

# 进口 LNG 产业链下游环节对供气成本的影响<sup>\*</sup>

华贲<sup>1,2</sup> 杨艳利<sup>1,2</sup>

(1.华南理工大学天然气利用研究中心 2.强化传热与高产节能教育部重点实验室·华南理工大学)

华贲等.进口 LNG 产业链下游环节对供气成本的影响.天然气工业,2007,27(9):116-118.

**摘要** 为了澄清“天然气终端用户价格会随国际市场价格上涨而成比例增长”的认识误区,分析了 LNG 产业链各环节的费用对最终供气成本的影响。结果表明,由于下游各个环节的费用相对稳定,使最终供气成本增加幅度小于国际贸易价格(即离岸价)上涨的幅度。从模拟计算结果看出:若离岸价上涨 50%,最终供气成本只增加 1/3;同时下游各个环节的成本占总成本的比率由 35% 降低为 26%。充分利用 LNG 的冷能和尽可能分离出湿气中所含的轻烃,可使下游环节成本进一步降低。因此,应积极进口 LNG,采取措施进一步降低成本,做好市场的开拓工作。

**关键词** 液化天然气 产业链 供应 费用 影响 分析 下游环节

## 一、引言

预计到 2020 年天然气将占一次能源构成的 25%,超过煤而居第二位;2040 年更超过石油而居第一位<sup>[1]</sup>。我国天然气在能源构成中的比例 2010 年达到 6%,2020 年达到 12%。目前主要通过管道和海运引进天然气,我国沿海有十来个 LNG 接收站正在筹划。深圳大鹏站已投入运营。

1973 年以来,油气战略资源的国际市场价格都不是由从开采、加工到运输等产业链各环节的实际成本决定;而是由地缘政治、供需格局等稀缺性因素决定。LNG 贸易价格通常与竞争燃料价格挂钩,会随着原油价格的波动而波动。在经济全球化格局下,我国只能按同样的游戏规则、以同样的价格进口 LNG。为了保障人民生活需求,我国经济发展程度又大大低于发达国家,国内自产煤、石油、天然气等能源的价格机制,与国际市场价格存在一定差别。2005 年国际油价新一轮暴涨后,进口 LNG 价格与我国西部自产、就地消费的天然气价格差大幅增加。这就使许多人产生了“进口 LNG 价格太高,用不起”的心理,严重影响了我国进口 LNG 项目的开展。

笔者分析了 LNG 产业链各个环节的成本及其变化对终端供气成本的影响;旨在阐明终端供气价格与 LNG 国际市场价格的变动之间的关系,澄清误解。从而有助于 LNG 进口项目的策划和下游市场

的开拓。

## 二、LNG 各环节成本分析

LNG 项目的最终供气成本(这里指管道输送到达门站的成本,加上合理的利润和税金即为门站的供气价格),主要由天然气开采费用、净化液化费用、产气公司利润和国税、运输费用以及接收再气化及管输费用等构成。因资源状况、运距等具体情况各不相同,各项费用所占比例变化范围很大。不包括利润、税收的各项费用大致比例为:开采 15%~20%,净化液化 30%~45%,运输 15%~45%,接收再气化 15%~25%。

### 1. LNG 开采和净化、液化环节费用及其与国际市场离岸价格的关系

国际市场上的 LNG 价格,不论是长期合同价还是现货或期货价,都是指 LNG 的离岸价(FOB)。FOB 价由天然气开采费用以及净化、液化费用加上资源国家征收的税赋和公司的利润构成。净化和液化费用随着竞争性技术的引进,在 1993~2003 年的 10 年间已降低了 35%~50%<sup>[2]</sup>。总体来说,LNG 的勘探开发、净化和液化费用相对稳定。但是 LNG 的 FOB 价格与国际原油价格一样,是随着国际地缘、政治、经贸、气象、供需格局等因素的变化而大幅度波动的。成本稳定而价格变化,变的乃是开发商的利润和产气国的税收。

