

尽快改革天然气各类用户价格和 DES/CCHP 发电上网价格机制

华 贲

华南理工大学天然气利用研究中心

华贲. 尽快改革天然气各类用户价格和 DES/CCHP 发电上网价格机制. 天然气工业, 2012, 32(2): 106-110.

摘 要 2011 年 12 月 26 日, 国家发展和改革委员会宣布: 将现行以计划经济的“成本加成”为主的天然气定价方法改为“市场净回值”定价方法, 并在广东、广西两省区进行试点。为此, 阐述了此举的重大意义, 认为这是中国天然气定价机制改革的重大突破, 为促进中国天然气产业快速发展开启了大门。然后提出, 为使中国“十二五”天然气下游市场与上游供应同步拓展, 需要尽快改革天然气各类用户价格和天然气分布式冷热电联供 (DES/CCHP) 发电上网价格机制: ①按照成本核算原则、资源利用效率原则、替代物的价格决定承受能力原则和市场开拓导向原则界定各类天然气下游市场用户的气价; ②百兆瓦级 DES/CCHP 调峰机组峰段或平段上网电价应参照占全国总电量 75% 的大工业峰段用电价格和峰段用电价格来制订, 办法是确定一个协调电网与发电企业利益的关键参数 (α), α 由电监局和物价局测算定出, 并根据经济条件的变化而调整 ($\alpha < 0.10$ 元/kWh)。还提出了以下建议: ①尽快颁布《天然气下游市场管理和税收规范》, 明确城市燃气特许经营的范围只包括民用、商用和小型工业用燃气, 按照不同下游用户的供气成本、承受能力和市场拓展要求制订不同的税率; ②给 DES/CCHP 和民用燃气免税。

关键词 天然气 下游用户气价 DES/CCHP 调峰 发电 上网电价 定价机制 改革

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2012.02.026

“十二五”是中国向低碳能源转型的历史性转折点。2011—2020 年, 中国低碳能源战略的关键是推进天然气替代煤的进程, 但这绝不是简单的燃料替换, 而是担负起大幅度提高能效、减排二氧化碳、保证经济发展的燃料供应、协助电网调峰和保障供电可靠性这 5 项任务。完成上述任务的关键是天然气利用技术和机制的集成创新。技术创新主要是在工业和建筑物燃料利用领域采用协同电网调峰的分布式冷热电联供 (DES/CCHP) 和天然气直接用于发动机燃料 (LNGV/CNGV) 技术; 机制创新主要是计划机制转向市场机制, 首先就是天然气定价机制的市场化改革。机制创新是技术创新的前提^[1]。

国外许多国家在逐渐升高的天然气价格压力下, 逐步把原有的能量转换系统改造为 DES/CCHP。而正开始普及使用天然气的中国, 恰好处于“三高一低”粗放型经济向集约化经济转型的历史时期, 其当前贯彻科学发展观的几项重要的中心工作为: 节能减排、走

新型工业化发展道路、发展循环经济、城镇化、产业结构和能源结构的优化调整。这是发展 DES/CCHP 和 LNGV/CNGV 的极好机遇, 利用好这个机遇, 中国就有可能实现天然气高效利用的跨越式发展, 同时完成经济发展模式的成功转型。

1 本次天然气定价机制改革试点的重大意义

2011 年 12 月 26 日, 国家发展和改革委员会 (以下简称国家发改委) 宣布: 将现行以计划经济的“成本加成”为主的天然气定价方法改为“市场净回值”定价方法; 作为试点的广东、广西两省区, 其天然气最高门站价分别为 2 740 元/10³ m³ 和 2 570 元/10³ m³, 以后定期调整。这是中国天然气定价机制改革的重大突破。有了这个突破, 接下来随着其他各省 (区) 陆续照此办理, 以市场加宏观调控机制促进中国天然气全产业链快速发展的大门就敞开了。它所启动的重大举措

