

国家发改委发布《天然气管道运输价格管理办法(暂行)(征求意见稿)》和《天然气管道运输定价成本监审办法(暂行)(征求意见稿)》——

天然气管输定价改革再进一步

■ 本报记者 王林



核心阅读

如果两份征求意见稿能施行,不仅能够降低管道天然气终端用户成本,还能促进天然气整体消费,扩大天然气产业链整体市场规模,对于布局天然气设备全产业链的企业发展也十分有益。

合理定价推动“管网铺开”

按照“全国一张网”的改革方向,科学制定天然气管输价格,可以推动管网互联互通和高效集输,促进资源自由流动和上下游市场竞争,保障国家能源安全。

由此看来,强化天然气管输定价监管是保障天然气管道能否平稳运行的关键,甚至很大程度上还会决定天然气市场的发展前景。有专家指出,我国天然气市场不管是管输长度,还是管输交易,都存在非常大的提升空间,而我国持续推进城镇

化建设,也将进一步提高天然气需求,从而拉开管道运输里程的新一轮扩张。

一方面,我国天然气资源分布不均,天然气主产区主要集中在西北、西南地区,而天然气消费地区主要集中在东部地区,天然气资源分布与消费不匹配带来了天然气的运输需求;另一方面,我国天然气管网建设一直滞后于产业发展速度,不足以支撑天然气成为主体能源。

刘毅军介绍称,天然气管输定价基本

原则没变,而是变更了定价办法,即从最初的“一线一价、新线新价、老线老价”变成“一企一价”,此次征求意见稿中又进一步细化到了“一区一价”。

整体定价机制的进一步规范,显然是为了适应“全国一张网”乃至整个天然气产业链的改革和发展,本质是为了推动“X+1+X”体系的建设,即形成上游资源多主体多渠道供应、中间“一张网”高效集输、下游市场化良性竞争的市场体系。

准许收益率可“后期微调”

据了解,上述两份意见稿适用于国家石油天然气管网集团有限公司(以下简称“国家管网”)经营的跨省天然气管道运输价格,其他市场主体经营的跨省天然气管道原则上按照国家管网价格执行。

根据我国天然气市场结构和管道分布情况,以宁夏中卫、河北永清、贵州贵阳等管道关键节点为主要界限,将国家管网经营管道划入西北、西南、东北及中东部4个定价区域,新建管道则根据上述节点划入相应定价区域,由国务院价格主管部门明确。

其中最大亮点是“准许成本加合理收益”原则延续,但准许收益率可以通过统筹进行“后期微调”。国家发改委指出,本办法出台后首次核定价格,准许收益率按8%确定,后续将统筹考虑国家战略要求、行业发展需要、用户承受能力等因素动态调整。

有天然气企业内部人士表示:“所谓动态调整,实际上是留了一个下调的

‘活口’,毕竟我国目前天然气管道总里程数不足,这是为未来新建管道留有余地。”

中国石油大学(北京)教授刘毅军也表达了相同意见:“就我个人看法,基于当前的经济形势,8%的收益率是偏高的。目前还是征求意见阶段,之后存在降低的可能。”他补充,此次出台的两个意见稿,实际上是进一步完善和健全天然气管输定价机制进行的铺垫。

事实上,持续推进天然气管输定价机制,是适应我国天然气管网不同发展阶段和改革进程的需要,有利于解决行业发展过程中面临的突出矛盾,避免企业获得超额收益的同时,让终端用户也切实享受改革红利。同时,这也体现了我国天然气市场改革“管住中间,放开两头”的总体思路,为推动管网向第三方开放、促进天然气市场交易、实现管网独立创造了有利条件。

让天然气“两头”都受益

意见稿中明确指出,天然气管输定价要坚持激励约束并重原则,即严格开展成本监审,强化对经营管道运输业务的企业成本约束,同时健全激励机制,推动企业优化运输路径,提高运行效率,降低运输成本。

业内人士指出,此举旨在让天然气行业“两头”均受益。2017年《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》出台,我国天然气体制改革改革大幕拉开,改革总体思路以“管住中间,放开两头”为主。随着2019年底国家管网的正式成立,“管住中间”的改革目标初步完成。此前,由于企业“各自为政”,管网互联互通水平不高、协同难度大、重复建设、运行效率未发挥最优潜力,导致输配环节层级过多,进而影响了终端

价格水平,而企业自身也存在运输效率低下、运输成本过高等掣肘。

业内普遍认为,如果上述意见稿能施行,不仅能够降低管道天然气终端用户成本,还能促进天然气整体消费,扩大天然气产业链整体市场规模,对于布局天然气设备全产业链的企业发展也十分有益。