\* 本文为国家重点基础研究开发规划“973”项目(编号:G2000026307)研究成果。

作者简介:华贲,教授。地址:(510640)广东省广州市天河区五山。电话:(020)87113744。E-mail:hhuab973@scut.edu.cn

## 2. LNG 船运费用成本分析

LNG 运输船在运输过程中冷量会有所损失,依靠部分 LNG 的气化来补充失去的冷量。一般情况下,日气化量为货物量的 0.10%~0.25%<sup>[3]</sup>。这部分气化的天然气可用作船的发动机燃料。航程越远,运输成本越高。

LNG 的运输费用主要包括 LNG 运输船的折旧费用、燃料费用以及管理和人员费用。随着 LNG 贸易的发展,LNG 运输费降低了 40%<sup>[4]</sup>。13.8 万吨级的专用船 1995 年造价为 2.8 亿美元,到 2003 年降到 1.5~1.6 亿美元<sup>[5]</sup>。运输船设计年限一般为 20 年,如果船舶在运营期间无重大故障发生,航行 40 年也属正常。同时船的使用率也越来越高,折旧费用在不断下降<sup>[6]</sup>。运输船一般用自身运输的 LNG 作为燃料,随着 LNG 的 FOB 价的上涨,燃料费用也在不断增加。2003 年以包租船运合同方式进口 LNG 的运输费大约 0.6 美元/MMBtu,相当于 0.16 元/m<sup>3</sup> 左右。其中折旧费、燃料费和管理费所占比重大致为 3.4:2.3:3.4。这个比例会随造船费用、运输距离、燃料价格的不同而有差异。但是可以判断,随 LNG 的 FOB 价格升高而升高的燃料费用不会对运输费用整体产生太大的影响。

## 3. 接收站和气管输费用成本分析

LNG 的接收、再气化、分输和利用等下游设施的建设面临着在项目初始阶段供气设施的投资大、风险高、融资困难等问题,而且这些投资都是一旦发生便不能变卖收回的沉没成本。所以这一部分的投资必须在有气源的保障下才能进行。

接收站和气管输网费用的成本主要包括接收站和管道设施的折旧成本、LNG 的再气化成本以及人工管理费。一个几百万吨/a 的进口 LNG 项目,其工程站线总投资需要几十亿元人民币。如果折旧期按 20 年计算,分摊到向下游供应的天然气上,直线计算折旧费相当于 0.04~0.08 元/m<sup>3</sup>。而 LNG 气化、管网输送、人工管理以及财务等费用,则与所采用的气化方案、公司的运营管理模式和水平等因素密切相关。在采用传统的海水/加热炉补充气化方案下,这两笔费用共计约为 0.3 元/m<sup>3</sup>。

## 4. 冷量利用对气化成本的影响和降本潜力分析

LNG 在气化过程中可释放约 860~830 kJ/kg 的冷能。这些冷能可用于深冷粉碎、空分、冷库等低温行业,创造可观的经济效益。我国目前的进口 LNG 项目采用海水/加热炉补充燃料加热的气化方法,造成巨大的冷能资源浪费和环境冷污染,影响周

围海域及地区的生态环境。后续的几个进口 LNG 项目都在计划和开始利用这些冷能。这样,同时又可降低 LNG 下游供气成本。

LNG 冷能利用范围很广,但会受到接收站附近冷能用户市场的制约。具体的利用方式和利用方案不同,则利用效率不同,产生的经济效益也不相同。从约 -150 °C 升温到常温的 LNG,释放出的冷能的价值按当量电价计算约为 420 元/t。假如这部分冷能被完全利用,将会产生 0.3 元/m<sup>3</sup> 的经济效益,刚好与 LNG 的气化费用抵消<sup>[6]</sup>,即使冷能利用效率只有 50%,也对降低 LNG 气化费用,从而降低下游供气成本有重大影响<sup>[7]</sup>。

