

Special Report

中亚气入京或打开气改“阀门” 天然气化工变局在即

◎记者 阮晓琴 ◎编辑 邱江

西气东输二线倒逼天然气价改

西气东输二线是继西气东输一线后又一具有战略意义的天然气长输管道。该工程西起新疆霍尔果斯口岸,南至广州,东达上海,途经新疆、甘肃、宁夏、陕西、北京等14个省区市,管道主干线和8条支干线全长9102公里。西气东输二线管道与中亚天然气管道相连,工程建成投运后,可将我国新疆地区生产以及从中亚地区进口的天然气输往沿线中西部地区和长三角、珠三角等用气市场。这两天,西气东输二线西段打通,中亚天然气通过霍尔果斯送至北京。

据了解,西气东输二线与中亚天然气管道融为一体,主供气源来自土库曼斯坦,补充气源来自哈萨克斯坦和乌兹别克斯坦。石油和化学工业规划院副总工程师刘志光透露,按照西气东输二线与国际油价挂钩的定价公式,当国际石油价格为80美元/桶时,天然气在霍尔果斯的边境完税价格为2.20元/立方。按照西气东输二线全线平均管输费1.08元/立方计算,城市门站平均价格将达到3.28元/立方。

进口天然气价格远远高于国产天然气价格。西气东输一线天然气主要由新疆塔里木气田供给,入网价格为0.522元/立方。陕京一、二线主要由长庆气田供给,供气价格为0.681元/立方。加上管输线费用,以北京为例,终端用气价格为2.05元/立方。而中亚气源加上0.7至0.8元的管网费,到北京门站就要2.9-3元/立方,即终端用气价格要低于供气价格。

专家认为,西气东输二线意义重大,它的建成,促成了全国天然气管网。同时,一张管网里不同气源,与当前西气东输一线、陕京线向居民供气实行同一个价格的矛盾,也迫使天然气价格改革。

“目前价格倒挂,供一天气就亏一天,中石油急死了,希望国家发改委赶快定价。”一位专家表示。

据悉,西气东输二线每天供给北京的气量约为660万方,相当于北京一天用气量5300万方的12.4%。

天然气价改方案存在多种版本

天然气价格改革已经箭在弦上。业内人士称,天然气价格改革应包括两个方面:一个是定价机制,一个是天然气价格。

目前市场热议的天然气定价方式,有加权平均、一气一价、挂钩原油等几种方案。一位不愿具名的专家透露,“加权平均法”定价公式为:综合门站价=根据不同气源供应气量加权的平均出厂(进口)价格+根据天然气经过不同路径加权的平均管输价格。在这一公式中,存在国产气价、国产气量、进口气价和进口气量等四个分量。

加权平均法得到了参与油气开发和管道运输的上、中游公司的普遍认同,中石油即倾向于这种定价办法。但“加权平均法”有一定操作难度:进口气量目前只是签订框架协议,难以最终确定;国外气价与国际油价接轨,价格在一定范围浮动;国内气量根据什么原则确定,不同气源价格不同,采取什么方式核算。

为了解决“加权平均法”操作性差的难题,缓解进口气与国内气衔接的压力,国家发改委正在研究一种临时定价方法。据悉,基本思路是“增量气”与国际气价挂钩,原有气量执行国内气价。但这种办法会带来高气价销售困难。

“上述方法只是一时之策,但大发展趋势是国内气价与国际原油价格挂钩。”上述专家说。

而处于产业链末端的城市燃气公司则提出上下游价格联动机制。上海曾酝酿过天然气价格联动。燃气价格机制主要内容包含:一是建立燃气价格与上游资源价格涨跌同向联动机制;二是建立促进和鼓励节能的价格机制,实行差别化、季节性和阶梯式燃气价格政策。

我国现行天然气价格根据气源不同实行一气一价政策。对海上天然气(中海油销售)价格实行市场定价,而对陆上天然气出厂价和管道运输价格实行政府指导价,定价模式采用成本加上8%-12%利润的办法。在出厂价中,还考虑了化肥生产用气、城市燃气用气和直供工业用气的差别。目前,天然气井口价两年未做调整。

油气管道研究所副所长杨建红建议,天然气价格改革应兼顾供应商与消费者利益。首先,应实行区域性定价,即终端用气价格与各地经济水平相结合,实行一省一价,其次,对不同用户实行结构气价,即把用户分成居民、公共服务业、采暖、车用、大工业用户等,实行不同用户不同价格。

