

中国新建 LNG 接收站的经营困境及其对策

韩 广 忠

中海石油气电集团有限责任公司

韩广忠.中国新建 LNG 接收站的经营困境及其对策.天然气工业,2014,34(5):168-173.

摘 要 由于中国自产气和管道进口气无法满足日益增长的天然气消费需求,2015 年缺口量将达 $540 \times 10^8 \text{ m}^3$,因此需要通过建设新的 LNG 接收站设施、大力增加 LNG 进口量来弥补。但近年来,我国几个新建的进口 LNG 接收站都遇到了购销价格严重倒挂的经营困境,即如果按照现行的管道气门站价格销售 LNG,每卖 1 m^3 天然气将会出现 2~3 元的亏损。采用比较法和内外因分析法研究了这一现状,结果认为,进口 LNG 价格倒挂问题的根源主要表现在:①亚太市场与油价挂钩的 LNG 采购定价机制不合理;②国内销售定价方式不科学,忽视了热值和环保因素;③ LNG 蕴含冷能高达 $830 \sim 860 \text{ MJ/t}$,但国内对 LNG 冷能利用开发力度不够;④液态 LNG 直销市场价格承受力强,但国内目前开发效果不理想。针对形成上述困境的有关根源,研究并提出了相应的对策和建议:今后要在建立 LNG 期货交易中心、多采购 HH(美国 Henry Hub 期货交易中心)价格气源、打造海外 LNG 生产基地、改变国内定价方式、出台环保补贴政策、发展冷能利用和液态直销产业等方面多做工作,争取尽快破解我国新建 LNG 接收站的经营难题。

关键词 中国 进口 LNG 接收站 经营困境 亏损 价格 期货市场 冷能利用 液态直销 定价方式

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2014.05.025

The business difficulties in China newly-built LNG receiving terminals and countermeasures

Han Guangzhong

(CNOOC Gas and Power Group, Beijing 100027, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 34, ISSUE 5, pp.168-173, 5/25/2014. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: Since Chinese self-produced gas and pipeline gas from abroad cannot meet the growing demand for natural gas, and the huge gap of natural gas supply will be up to 54 billion m^3 in 2015, therefore, more and more LNG receiving terminals and facilities will be needed for importing a great volume of LNG to make up for such a gap in China. However, in recent years, several new LNG terminals have experienced a serious business difficulty that the selling prices drop away from the state purchasing prices, that is, if one cubic meter gas is sold at the gate price of pipeline gas, about two to three yuan (RMB) will be lost. Through comparison and cause-effect analysis, we found that the roots of the problem are mainly as follows. First, in the Asia-Pacific markets, the LNG procurement-pricing mechanism linked to oil prices is unreasonable. Second, the domestic LNG sales pricing method ignores the factors of calorific value and environmental protection. Third, the huge cold energy of $830 - 860$ thousand kJ/t in LNG has not been fully utilized. And finally, although with a strong price affordability, the direct selling market of LNG in liquid state has been far underdeveloped. For the above reasons, solutions were proposed to break through the business difficulty of new LNG terminals: to build LNG futures trading centers in China, to purchase more Henry Hub Natural Gas Spot Price gas, to build overseas LNG production bases, to change the domestic pricing method, to formulate the environmental subsidy policy of LNG, to expand the cold energy utilization of LNG, and to develop the direct selling market of LNG in liquid state, and so on.

Keywords: China, importing LNG, receiving terminals, business difficulty, deficit, price, futures market, cold energy utilization, directly selling of LNG in liquid-state, pricing method

作者简介:韩广忠,1978 年生,博士;毕业于中国人民大学;现任中海石油气电集团办公室高级主管,主要从事企业文化和企业文化研究工作,独立出版译著两部,发表论文 10 余篇。地址:(100027)北京市朝阳区东三环北路甲 2 号京信大厦 2345 房间。电话:(010)84526558。E-mail:hangzh@cnooc.com.cn