有:①掌控门站天然气价格,既让采用传统技术低效使用天然气的用户难以承受,又使采用新技术、高效利用天然气的用户有利可图,促进其快速发展,加速天然气替代燃煤的进程;②在以资源税为调控手段的前提下,放开国产气出厂价格,促进各类企业加速投入各类天然气资源的开发;③能加速国产天然气产量的增长,用以对冲较高价格的进口管输气和 LNG,游刃有余地掌控国内天然气市场价格不受国际市场波动的左右和冲击,以此增加中国在天然气国际市场上的话语权;④调动国有大型油气企业有序开发国内外天然气资源的积极性;⑤为天然气产业链中游——天然气主干管网运营的市场化、天然气上下游市场直接交易、进一步让市场机制促进中国天然气产业快速发展做好了铺垫。所以,此举实为以“四两拨千斤”之力,收“一箭多雕”之功,意义非常重大^[2-3]。

2 改革下游各类天然气用户用气价格和 DES/CCHP 发电上网价格机制是拓展天然气下游市场的关键

有了这个突破,接下来最需要做的,就是改革下游各类天然气用户的用气价格和 DES/CCHP 发电上网的价格机制。由于历史的原因,目前下游各类天然气用户的用气价有一定倒挂,极大地妨碍了天然气市场的扩展。例如,广东省许多城市民用气价约为 3.5 元/ m^3 ,但工业用气价却为 4.5~4.8 元/ m^3 。发电用天然气价格也高低不等,极大地制约了天然气下游市场的拓展。未来有可能占天然气下游市场六七成的 DES/CCHP 项目从规划、建设到投产约需 2 年,如果不能在现在项目开始规划时理顺天然气价格,那么到 2014 年初,每年数百亿立方米的天然气到达广东时,将不得不沿用传统技术低效利用这些天然气^[2]。

制约 DES/CCHP 项目发展的另一个关键因素是天然气发电的上网价格。目前气电上网都靠地方政府的补贴,这不是长久之计。在目前中国电力体制改革举步维艰的局面之下,DES/CCHP 协同电网调峰以换

取较高的上网电价,是唯一可行的突破障碍、合作共赢之路。

3 天然气下游市场用户构成及消费结构分析

纵览世界天然气下游市场用户分布,结合中国国情,从现在到 2030 年的历史时期内,中国天然气主要用于发电、民用燃气、工业燃料、建筑物燃料、运输燃料和工业原料^[4]。2002 年世界各国天然气消费结构情况如表 1 所示^[5]。

用作工业燃料和建筑物燃料(通过加热炉和锅炉供热,包括物料加热、蒸汽和热水等)占世界天然气消费的第一位。环境的压力促使发达国家在 20 世纪就完成了城市工商业燃料从煤、油向天然气的转换,并在天然气价格上涨的压力下大力发展 DES/CCHP。因为联产、规模化的高能效以及就地直供的原因,DES/CCHP 的节能减排效果显著,一次能源利用效率最高可超过 80%,大大增强了天然气下游用户对天然气价格的承受能力。美国 2010 年 DES/CCHP 的发电装机容量达 92 GW,占总用电量的 14%,其计划 2020 年 DES/CCHP 的发电装机容量达到总用电量的 29%。英国到 2010 年 DES/CCHP 的发电装机容量增加 1 倍,达 10 GW,并已经宣布禁止新建利用天然气单纯发电的大型项目^[4]。中国 2010 年消耗的工业燃料和建筑物燃料约 6.1×10^8 t,其构成大致为煤:天然气=8:2,这是中国能源利用效率远低于世界平均水平的主要原因之一。

发电是天然气第二大下游市场。20 世纪天然气价格低廉时部分发达国家天然气发电占电网基荷的相当比重,而在石油价格推高天然气价格的今天,其天然气发电多用于调峰和 DES/CCHP。目前美国 GE 公司 400 MW 规模的 9F 级燃气轮机几乎完全用于出口,近来又开发了从几十到大于 100 MW 专用于调峰的航改型机组,如 ML100、MS2500、MS6000 等。随着世界能源向低碳能源转型,太阳能、风能等可再生