由于国产天然气价格大大低于进口气,且天然气价格相比其他能源价格要低,因此,天然气价格改革后,提价将成为一个大趋势。

产业链上市公司受益不均

2009年11月,正是气荒全国蔓延、天然气提价之说喧嚣尘上之时。带“气”字的股票应声而动。陕天然气四个交易日价格涨5元/股,涨幅25%;大通燃气从9元涨到12.5元,涨幅39%;深圳燃气涨5元/股,涨幅38%;长春燃气涨5元/股,涨幅62%。而中国石油期间涨了不到1元,涨幅7.7%。

实际上,从天然气价格改革和天然气提价对股市影响角度来说,受益最大的应该是供气环节,即中国石油。

中国富煤缺油少气。目前,国产天然气三大供应地分别为新疆塔里木、陕西长庆气田和四川以普光气田为主的川渝气田,未来南海天然气将成为第四足。中国石油拥有的天然气资源占全国资源的80%,产量占75%左右。除了气源,中国石油已有天然气管道长度占全国天然气管网总量的80%以上。中国石化的天然气与管道业务占利润比重仅为5%左右,其气田主要是川东的普光气田。在中游管输公司中,陕天然气以天然气管道和运营为主,是陕西省唯一的天然气管网运营商,而下游从事城市燃气销售的上市公司则有大有大通燃气、长春燃气、深圳燃气、大众公用、明星电力等。其中,大众公用是上海乃至华东地区燃气供应商;长春燃气是吉林省最大的是集制气、输配及

销售为一体的企业,以煤气生产和供应为主。

中国城市天然气价格包括出厂价、管输价、城市管网价三部分。目前定价机制是上、中游国家定价,下游地方定价。本次天然气价格改革,主要针对天然气出厂价,将直接利好上游开采类公司,依次为中国石油、中国石化、中海油。广发证券分析师谢军认为,如果未来天然气上涨0.4元/立方米,中国石油2010年EPS增厚0.09元,将达到0.9元;中国石化增厚0.04元,将达到0.89元。

对于陕天然气等中游管道输送公司,其在天然气价改中的受益程度与管输价格的调整有关。但就目前的价格改革方案来看,管输价格进行上调的可能性和空间都不大。不过,随着西气东输二线的建成,天然气管道的年输气量将大大提升,该板块未来业绩也将大幅增长。

对城市燃气公司来说,民用气价上调受到严格限制,但一旦供给量瓶颈被打破,我国城市天然气的需求将进入爆发增长阶段,未来的增长前景仍然可观。

天然气化工将出现变局

天然气在工业上的运用,主要是天然气发电与天然气甲醇、化肥。天然气化肥上市公司因为数量众多,天然气价改影响尤其值得关注。

现行的天然气井口价结构划分为两档,供应化肥用气的价格大大低于供给工业用气和城市燃气用户的。低气价使更多企业投资建设天然气化工,加剧了天然气紧张。2007年,国家出台了《天然气利用



政策》,天然气化工属于禁止类行业。化工企业用天然气价格优惠将逐步取消,以加大生产成本。

据悉,川渝气田化肥用气井口价0.69元/立方米,工业用气1.275元/立方米,城市用气0.92元/立方米;长庆气田化肥用气井口价0.71元/立方米,工业用气1.125元/立方米,城市用气0.77元/立方米;普光气田供气井口价全部是1.28元/立方米。

在我国氮肥生产企业中,62%是以煤为原料的煤头企业,26%是以天然气为原料的气头企业。由于原料占成本比重超过50%,原料价格在化肥竞争中处核心地位。有关资料显示,目前,以煤炭、天然气为原料的化肥企业平均生产成本分别为1300-1600元/吨和1100元/吨。因而,天然气化肥毛利率可以在30%-40%甚至更高,但以煤为原料的尿素毛利不足20%。

由于原料限制,天然气化肥主要建在川渝地区。在上市公司中,赤天化、泸天化、四川美丰、建峰化工、云天化、川化股份均为川渝天然气化工企业。通辽化工拥有双主业尿素和乙炔,气源来自辽河油田、新疆等。湖北宜化子公司联合化工天然气尿素产量百万吨,气源来自鄂尔多斯苏格气田。

据资料,每消耗600立方米左右天然气,可以制成1吨尿素。如果天然气价格涨幅为每立方0.2-0.4元,尿素生产企业生产1吨化肥的成本将增加120元-240元。据中国石化协会测算,如果天然气价格上调0.2元/立方,天然气化肥将面临全行业亏损。中国石化协会认为,考虑到下游农民的承受力,建议对化肥用天然气实行差别定价,逐步涨价,并设涨价过渡期,建议七月份之前不调价。

