

# 中国 LNG 产业发展策略刍议

华 贲

华南理工大学天然气利用研究中心

华贲. 中国 LNG 产业发展策略刍议. 天然气工业, 2014, 34(8): 141-146.

**摘 要** 作为天然气产业链的一部分, LNG 产业需要制定合理的发展策略, 包括: ①协调进口 LNG 和管输气贸易安排, 提升中国在国际天然气市场的话语权; ②制订液化天然气汽车(LNGV)长期发展战略, 争取到 2030 年中国能用  $8\ 000 \times 10^4$  t/a LNG 替代近  $1 \times 10^8$  t/a 柴油, 减少成亿吨的石油进口量; ③对小型 LNG 液化产能和 LNG 罐箱车船运输进行统筹协调, 与管网协同互补; ④统一调度 LNG 设施, 使其在波动很大的天然气管网调峰中发挥重要作用; ⑤开发和推广新型低温冷媒和换冷、储冷技术, 有效利用 LNG 冷能; ⑥中国 LNG 产业将形成新型低碳产业群, 每年具有数万亿元产值, 提供数百万个就业机会, 制造出新的高端出口品种, 年减排数亿吨 CO<sub>2</sub> 和 10% 的细颗粒物(PM<sub>2.5</sub>)及其他污染, 节约数百亿千瓦时的电力。

**关键词** LNG 产业链 LNGV 罐箱运输 天然气调峰 冷能利用 节能减排 低碳产业群

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2014.08.023

## A discussion on some strategies of China's LNG Industry Development

Hua Ben

(Natural Gas Research Center, South China University of Technology, Guangzhou, Guangdong 510640, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 34, ISSUE 8, pp.141-146, 8/25/2014. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

**Abstract:** Natural gas plays an actively important role in improving energy efficiency, helping eliminate haze and reduce carbon emission, peak-shaving in the national grid, and so on. As a part of China's natural gas industrial chain, the LNG sector needs more reasonable development strategies. To this end, this paper presents some personal views as follows. (1) To Balance LNG and piped gas in import trade and fight for more rights of speech on the global natural gas market. (2) To make a long-term strategic plan for LNG vehicle development and make efforts to reduce the crude oil imports with the goal of replacing diesel oil of 100 Mt/a by LNG of 80 Mt/a to 2030. (3) To plan and coordinate the small-scale LNG liquefaction capacity with tank transportation via trucks or ships, which should be combined with piped gas to meet the gas demand. (4) To make LNG facilities under unified management and to exert their active role in peak-shaving of natural gas pipelines especially with big fluctuations. (5) To develop and apply more technologies associated with cold energy utilization and cold storage and to take good advantage of LNG cryogenic energy. (6) To form a low-carbon LNG industrial clusters, contributing the output value in trillions of yuan (RMB), creating millions of jobs, manufacturing more high-end exports, and reducing CO<sub>2</sub> emission by hundreds of million tons as well as other pollutants or PM 2.5 contributors by 10% each year, and saving electricity by hundreds of TWh each year.

**Keywords:** LNG, industrial chain, LNGV, tank transportation, natural gas peak-shaving, cold energy use, energy conservation & emission reduction, low carbon industrial cluster

**作者简介:** 华贲, 1937 年生, 教授; 华南理工大学天然气利用研究中心主任; 从事过程工业节能理论研究和工程实践 40 年, 现从事天然气利用、能源规划及战略研究。地址: (510641) 广东省广州市天河区五山路 381 号华南理工大学化学与化工学院。电话: (020)22237101, 13802978973。E-mail: cehuaben@scut.edu.cn

中国用了 30 多年的时间走过了发达国家 100 多年两次工业革命的大部分历程,但同时也付出了巨大的能源和环境代价。GDP 占世界 12%、人口占世界 19.5% 的中国耗费着世界一半的煤炭、50% 的钢铁、60% 的水泥,能源利用效率低于世界平均水平 13 个百分点之多,雾霾天气和 PM2.5 超标已极为严重,世界 20 个重污染城市有 16 个在中国。近几年中国碳排放年增量几乎占了全世界的 70%,面临极大的能源转型和碳减排压力。

由于中国长期执行“以煤为主,重油轻气”的能源战略,错过了 20 世纪 80 年代世界终端用能燃料由煤和石油向洁净而廉价的天然气转型的历史机遇。实际上中国并不“缺油、少气”,据国土资源部 2014 年最新数据,我国油气远景资源量为  $1\ 287 \times 10^8$  t、 $70 \times 10^{12}$  m<sup>3</sup>,可采油气资源量分别为  $255 \times 10^8$  t、 $27 \times 10^{12}$  m<sup>3</sup>。油气探明程度分别为 35.7%、15.4%,油气资源潜力巨大<sup>[1]</sup>。折算为已探明可采资源量,石油为  $91 \times 10^8$  t,比美国多一倍,储采比 43.3,4 倍于美国的 10.9;天然气为  $4.16 \times 10^{12}$  m<sup>3</sup>,储采比 38.9,3 倍于美国的 12.5<sup>[2]</sup>。中国只要改变思维定式,在大力发展非化石能源的同时,快速发展天然气,就完全有可能用 20 年左右时间弥补上 30 年前向气体燃料转型的欠账,与世界迈入“第三次工业革命”的历史新时期同步前行<sup>[3]</sup>。