由于自产气和进口管道气无法满足我国日益增长的天然气需求,需要大力引进 LNG 以弥补国内天然气供应的缺口。因此,在已有的广东大鹏、福建、上海 3 个 LNG 接收站的基础上,近年来国内又陆续新建了江苏如东、大连、浙江宁波、天津浮式、唐山、珠海等 LNG 接收站。但是,这些新建成的 LNG 接收站并没有上述 3 个老接收站那么“幸运”,在生产运营上都遇到了很大的难题,LNG 进口价格与销售价格倒挂严重,从而在中国能源界引发了对于新建 LNG 接收站经营困境的广泛研究和剖析,试图找到解决问题的方式和方法。这就是本文研究的基本背景与出发点。

1 中国新建 LNG 接收站的必要性

目前我国新建和在建的一批 LNG 接收站是在

“十一五”末期以及“十二五”初期被审批通过的,当时环境保护问题已日益引起中央政府的高度重视,并决定加快调整我国的能源消费结构。由于天然气环保性能优异^[1],又可大规模利用,已成为世界清洁能源的主要发展形式。中国的天然气消费总量目前排在世界第三位,而且大有争当亚军之势,但是人均年消费天然气量和天然气在一次能源中所占的比例都大大低于全球平均水平(图 1)。在多地频现严重雾霾和环境污染治理的重压之下,中国必须提升天然气这种清洁能源的利用水平,于是政府出台了《国家能源“十二五”规划》,其中明确提出要大力发展清洁环保的天然气,计划在“十二五”末期实现天然气在一次能源消费结构中的比重由 4% 左右提升至 7.5%,提升 3.5 个百分点。

根据政府对节能降耗和能源结构调整的强约束政

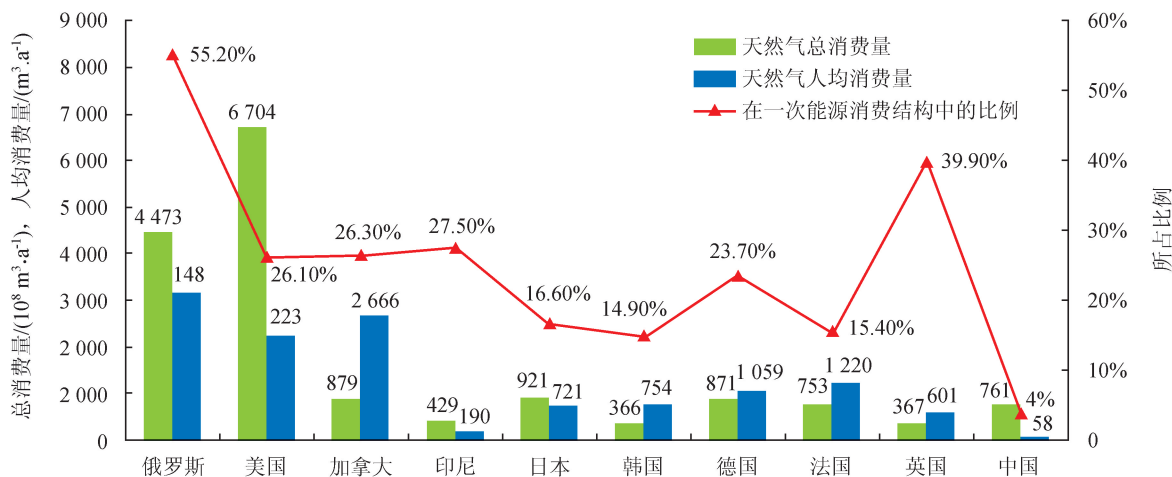


图 1 2011 年世界主要国家天然气消费量对比情况图

注:资料来源于中海石油气电集团

策,又基于国民经济社会发展预期,在“十二五”和“十三五”期间,随着中国城镇化的快速发展,能源消费总量将快速增加。从总体上判断,中国天然气实际需求总量(包括调峰用气)2015 年将达到 $2\,740 \times 10^8 \text{ m}^3$,2020 年将达到 $5\,060 \times 10^8 \text{ m}^3$,而在不考虑 LNG 进口的情况下,中国天然气的供应能力(自产气和管道进口气)2015 年仅为 $2\,200 \times 10^8 \text{ m}^3$,2020 年将达到 $3\,900 \times 10^8 \text{ m}^3$,天然气供应缺口 2015 年为 $540 \times 10^8 \text{ m}^3$,2020 年将增至 $1\,160 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[2]。