中石油人士称,化肥行业比较特殊,川渝气价可能会小幅上调,幅度将考虑化肥厂的承受能力。不过,该人士认为,天然气化肥的赢利空间肯定会缩小。

天然气发电方面,目前,国内主要电厂都建有天然气电厂,主要做调峰电厂用。用作调峰的燃机电厂在天然气利用政策中并没有被列入限制行列,所以影响不会很大。

天然气价格改革对远兴能源和沧州大化的影响值得关注。

远兴能源目前拥有133万吨天然气制甲醇,是国内最大甲醇企业。远兴能源气源来自苏里格气田,每年与中国石油和中国石化签订用气指标合同,目前价格不到1元/立方,成本优势明显。

苏里格气田是长庆气田的主要气区,是中国首个探明储量超万亿立方米的特大型气田。长庆气田是西气东输气源接替区,由于与西气东输二线西线已经形成一张管网,此次天然气价格改革对远兴能源用气价格构成较大影响。另外,公司规划建设投资百亿元的乌审召工业园天然气化工基地,在天然气改革中是否有变化也值得关注。

鉴于天然气制甲醇在国家产业政策中属限制类,远兴能源加大了煤化工发展力度,煤化工发展的速度能否接替上天然气化工变局的影响,对公司业绩平稳增长至关重要。

沧州大化也面临较大变数。天然气是公司主要产品尿素的主要原料及燃料,中石油华北分公司是其主要的天然气供应商,公司气源来自陕京系统。由于供气紧张,按照保民用、压工业的原则,去年12月18日,公司被停止供气,直到2010年2月底。本次天然气价格改革,或直接影响公司效益。幸好去年9月公司年产5万吨TDI生产装置打通了整体生产流程,未来转型有望。

期待多年后,西气东输二线终于开始送气。中国石油天然气集团公司21日宣布,西气东输二线西段已全面正式投入运营,来自中亚的天然气将于3天内到北京。

中石油规划总院油气管道研究所副所长杨建红告诉记者,“西气东输二线通气不仅改变了中国天然气供应格局,而且将促进中国天然气价格改革。”

天然气价格改革迫在眉睫,将冲击现有用天然气做原料的企业远兴能源、沧州大化以及西南六大天然气化肥厂建峰化工、云天化、赤天化、泸天化、四川美丰、川化股份。而嗅觉灵敏的企业,则借机打开新的致富之门——煤制天然气。



■延伸报道

“掘金”煤制天然气

◎记者 阮晓琴 ◎编辑 邱江

经济性可期

天然气涨价预期,使不少企业看到了煤制天然气的商机。作为煤化工专业咨询机构,亚化咨询公司上周在北京召开了首届煤制合成天然气技术经济研讨会。由于煤制天然气技术已经成熟,项目的经济性成为与会者关注的焦点。石油和化学工业规划院副总工程师刘志光专攻煤化工经济性的分析,其参与了国内多个煤制天然气前期研究工作。据透露,煤制天然气热值高于国家天然气质量标准的17.8%-21%;在CO₂、H₂S、总硫等指标方面也高于国家标准,产品中几乎不含CO;水露点也满足要求。

在成本方面,原材料和燃料动力费用所占比例高达60%左右。据研究,第一种情况,假设在新疆或内蒙古东部地区,采用碎煤固定床加压气化工工艺建设煤制天然气项目,生产规模为年产40亿立方米天然气,原料煤、燃料煤均为褐煤,价格为170元/吨(含税价),测算得到的天然气单位生产成本为1.059元/立方(已扣除副产品收入0.468元/立方)。目前,大唐发电在内蒙古东克旗克旗建设的年产40亿立方米的煤制天然气项目即属于该范围内。

第二种情况,假设项目设在内蒙或陕西等地区,采用水煤浆气化工工艺建设煤制天然气项目,生产规模为年产16亿立方米天然气,原料煤为长焰煤,价格为300元/吨(含税价),燃料煤为煤研石,价格为50元/吨,测算得到的天然气单位生产成本为1.591元/立方(已扣除副产品收入)。目前,内蒙汇能在内蒙鄂尔多斯拟建的年产16亿立方米的煤制天然气在该区域。

第三种情况,假设在山东或河南地区,采用粉煤加压气化工工艺建设煤制天然气项目,生产规模为年产40亿立方米天然气时,原料煤、燃料煤均为洗中煤,价格为400元/吨(含税价),测算得到的天然气单位生产成本为2.151元/立方(已扣除副产品收入)。

刘志光认为,目前西气东输一线天然气主要由塔里木气田供给,供气价格为0.522元/立方。陕京一、二线主要由长庆气田供给,供气价格为0.681元/立方。按现在的气价,所有煤制天然气项目均难以与西气东输一线和陕京线国产天然气相竞争。但是,与西气东输二线霍尔果斯门站价2.2元/立方(石油价格为80美元/桶时)相比,管输费参照西气东输二线全线平均管输费1.08元/立方计,上述煤制天然气项目全部有竞争力。尤其是在新疆建设煤制天然气项目,竞争力明显高于从中亚进口气。