当前中国加速发展天然气除了消除雾霾、减排 CO<sub>2</sub>,促进生态、绿色、低碳发展外,还有 3 大重任:①通过全面推广能源利用效率 70% 以上的天然气分布式冷热电联供,推动全国能源利用效率大幅度提高,降低一次能源总量增幅<sup>[4]</sup>;②发电配合电网调峰;③抓住历史新机遇,发展天然气交通工具(Natural Gas Vehicle, NGV),以天然气替代汽、柴油燃料,满足今后快速增长的交通运输燃料增量需求,抑制石油对外依存度增幅过大过快。

## 1 进口 LNG 是国内天然气需求的重要补充,掌控国际贸易价格的抓手

因对中国丰富的天然气资源大规模勘探开发起步晚,国内的天然气产量在近十几年内还不能满足快速增长的需求量,需要适当进口补充。按照生态、绿色、低碳发展进程“倒逼”估算,2020 年中国天然气需求量应在  $4\ 500 \times 10^8$  m<sup>3</sup>/a 左右,2030 年将介于  $7\ 000 \times 10^8 \sim 8\ 000 \times 10^8$  m<sup>3</sup>/a 之间。为了控制终端消费价格、快速开拓天然气下游市场,中国天然气产业发展的总体战略必须以成本低廉的国产气为主;作为补充的进口气所占比例尽可能不超过 30%<sup>[5-7]</sup>。

地缘条件使中国的天然气进口呈现“左右逢源”的有利格局。西、北、南三面都可借长输管线从资源丰富的产气国进口。按照已经和即将签订的合同,到 2020 年进口土库曼斯坦、缅甸、俄罗斯管输气将有可能达到  $1\ 000 \times 10^8$  m<sup>3</sup>/a。东南沿海有每年接受几千万吨船运 LNG 的能力。从 LNG 出口国资源、出口趋势和液化设施建设规划看,到 2020 年将呈现买方市场,能够满足中国进口 LNG  $4\ 000 \times 10^4 \sim 5\ 000 \times 10^4$  t/a 的需求(见表 1)。

表 1 2020 年前全球 LNG 需求量分析及预测表 10<sup>4</sup> t/a

| 地区 | 2011 年 | 2015 年 | 2020 年 |
|----|--------|--------|--------|
| 亚洲 | 15 760 | 19 300 | 24 400 |
| 欧洲 | 5 660  | 8 700  | 12 300 |
| 美洲 | 2 370  | 1 800  | 2 000  |
| 中东 | 360    | 600    | 1 400  |
| 总计 | 24 150 | 30 400 | 40 100 |

以国产气为主,且具有上述“左右逢源”地缘优势的中国能够在相当程度上掌握进口天然气或 LNG 的价格话语权。具有 10~20 个接收终端、几百万吨 LNG 储存能力,并且开设了 LNG 期货交易中心的世界第二大的中国 LNG 进口市场,对 LNG 或管输气的定价都将会会有更大的影响。

## 2 LNG 是现阶段中国交通运输能源低碳转型的主力<sup>[8]</sup>

气候变化促使能源向低碳转型,交通运输能源最终必将走向“无碳化”。但是各个国家根据自己的国情所选择的转型途径则各不相同:巴西 80% 的汽车燃料已是生物乙醇;美国玉米制乙醇已达  $1 \times 10^8$  t/a,而且与欧盟、日本同样鼓励发展混合动力车和混合动力+插电车(Plug in),远期目标是氢燃料电池车。2010 年世界天然气车总量已达 1 267.4 万辆,近 10 年增速为 20.8%,其中巴基斯坦、伊朗、阿根廷、巴西、印度 5 国拥有量居前五位,占全球总数的 80%,中国居第七位,目前已超过 100 万辆。由于 LNG 燃料箱的储存能力两倍于压缩天然气(CNG),并且配合效率更高的 Diesel 发动机,近年来用于大客车、货车及船舶的 LNG 比 CNG 发展更快。澳大利亚、加拿大等国也都开始发展 LNGV。美国总统奥巴马在 2014 年国情咨文中提到美国政府将投入 1 000 亿美元建设天然气设施,包括 LNG 工厂、加注站等基础设施。