依照能源界所达成的共识,弥补天然气供应缺口最基本也是最有效的途径就是引进 LNG。因此,根据上述缺口量数据,中国 LNG 引进量 2015 年将为 $4\,000 \times 10^4 \text{ t}$,2020 年将为 $8\,600 \times 10^4 \text{ t}$ 。而“十二五”之前只有广东大鹏(一期、二期合计 $670 \times 10^4 \text{ t}$ 规模)、福建 LNG(一期 $260 \times 10^4 \text{ t}$ 规模)、上海 LNG($300 \times 10^4 \text{ t}$

规模)建成投产,总接收能力仅为 $1\,230 \times 10^4 \text{ t}$,与上述能源供应缺口相去甚远,故在“十二五”期间中国又加紧建设了福建 LNG 二期、江苏如东 LNG、大连 LNG、浙江宁波 LNG、天津浮式 LNG、唐山 LNG、珠海 LNG、深圳 LNG、海南 LNG、青岛 LNG、粤东 LNG 等一大批接收站,同时规划了“十三五”的建设站点。按照新建、在建和规划建设的站点情况,我国 LNG 接收站规模 2015 年将达 $5\,000 \times 10^4 \text{ t}$,2020 年将达 $8\,200 \times 10^4 \text{ t}$ 。这些接收站规模基本能够满足弥补天然气供应缺口的要求。

因此,这些新建站点是中国能源发展的必然选择,也必将为中国的清洁能源供应发挥巨大的作用。

2 新建进口 LNG 接收站的经营困境

亚太地区 LNG 市场近年来已由买方市场转变为

卖方市场,并且随着油价暴涨,LNG 价格也一路走高。广东大鹏 LNG 来自澳大利亚西北大陆架、福建 LNG 来自印度尼西亚东固一期气、上海 LNG 来自马来西亚 LNG 较为低廉的价格已难觅踪影,江苏如东、大连、浙江宁波等几个新建 LNG 接收站基本上都是签订的来自卡塔尔的长期 LNG 合约,到岸价格基本都在 4 元/ m^3 左右的超高位;同样现货价格也节节攀升,2013 年来自也门的 LNG 现货价格也一度达到了 5 元/ m^3 左右的到岸价。

目前,我国进口 LNG 进入管网输送系统后,销售价格一直都是与管道气一样,以体积计量方式统一销售,基本上都执行的是不超过 2 元/ m^3 的门站价格,导致进口 LNG 购销价格严重倒挂。以中石油江苏如东 LNG 接收站为例,西气东输一线供到江苏的天然气门站价格仅为 1.99 元/ m^3 ,而来自卡塔尔的 LNG 到岸价加上税费和气化费之后,成本已在 5 元/ m^3 左右。如此一来,接收站每销售 1 m^3 天然气就要亏损 3 元左右。由于该站主要用于管道气调峰,液态 LNG 销售量非常小,该接收站 2013 年引进了 LNG 303×10^4 t,如果全部卖掉,则全年亏损将达 120 亿元之多。即使按照广东、广西天然气价格改革试点分别确定的门站价格 2.74 元/ m^3 、2.57 元/ m^3 来测算,江苏 LNG 每销售 1 m^3 天然气也会亏损在 2 元以上,价格倒挂依旧严重。中石油的大连 LNG、刚投产的唐山 LNG 命运与江苏 LNG 相仿,中石化旗下的在建 LNG 接收站未来也会面临相同的窘境。

