天然气交易中心交易,预售6月和7月管道天然气,范围涵盖安徽、江苏、浙江、山东、河南5个省份,以上海为基准点价格。

上海石油天然气交易中心副总经理王春鹏表示,该交易开创了天然气保供、稳价、锁量的交易新模式,可有效保障天然气上下游企业权益。“一方面,供应商可实现以售定采、定产、定储、定运,有利于稳定天然气销售价格,锁定收益;另一方面,采购方通过长期的固定采购价格,有利于锁定成本投入,从上游企业获得稳定的价格和资源供应,防范零售端价格波动风险。这一创新模式顺应了天然气行业市场化改革趋势,有利于推进天然气线上交易,完善天然气产供储销体系,并为我国天然气市场价格提供新参考。”

重庆石油天然气交易中心完成管道天

然气仓单注册,每张仓单设定为10000立方米,按区域设置交割基准点,并形成基准点的交易价格。

业内人士表示,此次交易可较好实现天然气的二次转让。一次交易完成后,用户可在规定时间内,根据自身情况自主发起或响应参与仓单二次转让交易,便于发现市场真实价格。同时仓单二次转让交易采用线上交割线上结算方式,有利于提高交易效率;仓单交割快捷方便,进入交割阶段,可以自主生成天然气购销合同,不增加用户购气成本。

据了解,中石油天然气销售分公司今年推出的年度天然气购销合同,明确约定合同量的10%采取管道天然气中远期仓单交易方式。通过管道天然气中远期仓单交易,可在较大程度上解决合同偏差问题,提高合同履约水平,推进天然气上下游协调、有序发展。

淡季市场也需重视

2020年,国家管网公司启动了托运商制度。托运商是管道输送中天然气资源的所有者,与管道公司签署管道容量使用合同,将天然气输送至不同的市场区域。在多位受访者看来,此次交易模式创新也是托运商制度执行的探索和实践。通过交易平台实现线上、线下互动式营销,可以给客户带来更多元化的消费体验,也为满足不同客户的采购诉求提供新的交易途径。

据了解,通过交易中心这一公开

平台进行专场预售,能够适时预知市场的真实需求。同时,通过竞拍获悉新增需求价格应该如何定价等信息,为国内天然气行业长期以来由政府出面提前组织保供沟通会、协调上下游共同承担保供任务提供决策信息,并随着市场化不断深入,促进把价格交由市场决定的交易机制形成。

“市场化交易就是有涨有跌。价格发现不仅仅要在保供阶段发挥作用,淡季交易价格和交易规则同样需要被关注和探索,以保证价格在波动不大

的前提下适应市场化的配置方式。”中国石油大学(北京)工商管理学院教授刘毅军表示。

“通过线上交易,价格具备市场信号,政府才能更好地减少干预。”刘毅军补充说,“此前的天然气交易更强调年度合同,这次两个交易中心有了短期的市场化配置,交易方式和交易产品不断趋于多样化。在此条件下,有助于发现天然气真实价格,促进资源合理配置、价格及时传递,为天然气价格市场化改革创造更加有利的条件。”

价格发现任重道远

上海石油天然气交易中心总经理助理陈刚指出,该交易中心基于管道气预售交易,正在研发的国内管道气价格指数能够真正反映国内市场未来一段时间内的供需关系,有望为行业提供价格发现功能。若将管道气价格指数的基准点提升为我国的天然气市场中心,配合基差贸易,便可辐射全国。此外,如将此代表国内供需关系的天然气标杆价格用于挂钩

进口天然气定价,天然气贸易中一直存在的系统结构性问题有望得到彻底解决。“当然这个标杆要得到国际卖方的认可,在透明度以及不可操控性方面还有很长的路要走。”

分析人士认为,随着中国油气市场立体化建设的推进,以及国际参与者的增多和国际影响力不断提升,在不同市场和产品之间套利交易为市场注入充足流动性的同时,也将使市

场面临更大的波动性风险。因此,强化以联动为主的立体化市场监管成为确保市场健康发展的重要途径。

刘毅军表示,油气交易中心是天然气市场化改革的重要一环,有助于推动天然气市场的良性竞争。“但目前油气市场化改革面临的问题并不是单靠建立油气交易中心就能解决的,还需要依靠政府和油气行业上下游企业一起努力,共同破局。”

中原油田样板光伏项目见成效



图片新闻

中国石化中原油田热力分公司办公楼屋面光伏发电试点项目是该油田首个屋顶分布式光伏发电项目,也是样板工程,于2020年8月14日并网发电。截至今年4月27日,该项目累计发电超88000千瓦时,日均发电600千瓦时左右,预计每年可替代标煤33.7吨,减少二氧化碳排放93.5吨。该项目验证了区域发展光伏的可行性,为该油田开发太阳能积累了经验。图为4月27日,该公司员工在办公楼顶巡视光伏单晶硅板。 陈涛/摄

国家管网规划建设“五纵五横”天然气干线网络

本报讯 国家管网集团生产经营本部(油气调控中心)总经理助理徐春野4月27日在2021年首期陆家嘴“能源+金融”论坛上称,到2025年,国家管网集团的天然气管道将形成“四大(进口)通道”和“五纵五横”的干线管网络。

