

天然气下游市场和定价机制亟待进一步完善

（华南理工大学天然气利用研究中心，广东 广州 510640）

一、尽快拓展天然气下游市场对中国“十二五”经济发展极为重要

首先，按照“十八大”提出2020年实现“小康”的目标，中国经济增速还将在7.5% / 年左右。如果能源弹性系数能够保持过去30年的0.6，能源供应还必须以4.5%/年的速度递增。其中，占比仍然很大的工业和建筑物终端用能的燃料。10月24日公布的中国能源“十二五”规划中，受到资源、生产、碳排放和对外依存度的约限，一次能源构成显著向“低碳”转化。每年增加燃料需求中，以前是靠多烧煤来保障；“十二五”新增的煤用于发电和煤化工都不够，只能主要依靠天然气。因为核能与可再生能源95%是用于发电的[1]。

其次，逐步提高的可再生能源发电占比要求天然气电调峰。发电的可再生能源之中，核电、风电、季节性的径流水电是电力的基荷，它们的比率不断增加对调峰电源的要求越来越高。中国核电、风电和径流水电2015年将占总电量的17%—20%，对抽水蓄能和天然气调峰发电的增长需求十分迫切[2]。

再者，替代汽柴油用作交通运输燃料抑制石油对外依存度过快攀升极为重要。中国交通运输耗能中石油占93%。即使未来交通运输增速与GDP同步，中国石油对外依存度也将快速逼近70%以上。向低碳一次能源转型的历史性趋势之一就是交通运输能源的多元化替代。而在近20年最成熟、有效、廉价和低排放的替代途径就是天然气L/CNGV[3]。

最后，天然气是近10—20年大幅度提高能效，减少CO2排放的主力军。表1给出了中美两国工业和建筑物终端用能分布和效率的比较。中国占总能耗80%的工业和建筑物用能的能效之所以低，天然气占比太低和采用分布式冷热电联供（DES/CCHP）利用的极少是最重要的原因。根据美国能源部2012年最新数据，全美3738个CCHP 和CHP项目总装机容量81.8GW（用天然气的58.2GW，占71%）。其中198个占3738的0.5%的、>100MW的项目装机53.2GW（平均270MW），占总装机容量65%，82.6%采用天然气。由此可见，极少数大型项目对提高能效做出最主要贡献 [4]。

表1 中美两国工业和建筑物终端用能分布和效率的比较 [3]

项目	在工业和建筑物终端用能中所占比例，%	能效，%
----	--------------------	------

	终端%	电，%	燃料，%
美	40	36.5	63.5
中	60	23.5	76.5

其中油气，%	其中煤，%	
91	9	77.5
28.2	71.8	52.5

二、天然气下游市场拓展的症结在哪里？

中国天然气下游市场用户构成见下表2[5]。

表2 2009—2020年中国天然气消费构成统计和预计，单位：%

用户类别	发电和能源	工业燃料
2009/ 1千亿*	20	23
2020/2.6千亿	25	25

建筑物燃料	民用燃气	工业原料	运输燃料
7	20	20	10
10	20	5	15



* 为国家统计局数据

表2左侧的3类市场分别替代原来用的LPG、石油烃类（如制氢的石脑油）和汽柴油，在价格上天然气对于它们有显著的竞争力。只要政府的政策、规划、规范到位，就完全可以按照市场机制快速拓展。但右侧将占天然气耗量大部分的3类市场，在当今中国就是替代原来用的工业和建筑物燃料的煤。这是一个不可回避的事实。在目前，传统燃煤锅炉改烧天然气，企业都难以承担；广东除了燃用进口澳大利亚低价LNG的机组之外，所有天然气发电都亏损，依靠从电力大用户额外收费来补偿。照此下去到2015年规划的2600亿m3/a之中一半以上是难以依靠市场机制拓展用户的。

问题的关键在于在中国由计划经济向市场经济的转型中最后一个领域——能源价格机制，还未完成。

三、2010年12月天然气价改试点方案开了个好头，但出现新的矛盾[6]

2010年12月公布的天然气价改在两广的试点方案开了个好头。以广东为例，2.74元/m3的门站价加上合理的管输费，作为区域天然气冷热电联供兼作电力调峰（昼开夜停）的DES/CCHP发电就地直供和在峰段和平段以略低于电网公司售电价格的分时电价上网的项目，完全能够在十年左右回收投资，并且向工业和建筑物提供廉价的蒸汽和采暖及生活热水；能效也可达70%以上。

但是近一年来，各个相关利益集团激烈博弈的结果却是：在2.74元/m3的门站价基础上，不论什么用户“省管网公司”加收0.26—0.278元/m3；获城市“特许经营”的燃气公司再加收0.2—0.3元/m3。所有天然气发电项目将需承担3.2 — 3.3元/m3的气价。按此计算，“十二五”规划、正在建设的20多GW天然气发电上网含税成本价将近0.9元/kWh，比“标杆电价”0.56元/kWh高出0.3元/kWh以上。不解决这个问题，中国天然气下游按照市场经济规律快速拓展已经成为不可能了。

因此，国家发改委和能源局亟需进一步明确以下四点：

第一，是对“市场净回值法”没有明确说明：“参照”上海地区燃料油、LPG价格并不是“等于”。亚洲进口LNG与原油的等热值比价才是0.7左右；怎么能像有人理解的“按照上海地区燃料油、LPG价格等热值计价”呢？