相比之下,中海油旗下新建成的浙江 LNG、广东大鹏二期、福建 LNG 二期情况则稍好一些。一方面是因为中海油的 LNG 采用市场定价销售方式,并且 LNG 液态直销(价格承受力强)占一定比例;更重要的是因为其采用了捆绑销售的方式,旗下的广东大鹏一期、福建 LNG 一期等低廉的存量气以及自产的海上天然气资源(以下简称海气)可以对整个资源池价格起到有效的平抑作用。当然随着中海油珠海 LNG、天津 LNG、深圳 LNG、粤东 LNG、海南 LNG 的相继投产,如果按照现在的形势发展,其存量气和产量有限的海气资源(海气资源开采成本也在大幅提升)对于 LNG 价格的平抑作用将会越来越弱,中海油的新建 LNG 接收站经营也会面临着亏损的困境。

3 进口 LNG 价格严重倒挂的主要原因

既然建站初衷是正确的,并且对于中国的能源供应意义重大,那么我们就必须找到进口 LNG 价格严重倒挂的问题根源,逐一分析并有效破解。这样才能

使新建 LNG 接收站在发挥能源供应生力军作用的同时,逐步摆脱自身严重亏损的困境。为此,采用比较法和内外因分析法研究了这一现状后认为,造成目前困境的原因主要如下。

3.1 LNG 采购定价方式的问题

按照 LNG 主要消费国所在区域,将国际 LNG 市场主要分为北美、西欧和亚洲三大市场。

1) 北美市场的 LNG 价格主要参考 Henry Hub 等天然气期货价格,基本与油价脱钩,近年来维持在 4 美元/MBtu 上下(1 Btu $\approx$ 1.055 kJ),按照当前的汇率,约合 1 元人民币/ m^3 。

2) 西欧市场的 LNG 价格主要是参考英国 NBP 天然气期货价格,近年来基本在 9 美元/MBtu 左右,约合 2.2 元人民币/ m^3 。

3) 亚太市场的 LNG 价格主要是参考日本 JCC 价格,与油价直接挂钩,近年来由于原油价格一直高位运行,故该地区的 LNG 价格基本处于 16 美元/MBtu 左右的超高水平,约合 4 元人民币/ m^3 。中国处于亚太地区,由于缺乏定价话语权,基本是跟随日本、韩国等国家按照 JCC 价格来采购 LNG。因此 LNG 价格也就只能随着油价一路高企了。

3.2 国内 LNG 销售定价方式的问题

由于 LNG 在液化过程中去除了水分、硫化物、氮氧化物、重质烃等杂质,甲烷含量超过 87%^[3],一般情况下其热值要高于普通管道气,另外其环保效果也更好。因此,LNG 与管道气统一按体积定价销售的方式是不科学的,忽视了热值和环保效果上的差异。

LNG 的季节性调峰作用非常显著。例如,2013 年夏季,浙江省遭受“百年一遇”的极暑天气,电力供应严重吃紧,天然气需求量激增,浙江省面临巨大的天然气供应缺口,经多方商讨,最终的解决途径是由中海油协调安排浙江 LNG 接收站加大 LNG 供应量,临时安排多个船次的 LNG 补充浙江省内的需求。在整个迎峰度夏期间,浙江 LNG 接收站日最大外输量较平均日计划外输量增加了近 2 倍,持续供应 41 d,有效地承担起了浙江省的应急保供责任。再如,燃气电厂作为天然气的主要用户之一,目前在国内基本上发挥的是电网调峰作用,由于国内电价缺乏上网电量峰谷定价机制,无法充分体现天然气在发电方面的特殊调峰作用。因此,目前国内缺乏天然气季节性价差和昼夜峰谷气价的定价机制,也是使得 LNG 价格倒挂的原因之一。

3.3 对 LNG 冷能利用不够

LNG 的存储压力较低(一般小于 200 kPa),温度

约为-162℃,LNG接收站根据不同的用户需求,将LNG加热至0℃以上输送到用户,传统的加热方式是直接采用海水汽化器或是燃气加热器加热。但无论采取哪种方式都会使830~860 MJ/t的冷量白白浪费掉,但若将此冷能转换为电能则可达240 kWh/t^[4]。目前,在国际上LNG冷能利用技术已较为成熟,LNG的巨大冷能既可以用于冷库制冷或者用来发电,同时也可以用于粉碎橡胶等工业领域。LNG的冷能利用对于提升LNG的综合利用率以及经营效益可以发挥积极作用。但遗憾的是,当前国内已建成的LNG接收站基本都没有形成一体化的LNG冷能利用产业链。