“通过加强成本监审及定价管理监督,能够有效提高管道运行效率,从而帮助管道运输企业控制成本并获得更高回报。”彭博新能源财经分析师李紫悦表示,“有了统一的价格管理方法后,用气方还可以清楚了解到每个运输路径的运输费用,为天然气市场化交易以及价格市场化奠定了基础。”

海通证券指出,厘清天然气价格的各

个环节,是研究天然气行业最重要的一部分。只有理解了各类环节气价形成机制,才能判断不同气源在经历这些环节后,到达终端用户的售价,从而更好地判断售气方的各种成本和销售价格。

政策解读



受新冠肺炎疫情和低价油冲击,两家油企净利润均同比下降过半,但在勘探开发、降本等方面成果丰硕——

中石油、中海油 2020 年业绩喜忧参半

■ 本报记者 渠沛然

日前,中石油、中海油分别发布2020年业绩年报。受新冠肺炎疫情冲击和低价油冲击,2020年,中石油实现营业收入19338.4亿元,归属于母公司股东净利润190.1亿元,同比下降58.4%;中海油实现油气销售收入人民币1396亿元,净利润为249.6亿元,同比下降59.1%。

虽然2020年净利润均同比下降近六成,但中石油勘探成果丰硕;中海油储量产量创新高,成本降至十年新低,二者在勘探开发、低碳转型发展等方面均交出亮眼“成绩单”。

上游勘探成效颇丰

中石油年报显示,2020年国内勘探成果丰硕,油气当量产量同比上升,桶油成本同比下降。

根据年报,中石油勘探与生产业务大力提升油气资源价值,国内油气当量产量为1409.7百万桶,同比增长4.8%;可销售天然气产量为3993.8十亿立方英尺,同比增长9.9%;天然气占比持续提高,达47.2%。油气结构进一步优化,并持续推进重点盆地、重点区带集中勘探、精细勘探和高效评价。

在海外油气业务方面,2020年,中国石油在乍得、哈萨克斯坦等地的多个勘探项目获得一批重要发现,签署部分区块开发延期协议,完成阿布扎比海上项目部分股权转让交割,业务布局和资产结构持续优化。

中海油则聚焦大中型油气发现,努力提升勘探成功率,共获得16个商业发现,包括渤海海域的垦利6-1、渤中13-2两个亿吨级油气田,南海东部海域的惠州26-6中型油气田,圭亚那Stabroek区块的三个新发现,储量再创历史新高,达5373百万桶油当量,储量寿命连续4年稳定在10年以上,为未来产量增长夯实了基础。2020年,中海油净产量继续保持强劲增长势头,10个产能建设新项目顺利投产,严格控制在产油田递减率,油气净

中海油 2020 年主要业绩数据

产量储量再创新高	528.2 百万桶油当量 净产量	136% 储量替代率	10.2 年 储量寿命
保持稳健财务状况	249.6 亿元人民币 净利润	26.34 美元/桶油当量 桶油主要成本	24.9% 资本负债率
履行承诺回报股东	0.25 港元/股(含税) 末期股息(建议)	111.6 亿港元 派息总额	4.9% 股息收益率

中石油 2020 年主要业绩数据

单位:人民币百万元

项目	2020年	2019年	本年比上年增减(%)	2018年
营业收入	1,933,836	2,516,810	(23.2)	2,374,934
营业利润	64,783	115,520	(43.9)	136,382
归属于母公司股东的净利润	19,002	45,677	(58.4)	53,030
归属于母公司股东的扣除非经常性损益的净(亏损)/利润	(11,991)	53,485	(122.4)	66,645
经营活动产生的现金流量净额	318,575	359,610	(11.4)	353,256
加权平均净资产收益率(%)	1.6	3.7	(2.1)	4.4
期末总股本(亿股)	1,830.21	1,830.21	-	1,830.21
基本每股收益(人民币元)	0.10	0.25	(58.4)	0.29
稀释每股收益(人民币元)	0.10	0.25	(58.4)	0.29
总资产	2,488,400	2,733,190	(9.0)	2,441,169
归属于母公司股东权益	1,215,421	1,230,428	(1.2)	1,214,067

数据来源:中海油、中石油2020年度业绩公告

产量达历史最高水平528.2百万桶油当量。

值得注意的是,中海油、中石油桶油成本均有下降。中石油单位油气操作成本为11.1美元/桶,同比下降8.3%;中海油桶油主要成本降至26.34美元,同比下降11.6%,创十年新低;桶油作业费用降至6.90美元,同比下降6.7%,创十三年新低,继续巩固了公司的成本竞争优势。

主营业务各有侧重

中石油在年报中称,2020年公司

加强销售网络建设,增加零售能力,运营加油站数量达22619座,并全面完成在运加油站防渗改造;国际贸易业务努力加大海外份额油销售能力,优化成品油出口方案,大力开拓海外市场。