第二，是必需明确“门站”、气源、自然垄断与行政垄断、管输费用计算等办法。“门站”应当是指所有三大公司管输和

进口LNG项目到达省内的主干管网上的所有分输站，并不是某一个地点。应当明确宣布：价改包括三大公司管输和进口LNG气化以后进入主干管网的所有气源。

第三，城市内天然气管网具有自然垄断的性质，但需避免行政垄断。办法是监管其向不同类型用户供气的全成本和利润构成。省内的天然气管网应当视为全国主干管网的延伸，主干管网将通过国家统筹规划、管理和调度对所有上游供应商和下游用户开放，只收管输费。“价改方案”必须明确制止利益集团凭借资源强势的“上中下一竿子插到底”的行政性垄断，和为瓜分利益而在省内另设管网、增加一级交易平台，强买强卖的行政性垄断。

第四，必须明确：天然气下游供气是一个回报稳定的低利行业，而不是高风险暴利行业。这就必须对不论省内接驳管线还是城市内供气管网的工程项目实施财务监管，规定气内部收益率不得高于8%或10%；并核定其管理费和利润率。

三、进一步完善天然气下游市场和定价机制的办法和效果

首先，明确规定省级管网公司的定位是政府属下的事业单位；其职能如下：

（1）、做好全省配合全省总体规划的天然气管网建设发展规划；

（2）、代表政府，对接规划从门站到各个大用户或城市门站的延伸接驳线建设项目进行招标、工程监管和验收。“大用户”的定义是：1）、城市燃气公司，2）、百MW级电站和冷热电联供调峰能源站，3）、大型过程工业（包括作为燃料和原料）4）、L/CNG燃料供应商的L/CNG供应母站。

（3）、监督从门站到达各个大用户或城市门站的延伸接驳线建设项目的财务分析，从而在准确计算基础上定该管线出在省门站价之上应加收的管输费；

（4）、是统一管理各大用户和城市燃气公司用气的计量和与上游供气公司之间的费用结算，

（5）、是代表政府与三大公司洽商不断增加的需求的供气保障。

其次，配合智能电网建设，先期执行天然气调峰发电分时上网电价机制。由发改委价格司和电监会，会同各省物价局和电监局详细测算合理的、兼顾各方利益的天然气电分时上网价格。这是解决气、电价格倒挂、各方共赢的重要办法。

再者，能源局明确优先发展较大规模区域型DES/CCHP，降低冷、暖、蒸汽、

热水等工商业终端供能的成本，使用户能够承担。这是天然气下游市场能够迅速拓展的必要条件。只发布“煤改气”行政命令而用户承担不了是没用的。

最后，城市燃气公司管网的3类终端用户是：1）、居民家用燃气，2）、商业和公共机构用户，3）、10MW以下小型工业和冷热电联供能源站。因城市中、低压燃气管网和计量设施投资强度较大，管理费用较高，三类终端用户的气价在省门站价基础上增加的部分差别甚大。越是小用户如居民，供气成本最高；越大用户，只需一条中、高压主干输气，一个计量设施，成本就相对低得多。须按燃气公司供气项目成本加合理利润的市场机制分别核定3类用户的气价。下表所示美国天然气下游用户价格就反映了这样的市场经济规律：

2007年美国天然气下游市场各类终端用户价格（目前已经成倍降低）

门站价	发电	工业	商业	居民	
0.25	0.25	0.272	0.40	0.451	(\$/m3)

四、下游价改带动天然气全产业链的改革

1、以规定各省最高门站价为契机，开放天然气上游出厂（进口）价格。除了必要的资源税以外，不再规定“出厂价”。按照目前两广的试点门站价，三大公司国产气的利润空间就相当大了。但是国家不必征收“暴利税”，而是在保持中国天然气的对外依存度不超过30%的条件下，让三大公司以国产气的利润空间来对冲进口高价的管输气和LNG。使他们既有积极性去加速开发国产气，也有积极性去进口。这样三大公司的社会责任和发展壮大的目标就会一致起来。

在三大公司承担起通过利润对冲机制稳步发展国内外两种天然气资源，从而维持有利于下游市场拓展的门站价的前提下，各种民间的、企业的资本，就可以进入非常规天然气的市场；并以“门站价”销售。这实际上就等于获得了相当大的利润空间，主要通过免税（开始时期给一点补贴）就能够推动各种非常规天然气特别是中小气田的产量迅速扩大，如同美国本世纪初那样。

2、逐步理顺中游环节的市场机制。管输天然气主干管网，如同高速公路是物流的最通畅渠道一样，是天然气中游的主要通道。越早形成全国统一管理的主干管网，越有利于整个产业链的快速发展。当然，这要以尽快统一国内管道天然气质量标准为前提。虽然中国将有一个并行的LNG车船罐箱运输的中游市场。但毕竟对陆地大国的中国来说，管网输气是主要的。统一的主干管网对一切生产（进口）商和一切下游用户开放。只收合理的管输费。这就进一步扩展了各路资本开发非常规天然气的渠道，形成良性循环。

3、天然气下游价格完全市场化的时机，现在在中国还远未成熟。待到国产天然气量达到4000到5000亿m3/a，而且人民币的币值使得中国从国外购买天然气不再“贵的很”的时候，才能谈到完全市场化。美国国内天然气的价格也不是“完全自由”的。气量不足的时候，为了刺激投资生产，政府会放开价格；在下游市场不畅，用户负担不起的时候，政府会限制售价。从来市场机制和宏观调控都是为了促进经济发展的两手。

（本报综合）