3.4 LNG 的液态直销市场培育力度太小

LNG的液态直销市场属于LNG的高端市场,目前主要是车船加注市场。由于与同热值汽柴油相比具有较大的价格优势,LNG加注行业可以承受5元/m³以上的高价LNG,同时也为接收站节省了可观的气化成本。根据中海石油气电集团在天津渔船改造的试验情况,改造后渔船变成了柴油—LNG混合燃料船舶,

LNG对柴油的替代比率达到70%,LNG目前市售价格约4.5元/m³,而柴油价格则约为8元/L。如果实行替代,上述渔船每年的燃料费用可以节约20%以上。据统计,目前全国渔船燃油消耗量约800×10⁴ t/a,如果都改造成LNG—柴油混合动力渔船,则全年可以节约100亿元以上的燃油费用,如果改造成纯LNG动力船舶,则其经济效益将会更加明显^[1]。液态直销的方式在汽车LNG加注领域的经济效益也同样突出。

此外,LNG以常压形态存在,燃点高(645℃)、爆炸下限值高、密度低,稍有泄漏很快在空气中挥发扩散,安全性能较高。而且LNG燃料与CNG燃料相比优势也比较突出(表1),可以说是车、船替代燃料的理想选择。但是由于加注站建设土地获取难度大、车船改造费用高昂、改装后的检验和运行管理规范缺乏、水上或岸基加注站建设规范缺乏等问题,我国的LNG加注产业发展并没有达到预期设想,发展加注产业较早的中海油目前每年加注量也仅仅超过20×10⁴ t。这与该公司LNG超过1 000×10⁴ t/a的引进量相比,只能算是杯水车薪。

表 1 LNG 燃料与 CNG 燃料性能比较表

项目	LNG 燃料	CNG 燃料
环保性	液化处理过程中脱除硫、水分、氮化物和固体颗粒等杂质,组分更优,环保效果更优	由于未去除杂质,环保效果低于 LNG
安全性	常压储存,如泄漏由于巨大温差会瞬间挥发,安全性高	储存压力为 20 MPa 的高压,安全性较差
热值效率	热值稳定且较高,同型号同功率汽车 LNG 燃料耗气量低	热值变化大且较低,同型号同功率汽车 CNG 燃料耗气量高
续航能力	一辆配备 275 L 容积低温车载瓶的 LNG 公交车,加注时间不到 3 min,加满后可连续行驶 400~500 km	一辆配备 6~8 个高压车载瓶的 CNG 公交车,加气时间超过 15 min,加满后可连续行驶 180~200 km
配套加注站	LNG 加注站占地面积小、投资小、无噪音污染	CNG 加气站占地面积大、投资大、有噪音污染

注:资料来源于中海石油气电集团

4 对策与建议

针对形成上述困境的相关根源,研究并提出了以下相应对策和建议。

4.1 尽快筹建 LNG 期货交易中心

根据上述分析,亚洲 LNG 市场价格之所以一路攀升到北美市场价格的4倍、西欧市场价格的2倍之高,主要原因之一就是亚太区域LNG价格与不断攀升的原油价格挂钩,失去了按照供需上下波动的自主性。因此,如何才能使LNG价格与油价脱钩,已成了亚洲各国在LNG定价方式改革方面的头号课题。经过研究,专家们得出初步结论,使亚洲LNG价格摆脱