炼化业务方面,中石油有序推进广东石化炼化一体化项目、塔里木和长庆乙烷制乙烯等重点工程。多措并举开发新用户,精准施策扩大销量,积极协调重点地区、大型用户增加用气,加快自有终端、直供新客户开发,销售量稳步增长。积极优化资源组合和流向,加大高端高效市场开发力度,大力提升终端零售能力,推进线上竞价交易,着力降低进口资源成本,经营状况

持续改善。

中海油则主动顺应能源转型大趋势,持续践行绿色低碳发展战略。

一方面,继续加大清洁能源供应,推进重点天然气项目的开发建设;另一方面,积极推进以海上风电为主的新能源业务,其首个海上风力发电项目于2020年内实现57台风机全部并网发电。此外,还积极推进数字化、智能化建设,实施渤海湾岸电工程等,助力绿色低碳生产。

低碳转型成共同目标

中石油在年报中称,未来将抓住能源行业低碳转型发展机遇,积极布局清洁能源和绿色低碳商业模式,为实现“30·60”双碳目标作贡献。

在勘探与生产业务方面,中石油将加强风险勘探,突出重点区域集中勘探;在炼油与化工业务方面,将如期建成投产塔里木、长庆两个乙烷制乙烯工程,加快推进广东石化等重点工程建设,2021年计划原油加工量1247.3百万桶;着力发展主营业务,积极推进绿色低碳转型,注重数字化转型和智能化发展,继续深入开展提质增效。

中海油首席执行官徐可强表示,南海的深水勘探依然是中海油未来的重点领域。“我们在陵水和文昌也发现了一些中型油气田,下一步将加大油气勘探开发力度,力争取得深水勘探重大成果。”

徐可强表示,未来几年,中海油将不断加大海上风电投资力度,计划将每年投入海上风电领域的资本支出占比从3%-5%提至5%以上。中海油的首个海上风电项目已于去年并网发电,第二个海上风电项目已取得经营权,正在前期设计阶段。

数据显示,2021年,中海油预计资本支出900-1000亿元,产量目标545-555百万桶油当量,年内将有19个新项目投产。

关注

铜锣峡储气库敲响储气服务市场化交易第一槌

本报讯 日前,重庆天然气储运有限公司在重庆石油天然气交易中心(下称“重庆交易中心”)成功开展了铜锣峡储气库储气服务线上交易,重庆燃气集团股份有限公司、重庆凯源石油天然气有限责任公司等企业参与交易,当日成交工作库容2000万立方米。这是国内地下枯竭气藏型储气库通过交易平台开展的首单储气服务交易,是对我国储气库商业运营模式的有益探索。

储气能力不足一直是我国天然气行业发展的短板。有关方面统计,截至2020年底,我国已建及在建地下储气库约30余座,有效工作气量160亿立方米,约占全国天然气表观消费量的5.1%,远低于12%-15%的国际平均水平,成为制约我国天然气产业持续健康发展的瓶颈之一。

近年来,国家发展改革委等部门先后出台多项政策措施,旨在运用市场化手段,推动储气设施建设。2014年2月,国家发展改革委出台《天然气基础设施建设与运营管理办法》,提出“天然气销售企业应当建立天然气储备,到2020年拥有不低于其年合同销售量10%的工作气量,以满足所供应市场的季节(月)调峰以及发生天然气供应中断等应急状况时的用气要求”;2016年10月,国家发展改革委发布《关于明确储气设施相关价格政策的通知》,明确“储气服务价格由供需双方协商确定”;2018年4月,国家发改委、国家能源局印发《关于加快储气设施建设和完善储气调峰辅助服务市场机制的意见》,鼓励储气服务进入重庆等天然气交易中心挂牌交易;2020年4月,国家发展改革委、财政部等五部门联合印发《关于加快推进天然气储备能力建设的实施意见》,要求重庆等石油天然气交易中心加快研究开发储气库容等交易产品,实行储气服务公开交易,体现储气服务真实市场价值。

据悉,近年来重庆交易中心加强与中石油、中石化等上下游企业的沟通交流,按照公开、公平、公正的原则,相继研发了储气服务两部制交易、储气服务交易、注气资源交易、调峰气交易等新型交易产品。

重庆天然气储运有限公司是我国第一家枯竭气藏型储气库合资公司,目前主要负责投资建设运营铜锣峡、黄草峡地下储气库。其中,铜锣峡储气库设计库容11.4亿立方米,有效库容7.3亿立方米;黄草峡储气库设计库容19.43亿立方米,有效库容8.53亿立方米。两座储气库建成后,不但可以为川渝地区用户服务,也可以通过国家天然气管网(川气东送管道、中贵管道、忠武线等)向周边省市辐射,逐步满足更大范围企业对储气服务及调峰气需求。

(魏铭)