表 1 2002 年世界部分国家天然气消费结构表

国家	天然气消费占比					
	发电	工业燃料	建筑物燃料	民用燃气	工业原料	运输燃料
美国	35.68%	23.70%	13.38%	21.29%	2.99%	2.96%
加拿大	29.10%	25.74%	15.91%	18.74%	4.31%	6.20%
德国	21.80%	25.97%	14.73%	34.50%	3.00%	—
法国	10.06%	35.42%	0.85%	48.10%	5.50%	0.07%

能源发电及核电在电能中的占比越来越高,电网调峰需求量越来越大,对天然气发电调峰的需求量也日益增加。中国2009年发电用天然气仅为 $128 \times 10^8 \text{ m}^3$,占总耗气量的14.3%,却只占总发电量的1.6%。

城市燃气主要用于商业、民用炊事、供热水等,发达国家民用气还用于住宅供暖,是天然气下游第3大市场,但总量有限。2009年中国“生活消费用气”为 $178 \times 10^8 \text{ m}^3$,在天然气消费中的占比为20%,若2020年天然气消费普及率达60%,8.3亿人用气,按人均用气 $80 \text{ m}^3/\text{a}$ 计,年消耗天然气量为 $700 \times 10^8 \text{ m}^3$,也不过占天然气消耗总量($4\ 000 \times 10^8 \text{ m}^3$)的17%^[5]。

中国2009年消费石油 $3 \times 10^8 \text{ t}$,其中 $2 \times 10^8 \text{ t}$ 为汽柴油(柴油 $1.32 \times 10^8 \text{ t}$,汽油 $0.68 \times 10^8 \text{ t}$),70%以上作为发动机燃料用于各类运输业^[6]。另一方面,中国2009年用作运输燃料的天然气已达 $91 \times 10^8 \text{ m}^3$,占天然气消耗总量的10%^[5]。由于LNG/CNG与汽柴油相比价格低廉、二氧化碳和其他污染物排放量大幅减少,所以近年来其消费量增长极快,预计2020年其消费量可达 $600 \times 10^8 \text{ m}^3$,占天然气消费总量的15%,可替代数千万吨的汽柴油,减少上亿吨的石油进口,大大改善能源战略安全和大气环境质量。LNGV/CNGV产业链是LNG/CNG运输、制造、供应3个价值链的集成,中国具备各方面的条件,将成为世界最大的LNGV/CNGV市场和相关设备的制造基地。

因为用作化工原料的性价比不如石油和煤,世界天然气用于工业原料的比率很小。中国则因长期以来天然气多在四川、新疆等产地就地消费,其用作化工原料的比率较大。2000年中国天然气用作化工原料的比率为40%,2009年其比率则降为20%。随着今后用气总量的快速增长,该比率还会迅速降低。中国2009年天然气消费结构和2020年天然气消费结构预测情况对比见表2。

表2 中国2009、2020年天然气消费结构预测情况对比表

年份	天然气消费占比					
	发电	工业燃料	建筑物燃料	民用燃气	工业原料	运输燃料
2009	20%	23%	7%	20%	20%	10%
2020	25%	25%	10%	20%	5%	15%

4 天然气下游市场用户定价原则

2007年国家发改委发布的《天然气利用政策》只区分了优先、允许、限制、禁止使用天然气的4类政策,但没有落实相关的价格机制,因而实际上难以保证实

施。本文参考文献[2]按照市场机制对天然气下游市场各终端用户的用气价格提出了4个定价原则:

1)成本核算原则(供气设施投资成本高,气价也高)。

2)资源利用效率原则(高效用气户价格优惠—社会效益原则)。

3)替代物的价格决定承受能力原则(LPG、柴油等被替代物的价格高,天然气用户的价格承受能力就高)。

4)市场开拓导向原则(对大规模开拓市场的用气大户实行薄利多销政策)。

按照这些原则,主要替代LPG、汽油、柴油和炼油厂轻烃副产物的民用燃气、车用燃料、炼厂制氢原料,可以参照替代物的市场价格而取较高的价格;调峰用的联合循环发电、工业和城市建筑物的冷热电联供DES/CCHP用气,应在参照动力煤价格和分析测算天然气DES/CCHP调峰电站取得的上网电价的前提下,尽可能给予较低的优惠价格。这与《天然气利用政策》中优先、允许、限制等政策导向一致,但更有调控力。实际上,市场经济高度发达的美国,天然气下游终端用户全年平均气价的比率关系也是如此。2008年美国天然气的井口价为285美元/ 10^4 m^3 ,城市门站价为324美元/ 10^4 m^3 ,发电用户的用气价为333美元/ 10^4 m^3 ,与城市门站价的比率为1.03;工业用户的用气价为340美元/ 10^4 m^3 ,与城市门站价的比率为1.05;商业用户的用气价为423美元/ 10^4 m^3 ,与城市门站价的比率为1.31;居民用户的用气价为483美元/ 10^4 m^3 ,与城市门站价的比率为1.50。

5 下游供气企业和市场的规范管理

5.1 规范城市燃气特许经营的范围

近10年来,香港中华煤气有限公司、新奥燃气公司、中国燃气控股有限公司、中石油昆仑燃气有限公司以及原来的各城市燃气公司等纷纷与各地政府签订了城市燃气特许经营协议,划分了各自的“地盘”,并取得了政府财政给予的基础设施建设费用,建设了城市中、低压供气管网。在天然气全国主干管网尚未充分形成、天然气供不应求的格局下,它们采取各种措施向用户供气,起到了保障燃气供应的历史作用。但在天然气供应充分、各类天然气市场下游用户用气规模越来越大的格局下,就有可能出现获得城市燃气特许经营权的企业力求垄断包括发电和工业燃料等全部天然气下游市场的情况。因此,需要严格界定城市燃气特许经营的范围:①城市燃气特许经营的范围仅限于城市

民用、商用和小型工业燃气用户;②天然气用于发电、工业、建筑物(DES/CCHP)及工业原料,不属于城市燃气特许经营范畴,上述天然气用户可通过天然气管网直接与上游天然气供应商洽谈交易;③LNGV/CNGV也不属于城市燃气特许经营范围,不得强迫加气站购买城市管网低压气制取LNGV/CNGV燃料;④在此之前城市燃气特许经营公司已经占据的上述不属于城市燃气特许经营范围的用户市场,应按规定退出或重新竞标。

5.2 规范省级天然气管网的运营机制

中国天然气基础设施建设比较滞后,从10年前开始建设“西气东输”一线工程到现在,天然气干线管网总长仅 4×10^4 km。而天然气耗量 $6\,000 \times 10^8$ m³/a的美国,经过60年的建设,天然气管网总长已达 40×10^4 km。到2020年中国天然气总耗量超过 $4\,000 \times 10^8$ m³/a时,中国的天然气干线管网总长也难以达到 20×10^4 km。目前已有部分省份组建了省天然气管网公司,调集各方资金建设省内天然气管网以解决输气环节制约下游天然气市场拓展的瓶颈问题,这是好的。但若以盈利为目的、采取“统买统卖”的模式,形成国网—省网—市网三级管理的天然气交易平台,就将导致天然气管网的重复建设、多重管理,增加天然气产业中游环节的成本,甚至人为抬高终端气价,违反本次天然气价格机制改革原本要达到的促进下游天然气市场拓展的初衷,不利于下游天然气市场的发育。

在健全的市场机制下,全国应建立一个统一的国家天然气管网。城市燃气公司与其他几类天然气大用户一样,均可通过天然气管网与上游天然气公司直接交易,消除中间环节的交易成本。城市中、低压天然气管网不过是城市燃气公司向居民、商业用户供气的末端。而省内天然气管网应当只是国家天然气管网在省内的延伸,应当按照资源最优化,即管道投资最少、输气成本最低的原则,全省统一规划、分段建设。在目前国家天然气管网尚未形成之时,连接各大油气公司天然气干线管网与天然气城市门站、大型天然气DES/CCHP调峰电站、以天然气为原料的大型企业这3类用户的支线,既可以由大型油气公司投资建设,也可由用气企业或各省天然气管网公司投资建设。按照“稳定回报的微利项目”原则,限定其寿命期内的投资收益率小于8%,由此计算支线的运输、管理费用(P_T)为:

$$P_T = \beta(P_{TP} + P_{TE}) \quad (1)$$

式中 P_{TP} 为投资折旧费; P_{TE} 为天然气管输能耗费和管理费; β 为税率。

一般从天然气主干网门站到各个终端用气大户的

距离不会超过400 km(对于广东省来说,这个距离还要小,因为3大油气公司和进口LNG在广东省的门站分别处于省内不同的地方)。2010年之前国家发改委规定351~400 km距离内的天然气管输费为0.074元/m³,2010年涨价后为0.154元/m³,这个价格是包括了全部折旧、能耗、税金和利润的实收价格^[7]。因此,省内天然气管网支线的平均天然气管输费用应不超过0.100元/m³,则上述3类天然气用户实付气价(P_U)应为:

$$P_U = P_C + P_T = P_C + \beta(P_{TP} + P_{TE}) \quad (2)$$

式中 P_C 为省天然气基准门站价。省级天然气管网公司应是对省天然气支线管网的建设和管理进行统一规划的机构组织,而决不当成为以赢利为目的的一级天然气交易平台。

对于城市燃气公司的民用和商业终端客户来说,还需要增加城市中、低压配气管网的投资和管理费用(P_{T2})。 P_{T2} 的收益率原则与 P_T 的收益率原则相同。广东省正在按投资收益率原则来规范城市燃气的 P_{T2} ,上海已经实行了按不同用户区分气价的办法。目前最紧迫的是规范省级天然气支网气价(P_T)。

5.3 规范政府的税收调控原则

政府的调控作用主要就是按照上述第4节的原则,对不同天然气终端用户征收不同税率的税金。因此,在现阶段给出如下建议:①将来有可能占市场容量六七成的DES/CCHP调峰发电且同时向工商业供冷(热)汽的用户需在较低气价支持下才能快速发展,民用燃气涉及CPI水平的控制,此两项暂可免税($\beta=0$),以期尽快拓展市场、减轻居民负担;②城市民、商用燃气用户以及采用传统低效小锅炉的工业天然气用户,其供气设施产业链较长,须投入较多的沉没资本和较多的经营人员, ($P_{TP} + P_{TE}$) 较高,除上述民用燃气用户可暂免税外,其余的可以实行有区别的税率;③对于LNGV/CNGV行业来说,中国的LNG车、船在进口LNG接收站建设之前就有一定的使用量,目前该市场已经充分发育,LNGV/CNGV的燃料供应链也逐步市场化,其价格已经随汽柴油价格变化而自动调整,故其税率可根据供应链的实际成本与汽柴油的价差来确定。

5.4 建议国家发改委尽快颁布《天然气下游市场管理和税收规范》

国家发改委宜尽快制定和颁布包括上述3项内容的《天然气下游市场管理和税收规范》,以借鉴美国天然气市场发育的经验和教训,充分落实上述第4节的“下游用户气价确定原则”。这是在天然气定价机制改

革“破冰”之后最重要的举措,特别是在目前各省刚刚开始组建省级天然气管网公司之际,明确省级天然气管网公司的职能是关键。

6 改革天然气 DES/CCHP 调峰发电上网价格机制

随着能源向低碳转型,核电和可再生能源发电在电力系统中所占比重将有可能越来越高,季节、昼夜调峰等问题将越来越引起重视。2015、2020 年中国核电和风电装机占比分别将增大到 8%、13.2%,使昼夜调峰和长距离“西电东送”压力日益增大。而最适宜调峰的天然气发电按规划到 2015、2020 年分别只占 4.5%、6.6%,这显然不够。经测算,如果“十二五”各新区普遍采用 DES/CCHP,则 2015、2020 年天然气发电占比分别可达 8.4%、14.4%,基本上可以解决电网昼夜调峰问题,并可节省大量抽水蓄能的建设投资成本^[7]。

上述区域型 DES/CCHP 大部分都可以按照 16 h/d 的模式运行(夜间停机时制冷改用电网的低价谷电,16 h/d 生产的生活热水储存在够 1 天用量的储罐中,蒸汽同步供 16 h/d 运行的离散制造业用户)。只有 24 h/d 连续生产的过程工业企业用蒸汽需要专设机组供应,且大企业都有自备电站。因此,只要能够理顺生产关系的架构,天然气冷热电联供电站按 16 h/d 运行兼做调峰电站,在技术上和工程上是完全可行的,这也是基于当代中国特定国情的集成创新^[8]。