与JCC油价挂钩的最好途径就是建立亚洲自身的LNG期货交易中心。

建设亚洲LNG期货交易市场的可能性有多大呢?这主要取决于两个方面:①亚洲LNG的消费总量,据统计,亚洲目前已经成为全球最主要的LNG消费市场,2012年,亚洲国家和地区累计消费LNG1.67×10⁸ t,占全球LNG总产量的70.7%,同比增长9.2%,随着中国和印度经济的高速发展,亚洲LNG市场需求量将进一步提升^[5],因此亚洲已经具备了建立LNG期货交易中心的市场基础。②亚洲LNG交易标准化和金融化的程度,目前亚洲各国为支持LNG的现货贸易,LNG市场已经形成了从运输船舶到接收站卸

载、外输等方面明确的技术标准,我国也是 ISO 天然气技术委员会成员国,在天然气技术标准方面也日益成熟;另外,亚洲 LNG 市场活力为全球最强,随着金融市场的全球化,将会有越来越多的投资基金加入到 LNG 产业中,支撑亚洲 LNG 期货交易中心的运作^[6]。

目前,日本正在谋求建立 LNG 期货市场,如果建成后自然对于亚太 LNG 市场是一个利好,但是届时包括我国在内的其他亚洲国家都参考经济高度发达、LNG 价格承受力较强的日本市场价格,显然也会有失公平。其实,我国沿海地区的 LNG 供应竞争已经较为激烈,同时也逐渐形成了各大区域的统一管网系统,气源多元化,并且具备较为充分的 LNG 储存设施(运营和在建的已达 13 座)。这说明中国也已具备了建立 LNG 期货交易中心的物质基础,可以在东南沿海先行开展 LNG 交易试点,为我国天然气价格改革以及亚太 LNG 定价机制探索和积累经验^[6]。

4.2 加大对北美 LNG 资源的采购力度

在未形成亚洲自己的期货交易价格之前,我们还可以通过购买北美与气价直接挂钩的 LNG,逐步改变与油价挂钩的定价方式。北美的 LNG 资源基本上都参考的是美国 Henry Hub 期货交易中心的价格,近期该价格一直维持在 3~4 美元/MBtu,仅相当于亚洲 JCC 价格的五分之一左右,即使加上适当的运费和溢价,也大大低于亚洲目前的市场价格,具有很强的竞争力。目前,韩国 KOGAS 已经获得了来自美国 Cheniere 公司 Sabine Pass 项目的 350×10^4 t LNG 购销合同,根据 Cheniere 公司的估计,从美国墨西哥湾将 LNG 运到亚洲市场的航运成本是 2.8 美元/MBtu,如果 KOGAS 现在就从美国进口 LNG,加上税金等其总成本将是约 9 美元/MBtu,远远低于当前韩国 16 美元/MBtu 的 LNG 到岸价格^[7]。日本的三井、三菱、大阪燃气、中部电力也分别与美国的卡梅隆、自由港项目签订了总量超过 $1\,000 \times 10^4$ t 的 LNG 购销协议^[6]。

由于各方面的原因,中国在北美尤其是在美国采购 LNG 进展不顺利,但一些公司还是找到了曲线采购的办法来获得 Henry Hub 价格的气源,例如中海油与英国 BG 公司 2013 年签署的 500×10^4 t LNG 中的部分资源量是与 Henry Hub 价格挂钩的。其实,北美的加拿大等国也在谋求向亚太地区出口 LNG,即使美国也没有明确限制 LNG 出口中国的规定或政策,我们要敢于接触,寻找资源谈判机会。

4.3 打造 LNG 海外资源生产基地

天然气资源开发属于投资巨大的行业,当前即使是发达国家的天然气区块勘探开发最紧缺的也同样还

是资金投入,我们要抓住这种机会,积极介入国外天然气上游产业,通过参股或控股的形式获得价格有竞争力的资源。中海油、中石油、中石化三大国有能源公司已经在澳洲、美国、加拿大、东非、塞浦路斯等国家和地区开展了 LNG 生产基地的相关工作。目前,俄罗斯由于向欧洲出口天然气不太顺畅,天然气价格逐步下降;另外,获得俄罗斯出口专营权的俄气公司正在遭到俄国内要求打破垄断的挑战。2013 年 1 月,俄总理梅德韦杰夫在达沃斯经济论坛上表示,取消液化天然气出口垄断具有一定的可能性,这也许会给我们带来介入这一能源大国天然气上游开发的良好契机。此外,伊朗的政治环境有所改善,我国中断几年的北帕斯气田等天然气项目的开发又迎来了新的转机。总之,我们要通过海外资源基地的建设,获取到价格有竞争力的 LNG 资源,以期有助于解决新建接收站的 LNG 购销价格严重倒挂的难题。