徐春野介绍,国家管网集团的天然气基础设施规模目前居国内主导地位,“全国一张网”架构已初步形成。

根据国家管网集团的统计,截至2020年底,全国天然气管道总里程达7.91万公里,已初步形成“四大(进口)通道”和“三纵三横”的管网系统。其中,由国家管网集团运营的天然气管道为4.92万公里,占比超六成。

此外,在国内已建成的14座储气库中,5座已转至国家管网集团旗下,有效工作气量达98亿立方米。另有7座液化天然气(LNG)接收站已划转至国家管网集团,年周转能力为3064万吨。

徐春野表示,国家管网集团将加速构建全国油气管道一张网,提高管网运行安全性;构建多路径,提高管网运行可靠性;增强市场供应稳定性;同时为应急工况提供多种运行方式,提高管网运行灵活性。到2025年,国家管网集团计划将国内天然气主要资源全部纳入旗下,实现输气干线全互联的目标。

徐春野称,2020年全国天然气消费量为3238亿立方米,同比增幅5.5%。根据

国家管网集团的预测,到2025年,国内天然气需求约为4000-4500亿立方米。天然气市场需求的重心将主要集中在东部区域,包括环渤海、东南、中南及长三角四个地区。

未来五年,国家管网集团还将规划实现区域用气负荷中心之间互联的干线管道双向输送,直辖市和省会城市双气源双通道供气,以及百万人或年供气3亿方以上地县级城市双通道供气。

2020年,中海油、中石油和中石化旗下的相关管道资产,陆续交由国家管网集团接管。截至今年3月末,中国油气主干管网资产整合全面完成,实现了国内全部油气主干管网并网运行。(庄键)

关注

东胜气田试获百万立方米高产井

本报讯 日前,中国石化东胜气田JPH-489井试获无阻流量105万立方米高产气流。这是东胜气田勘探开发取得的又一突破,也标志着油田公司对低

压致密气藏的认识取得了重大进展。JPH-489井位于鄂尔多斯盆地,是华北油气公司对单井“百万方”产量专项方案的重点井。3月26日, JPH-489井可溶桥塞分段压裂改造工程顺利完工,该井在杭锦旗区块,首次采用可变粘的一体化生物胶压裂液体系进行混合压裂。其压裂改造对完成全年产量目标,实现“少井多产”开发具有重要意义。

据了解,华北油气公司在鄂尔多斯盆地有60多年的勘探开发历程,截至2020年底,该公司年累计生产天然气47.44亿立方米,再创历史新高。其在鄂尔多斯盆地先后建成了大牛地气田和东胜气田,其中,大牛地气田历经20余年勘探开发,面临剩余优质储量减少、稳产难度增大等困难。东胜气田

自2015年以后才开始进入规模开发,处于快速发展阶段,成为中国石化重要的天然气上产阵地之一。

东胜气田位于鄂尔多斯市杭锦旗境内,矿权面积9805平方千米,是大牛地气田面积的4倍,具备典型的致密岩性气藏,有效开发属世界级开发难题。早在1975年,原华北石油局三普勘探大队就在鄂尔多斯杭锦旗区块内施工的第一口探井——伊深1井,试获天然气日产1.59万立方米。但由于气、水关系复杂,没有形成规模化开发。经过多年研究,2011年,华北油气分公司重启东胜气田勘探开发。2015年以来,在锦58井区部署的多口气井获得商业开发气流,发现规模上产阵地。

近年来,东胜气田产量逐年上升,年产量从当初的不足1亿立方米,快速提升至2020年的15.78亿立方米,成为鄂尔多斯盆缘高含水区首个年产15亿立方米的大气田,计划今年产气量将超过20亿立方米。(黄明)

30兆瓦级燃驱压缩机组国产化获突破

本报讯 日前,我国首套天然气长输管道国产30兆瓦级燃驱压缩机驱动压缩机组(简称“燃驱压缩机组”)鉴定验收会召开。与会专家一致认为,该机组性能完全满足我国天然气管道的建设与运行要求,达到了国际先进水平,实现了我国能源装备领域的重大突破。

通常情况下,天然气长输管道每隔150-200公里设有一个由多台压缩机组成的增压站,通过增压,保证天然气长距离输送。大型天然气压缩机被誉为天然气长输管道的“心脏”,是保障天然气管网能源大动脉安全可靠运行的核心装备。

燃驱压缩机组主要包括燃气轮机和天然气压缩机两大关键设备,其中,驱动压缩机用燃气轮机技术起点高,研制难度大、制造周期长,是装备制造最高水平的重要体现,是国家高技术水平和科技实力的重要标志之一,具有突出的战略地位。(王鹏)

长期以来,我国没有成熟的大功率工业型燃气轮机产品,国内天然气长输管道燃驱压缩机长期依赖进口,设备采购和运行维护费用居高不下,国家能源输送受制于人。

2009年,相关研发单位以“西气东输二线”工程建设为依托,采取“政产学研用”联合攻关,大力推动天然气长输管道关键技术装备研发应用。

在工业性考核期间,该机组表现出了良好的性能和运行可靠性,其性能达到了国际同类产品先进水平,关键生态指标——氮氧化物排放优于进口现役机组。在可靠性方面,“千小时故障停机次数”指标也优于进口机组同期水平。截至目前,机组已经稳定运行超过8200小时。

30兆瓦级燃驱压缩机组的研制成功,打破了国外技术垄断,填补了国内空白,对于实现能源核心装备自主可控、保障国家能源战略安全具有重要意义。(王鹏)