## 5. 湿气源 LNG 中用冷量分离轻烃对供气成本的影响

根据 LNG 中乙烷、丙烷、丁烷等烃类(C<sub>2</sub><sup>+</sup>轻烃)含量的高低,LNG 可分为湿气和干气。其中含 C<sub>2</sub><sup>+</sup>轻烃重量分数在 10% 以上的,可看作湿气。

LNG 湿气的热值高于干气,天然气工业的发展要求建立统一的热值标准,将湿气中的 C<sub>2</sub><sup>+</sup>轻烃分离出来是一种最经济、有效的热值调整方法。同时,轻烃是一种非常优质的化工原料,可生产高附加值的化工产品。所以利用 LNG 本身的冷量分离出其中的 C<sub>2</sub><sup>+</sup>轻烃,不仅可以调节 LNG 的热值,使之与管道天然气相匹配,充分利用了 LNG 资源,而且分离出来的 C<sub>2</sub><sup>+</sup>轻烃还可代替石脑油等重组分作为生产乙烯的原料,降低乙烯工业的生产成本,从而产生可观的经济效益<sup>[8]</sup>。

按照近年来国际市场沙特阿拉伯 C<sub>3</sub>、C<sub>4</sub> 合同价与 LNG 的差价,当 C<sub>2</sub><sup>+</sup>轻烃重量分数在 15% 时,分离出 C<sub>2</sub><sup>+</sup>轻烃用做乙烯原料,扣除分离设施投资和运行费用,净收益约为 LNG FOB 价的 10% 左右;可降低下游供气成本 0.10 元/m<sup>3</sup> 以上。C<sub>2</sub><sup>+</sup>含量越高,收益越大。可见从湿气中分离轻烃将会在很大程度上降低 LNG 项目下游供气的成本。

## 6. LNG 罐箱运输费用对 LNG 销售成本的影响

LNG 在常压下体积只有气态的 1/625,槽罐内液体温度为 -162 °C。通过低温绝热技术,运输期间液体的挥发量很小,如果罐箱运输车采用 LNG 发动机,则挥发的部分正好可用作燃料。由一些经验数据可知,采用 LNG 罐箱运输,每 100 km 的燃料费约为 0.03 元/m<sup>3</sup> 天然气。罐箱运输节省了管网的投资和运行费用,但需要罐箱运输车—气化站的投资和运行费用。罐箱运输和管网运输随运输距离的远近、持续时间的长短而各有优劣。在下游市场开

拓过程中,两者是协同互补,相得益彰的。在研究具体的市场开拓计划时,须进行仔细的规划。

综上所述,以 FOB 价为 4 美元/MMBTU 为例:LNG 的 FOB 价按美元汇率 8.0 折算后为 1597 元/t LNG,1.16 元/m<sup>3</sup> 天然气,加上船运成本 0.16 元/m<sup>3</sup>,气化、接收站和管道的投资折旧费和管理费 0.35 元/m<sup>3</sup>,LNG 项目公司的利润 0.11 元/m<sup>3</sup>,则下游供气门站价为 1.78 元/m<sup>3</sup>。即 LNG 离岸后下游环节增加的成本为 0.62 元/m<sup>3</sup>。必须说明,目前国家扶持 LNG 项目,进口材料和设备免关税、增值税,进口的 LNG 免进口关税,且由获利年度起所得税实行两免三减,因此上述计算未列入税收成本。这样,下游环节成本在门站价中所占的比例为 0.62/1.78=0.35。

如果 LNG 的 FOB 价上涨到 6 美元/MMBTU,涨幅为 50%。美元汇率仍按 8.0 折算,则 LNG 的 FOB 价合人民币为 1.747 元/m<sup>3</sup>。如果下游环节成本保持不变,仍然为 0.62 元/m<sup>3</sup>,那么门站价将变为 2.37 元/m<sup>3</sup>,即涨幅约为 33%,远小于 FOB 价的涨幅。此时下游环节成本在门站价中所占的比例已经减小为 0.62/2.37=0.26。