4.4 改变国内定价方式,加大对 LNG 产业的环保政策补贴

当前我国的天然气市场,既有陆上气源,也有海上气源,既有常规气源,也有煤层气、页岩气等非常规气源,既有进口管道气,也有进口 LNG,可以说气源已经实现了多元化和多源化,对于中国的能源供应发挥了多渠道保障的作用,但是这也会带来一个问题,即气源的气质各不相同。目前我国采用的以体积定价的方式已不适应当前多气源的供应格局,应该逐步采用国际通行的以热值定价的方式才能更加公平合理。如果实行以热值定价,那么组分更加纯正的 LNG 由于热值更高就会获得更好的回报。同时针对 LNG 在调峰和应急保供中的巨大作用,应尽快出台 LNG 季节性调峰和昼夜峰谷定价机制。

由于 LNG 在液化过程中已经基本去除了硫化物、氮氧化物以及其他固体颗粒杂质,甲烷含量一般在 90% 以上,其燃烧成分主要是二氧化碳和水,与常规天然气相比环保效果更加突出。当前,我国正在大力治理雾霾大气污染,部分省份还立下了军令状,拿出大量的财政资金投入到环保领域,要在未来几年下大决心改善空气质量。硫化物、氮氧化物及其他固体颗粒污染物都是雾霾天气的元凶,与石油燃料相比,燃烧天然气由于上述污染物排放量更少,因而各地正大力倡导发展天然气工业。但有时也忽略了 LNG 比普通天然气更加环保的优点。其实,大力发展 LNG 产业对改善雾霾天气更能发挥立竿见影的作用。因此,国家和地方政府应该根据对于环境保护的贡献,出台面向 LNG 提供商的合理补贴政策。

4.5 推进 LNG 冷能利用产业

按照前面的分析,冷能利用对 LNG 接收站本身的经济和产业发展效益也不可忽视。工程研究的数据表明:一个 300×10^4 t 大型 LNG 接收站通过售冷、节省 SCV 燃料气收益加上税金,总经济效益近 4 亿元/a (扣除相应成本和损耗后),投资财务内部收益率(税前)可由 10% 提高到 15%,税后投资财务内部收益率可由 8% 提高到 12%,而且能够带动下游冷能产业链的形成,增加一批投资效益好的项目^[8]。

随着国际石油价格暴涨,亚太 LNG 价格也一路高企,LNG 冷能越来越显得珍贵,其利用也愈发必要。这对于人均能源资源只有世界平均水平一半的中国来讲,就更加必要。当前,国家主管部门已经将冷能的经济有效利用作为了审批整个 LNG 项目的条件之一^[9],创造了一个能够与 LNG 接收站项目同步发展 LNG 冷能利用产业的历史机遇,我们应该尽可能把每个大型 LNG 接收站都规划为包括冷能利用产业链、天然气冷热电联供的工业/城镇能源循环经济链,以及轻烃分离用作化工原料产业链的循环经济园区;并积极开发具有自主知识产权的 LNG 冷能综合优化利用技术,使 LNG 冷能得到科学的和尽可能充分的集成优化利用^[10]。