与进口的LNG价格比,如果在新疆建设煤制天然气项目,到华南地区城市门站的价格为2.139元/立方,无法与近年来中国进口的LNG相竞争。但是,按照日本LNG长期合同最新成交价公式 $P=0.148 \times \text{油价} + 0.5$ 计算,当石油价格为80美元/桶时,LNG长期合同价格为2.37元/立方,如包括LNG气化费用,LNG价格将达到约2.77元/立方,在新疆、内蒙或山东等地区建设煤制天然气项目完全可以与新增进口LNG相竞争。

值得注意的是,上述经济性的对比是建立在当前的油价,即每桶80美元的前提下。而国际油价上下波动,则将影响其价格的对比。

亚化咨询总经理夏磊表示,我国天然气储量和产量均不能满足经济的发展要求,发展煤制天然气是一条缓解我国天然气供求矛盾的有效途径。我国天然气价格上涨不可避免,这将提高我国煤制合成天然气项目的经济性。

投资现热潮

煤化工中,大唐发电最敢干。”一位业内人士如此评价。我国规划建设的煤制天然气项目中,进度最快的当属大唐集团,最多的也是大唐集团。

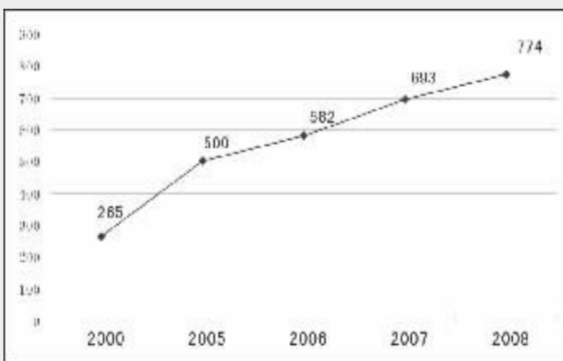
上市公司大唐发电已经在内蒙赤峰市克旗克旗腾开工建设年产40亿立方米的煤制天然气项目,总投资257亿元。此外,其在辽宁阜新还规划了年产40亿立方米的项目。

据悉,大唐赤峰项目第一条年产13亿立方米的生产线计划2010年底建成,该项目有望成为中国第一个投产的煤制天然气项目。合成天然气将通过大唐自建管线供应给北京民用燃气。由于北京燃气公司参股该项目,该项目销售不愁。据称,北京燃气公司已经与大唐签订了1.6元/立方米的收购价格。

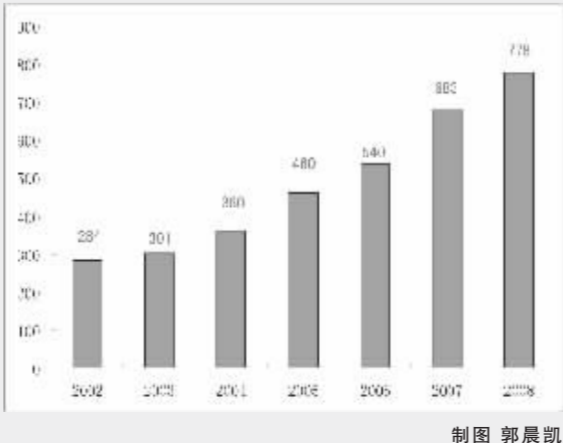
此外,民营企业内蒙汇能在内蒙鄂尔多斯拟建年产16亿立方米的煤制天然气;神华集团拟在鄂尔多斯、宁夏分别建20亿立方米煤制天然气和40亿立方米煤制天然气,两项目均处可研阶段;中电投拟在新疆伊犁建两个煤制天然气项目,规模分别为60亿立方米和3*20亿立方米;中海油则计划在内蒙古和山西大同建两个规模分别为80亿立方米及40亿立方米的煤制天然气项目。

虽然技术无碍,但煤制天然气讲究规模效益,投资巨大,且需耗费宝贵的煤炭资源与水资源。由于国家并未限制上马煤制天然气项目,全国范围内掀起了煤制天然气投资热。对此,国家有关部门已经开始注意到。在大唐发电克旗项目及内蒙汇能项目获得国家发改委批准后,国家环境保护部下文称,煤制天然气项目必须由国家环境保护部审批。业内人士称,虽然国家发改委还没有上收煤制天然气项目审批权,但是,未来国家发改委也有可能会上收该审批权限。

近年来我国天然气产量变化趋势(亿方)



中国天然气消费量增长趋势图(亿方)



制图 郭晨帆