百兆瓦级天然气 DES/CCHP 调峰机组峰段或平段上网电价应参照占全国总电量 75% 的大工业峰段用电价格(P_p)和平段用电价格(P_e)来制订。办法是确定一个协调电网与发电企业利益的关键参数 α ($\alpha < 0.10$ 元/kWh),令天然气 DES/CCHP 峰段和平段的上网电价为 $(P_p - \alpha)$ 和 $(P_e - \alpha)$ 。 α 值由电监局和物价局测算定出,并根据经济条件的变化而调整。按目前广东省的情况测算,若 α 为 0.07 元/kWh 就能使 DES/CCHP 项目经济上可行,同时电网公司可以节省建设抽水蓄能电站和“西电东送”设施的数百亿元投资和高价纯尖峰负荷电费。

7 结论

1)本次天然气定价机制改革意义重大,为促进中国天然气产业快速发展开启了大门。接下来最需要做的,就是改革下游各类天然气用户的定价机制,按照成本核算原则、资源利用效率原则、替代物的价格决定承受能力的原则和市场开拓导向原则界定各类天然气下

游市场用户的气价。

2)各省内部连接大油气公司天然气干线管网与城市门站、大型天然气 DES/CCHP 调峰电站、以天然气为原料的大型企业 3 类用户的支线,可由多方投资建设,并逐步形成省内天然气管网。支线输气费按公式 $P_T = \beta(P_{TP} + P_{TE})$ 核算,一般应在 0.100 元/ m^3 以内。省级天然气管网公司应是省内天然气支线管网的规划和管理机构,而不是以赢利为目的的一级天然气交易平台。

3)建议国家发改委尽快制定颁布《天然气下游市场管理和税收规范》,明确城市燃气特许经营的范围只包括民用、商用和小型工业用燃气,按照不同下游用户的供气成本、承受能力和市场拓展要求制订不同的税率。“十二五”期间当务之急是拓展天然气下游市场和控制 CPI,建议给 DES/CCHP 和民用燃气免税。

4)改革 DES/CCHP 调峰发电上网价格机制。大部分 DES/CCHP 都是按照 16 h/d 的模式规划、建设和运行的,夜间停机,峰段和平段的上网电价 $(P_p - \alpha)$ 和 $(P_e - \alpha)$ 参照占全国总电量 75% 的大工业峰段和平段的用电价格 P_p 和 P_e 来制订。 α 值由电监局和物价局测算确定,并根据经济条件的变化而进行调整。

参 考 文 献

- [1] 华贲. 天然气在中国向低碳能源过渡时期的关键作用[J]. 天然气工业, 2011, 31(12): 94-98.
- [2] 华贲. 中国天然气定价机制改革建议[J]. 天然气技术, 2009, 3(6): 1-3.
- [3] 华贲. 2020—2030 年中国天然气发展战略探讨[J]. 世界石油工业, 2011, 31(6): 26-32.
- [4] 华贲, 左政, 杨艳利. 分布式能源系统对中国天然气下游市场开拓的重要性[J]. 沈阳工程学院学报: 自然科学版, 2006, 42(2): 97-103.
- [5] 陈俊武, 陈香生. 中国中长期碳减排战略目标初探(IV)——天然气能源在中国的应用前景和碳减排分析[J]. 中外能源, 2010, 16(8): 1-13.
- [6] 陈俊武, 陈香生. 中国中长期碳减排战略目标初探(III)——石油能源产品在交通运输等行业中的应用和碳减排[J]. 中外能源, 2010, 16(7): 1-13.
- [7] 华贲. 分布式能源与电网优化配置和供电可靠性[J]. 中国发电, 2011(11): 24-26.
- [8] 华贲. 天然气发电项目分类与审批办法建议[J]. 沈阳工程学院学报: 自然科学版, 2011, 7(4): 289-293.