4.6 积极培育 LNG 液态直销高端市场

LNG 液态直销市场对于价格的承受力很高,与汽柴油相比,LNG 价格即使达到 6 元/ m^3 ,仍然具有很强的竞争力,如果大力发展车船加注等 LNG 液态直销市场,即使按照当前进口 LNG 的最高成本(接近 5 元/ m^3)来计算,盈利空间仍然还是很大的。据《中国统计年鉴 2012》的数据,2011 年我国公路营运汽车保有量为 $1\,263 \times 10^4$ 辆,其中载货汽车 $1\,179 \times 10^4$ 辆,对于载货汽车,按日行驶 400 km,100 km 耗气 40 m^3 ,年运营 300 d 计算,单台车年耗气约 $4.8 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。如果全国有 5% 的载货汽车改用 LNG 作燃料,则 LNG 总需求量将达 $375 \times 10^8 \text{ m}^3$ 之多,折合约 $2\,700 \times 10^4 \text{ t}$ ^[2],而全国的年引进 LNG 量 2011 年为 $1\,200 \times 10^4 \text{ t}$,2013 年还不到 $2\,000 \times 10^4 \text{ t}$ 。再加上矿山机械、水运船舶等都可以采用 LNG 作燃料,LNG 液态直销市场不可小觑。这对于解决新建 LNG 接收站经营困境有可能将发挥巨大的作用。

总之,要从根本上解决目前新建 LNG 接收站项目的经营困境,需要多方重视、多管齐下、各施其责、落到实处。这样才能共同支撑清洁环保的 LNG 产业在我国不断发展壮大。

参 考 文 献

- [1] 韩广忠.LNG 动力渔船快速发展的优势、障碍及对策[J].水运管理,2013,35(11):17-20.
HAN Guangzhong. Advantages, difficulties and counter-measures of rapid LNG ship development[J]. Shipping Management, 2013, 35(11): 17-20.
- [2] 周淑慧,郜婕,杨义,等.中国 LNG 产业发展现状、问题与市场空间[J].国际石油经济,2013,21(6):5-15.
ZHOU Shuhui, GAO Jie, YANG Yi, et al. Development, problems and market share of LNG industry in China[J]. International Petroleum Economics, 2013, 21(6): 5-15.
- [3] 郭揆常.液化天然气(LNG)应用与安全[M].北京:中国石化出版社,2008:2-3.
GUO Kuichang. Utilization and safety of LNG[M]. Beijing: China Petrochemical Press, 2008: 2-3.
- [4] 杨红昌,鹿院卫,马重芳,等.LNG 冷能梯级利用系统优化研究[J].可再生能源,2011,29(1):72-75,80.
YANG Hongchang, LU Yuanwei, MA Chongfang, et al. Optimization study on the cascade utilization of LNG cold energy[J]. Renewable Energy, 2011, 29(1): 72-75, 80.
- [5] 郜峰,钱铮,赵喆.全球 LNG 市场供需发展新特点及新动向[J].国际石油经济,2013,21(6):26-31.
GAO Feng, QIAN Zheng, ZHAO Zhe. Features and trend of supply and demand in the global LNG market[J]. International Petroleum Economics, 2013, 21(6): 26-31.
- [6] 谢治国.逐渐来临的亚太 LNG 期货市场[J].国际石油经济,2013,21(3):56-61.
XIE Zhiguo. Advent of an Asia-Pacific LNG futures market[J]. International Petroleum Economics, 2013, 21(3): 56-61.
- [7] 王晓苏.LNG 净出口国[N].中国能源报,2012-02-13(12).
WANG Xiaosu. USA is expected to be a net exporter of LNG in 2016[N]. China Energy News, 2012-02-13(12).
- [8] 华贲,熊永强.中国 LNG 冷能利用的进展和展望[J].天然气工业,2009,29(5):107-111.
HUA Ben, XIONG Yongqiang. Progress and prospect of LNG cold energy utilization in China[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 107-111.
- [9] 邢云.中海油 LNG 产业链的形成及发展[J].天然气工业,2010,30(7):103-106.
XING Yun. Shaping and development of an LNG industrial chain in CNOOC[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(7): 103-106.
- [10] 华贲.大型 LNG 接收站冷能的综合利用[J].天然气工业,2008,28(3):10-15.
HUA Ben. Integrated utilization of cold energy from large-scale LNG receiving terminals[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(3): 10-15.