按照上述下游环节成本分析:①船运成本中的燃料成本因 LNG 的 FOB 价格上涨而增加 50%,其余部分保持不变,即总船运成本增加 0.016 元/m<sup>3</sup>;②LNG 冷能利用是不难达到 0.10 元/m<sup>3</sup> 的效益的,因此气化成本可以由于采用 LNG 冷能回收利用而由正值变为负值。这样,下游环节成本可以降低 0.084 元/m<sup>3</sup>,变为 0.536 元/m<sup>3</sup>,门站价为 2.286 元/m<sup>3</sup>。下游环节成本占门站价的比例变为 0.536/2.286=0.23。如能进一步采用 LNG 冷能分离其中的 C<sub>2</sub><sup>+</sup> 轻烃措施,下游供气成本还有进一步降低的空间。

### 三、结 论

(1)下游环节成本相对稳定,所以门站价上涨的幅度恒小于 FOB 价上涨的幅度。

(2)充分利用 LNG 的冷能和尽可能分离出湿气中所含的轻烃,可使下游成本进一步降低。

(3)采用 LNG 陆上槽车运输与管道输送相结合,供应部分较边远的和 LNGV 用户。

面对日益高企的 LNG 价格,还是要积极进口,但一定要做好市场开拓工作,同时要灵活捕捉市场

机会,实行长期合同和中期/短期合同相结合的策略。LNG 下游市场开拓应坚持以下原则:①LNG 只替代单位等热值价格比自身高的 LPG、油制品、电、人工煤气,以及原来燃煤但现在禁燃煤地区的煤;②大力开发居民、工商业团体用户(包括集中空调和热电冷联供)、特定的大工业用户、LNG 汽车、CNG 汽车等,适当配置调峰燃气电厂用气;③在输气管线未覆盖地区积极开拓有战略意义的槽车液体输送加卫星站气化的市场,大力扩展供气范围;④对电厂用户,要对其政策适用性、承受力、上网电价、用气比例、实行差别气价可能性等进行详细分析;⑤以有承受力和有经济性的用户用量作为市场容量以确定项目规模、采购量和建设时间<sup>[9]</sup>;⑥充分利用 LNG 冷能,发展 LNG 轻烃分离以及冷热电三联供项目等。

随着中国经济快速发展和人民币逐步升值,只要大力发展天然气冷热电联供、尽快提高能效,下游用户是能够承受国际 LNG 价格的。

### 参 考 文 献

- [1] 武建东.以气体能源为核心的能源结构转型[EB/OL].(2007-03-09).<http://finance.sina.com.cn/economist/jingjixueren>.
- [2] 张抗.世界有多少 LNG[J].能源政策研究,2006(2):50-54.
- [3] 袁海玲,赵保才,王稳桃.LNG 资源和 LNG 贸易介绍[J].天然气工业,2005,25(5):96-99.
- [4] NAMBA N, SHUKU M, YUASA K, et al. Transportation of clean energy at Sea-Mitsubishi LNG Carrier, at present and in future[J]. Mitsubishi Heavy Industries Ltd, Technical Review, 2003,40(1).
- [5] 张祁,吕连浮.世界液化天然气的发展及对我国的启示[J].国际石油经济,2004,12(7):51-55.
- [6] 李珩,肖进.液化天然气贸易与船舶运输需求[J].2006,28(2):3-6.
- [7] 徐文东,华贲,李志红,等.LNG 冷量优化集成利用技术[J].天然气工业,2006,26(7):127-129.
- [8] 熊永强,华贲,李亚军,等.液化天然气冷量利用与轻烃分离集成优化[J].现代化工,2006,26(3):50-53.
- [9] 唐振华.LNG 引进促进我国天然气产业的大发展[C]//广东油气商会.2006 国际 LNG 会议论文集.油气世界,2006.

(修改回稿日期 2007-02-26 编辑 赵 勤)