美国交通耗能以小车为主,使用汽油与柴油的比

例为2:1。而中国长期以来交通燃料消耗一直是以大型卡车为主,使用汽油与柴油的比例为1:2;只是在近两年汽油消耗量增长才快于柴油。LNG作为发动机燃料有很多优点:单位热值(比能量)最高、尾气排放最少,CO<sub>2</sub>排放仅为同热值汽柴油排放量的3/4,减排PM2.5的效果更佳;LNG价格比柴油低40%而且稳定少波动。因此,LNGV应当作为中国交通运输能源低碳转型在近20年的主要过渡手段。从战略层面讲,发展LNGV是中国弥补由煤向石油的第二次能源转型的不足,跨越多数国家石油作为占第一位的一次能源的历史阶段而直接向低碳转型的战略性举措。

按照上述低碳“倒逼机制”估算,若2030年中国的总能耗能够控制在 $50 \times 10^8$  tce/a(1 tce=29.3 GJ),交通运输占16%,则2030年的交通运输燃料低碳替代目标为44%;即 $3.5 \times 10^8$  tce/a。其中LNG、CNG为 $1.8 \times 10^8$  tce/a( $1400 \times 10^8$  m<sup>3</sup>/a)占一半,电、生物质和煤基燃料占另一半。其余56%是 $3.2 \times 10^8$  t/a汽柴油,比2010年多26%;相应的石油耗量约 $5.3 \times 10^8$  t/a,对外依存度低于60%。这对国家战略安全有着重要的作用。

按2011年中国载货汽车1179万辆,单台车年耗气约 $3.5 \times 10^4$  m<sup>3</sup>计算,从2015年开始通过新增车辆和报废更新改用LNGV的方式每年增加10万辆,并逐年递增,到2020年累计可达200万辆,耗用天然气 $700 \times 10^8$  m<sup>3</sup>/a,为当时天然气耗量的17%。在2009年已达10%( $91 \times 10^8$  m<sup>3</sup>/a)的基础上,经过努力,这个目标应该是可以达到的。近两年民间自发的LNGV年增速已达200%以上,正在新疆、内蒙古、山西、海南等省(区)的重型卡车、城际客车和公交车中推广;长江、大运河LNG船舶,也已开始快速发展。

特定的历史背景将使中国成为世界上最大的LNGV制造基地和运营市场。从上述估算可知,2020年LNGV的需求量有可能消耗进口LNG和国内小型LNG厂产量的绝大部分。事实上,目前有许多液化天然气工厂就是瞄准这个市场而建设的。不久的将来,中国以LNGV燃料供应为目标的LNG产业将与以下下游市场昼夜调峰为目标的LNG产业融为一体,相辅相成,相得益彰,构成一个全世界最大、多货源、多用户的LNG产业链和市场。

### 3 小型LNG生产和罐装车船运输是中国天然气产业链中游重要的组成部分

中国和美国是世界上最大的两个天然气消费国,但两国中游市场格局完全不同:美国有 $40 \times 10^4$  km的

完善天然气管网,资源产地相对集中。而中国的现状是:①管网建设起步晚了30年,目前只有 $6 \times 10^4$  km;②天然气资源地理分布较广,小型资源较多;③中国已逐渐形成世界上最大的、技术先进、成本低廉的小型LNG生产—罐箱运输—卫星气化站供应链。目前中国在建和投运的LNG工厂有数十座,据最新统计到2014年底产能将达 $1 \times 10^8$  t/a,卫星气化设施也有数百座。这是中国国情所促成的独特情景,并已被证明是经济、有效、灵活、快速、能同时促进产业链上游及下游发展的手段。因此,断言中国天然气产业因管网比美国少而不能快速发展是极其错误的。LNG物流是中国天然气中游市场的“第二条腿”。

现阶段中国LNG的终端用户主要有三类:未来用量最大的是LNGV和CNGV的加注站及储备罐;其次是城市燃气管网的调峰储罐;以及作为城市管网拓展先锋的小型卫星气化站—局域网或工业用户。LNG物流周转量到2020年有可能占到天然气需求总量的30%左右;LNG罐箱运输,特别是近年来异军突起的LNG集装箱多联运输,将成为沿海LNG接收站和LNG集装箱物流的重要渠道。

LNG罐箱,特别是加装方形框架的圆柱形LNG保冷集装箱多联运输具有极大的灵活性,不像管网那样需要大量的沉没资金,对气源和用户气量的变化都有很强的适应性,可以规避新开辟天然气市场初期用量少、管道设施利用率低、折旧成本过高的风险。LNG车船罐箱运输是开拓天然气下游管网新市场的“开路先锋”。在LNGV市场充分发育,几十万座加注站遍地开花的情况下,LNG车船罐箱运输更是加注站LNG供应链上最重要的一环。21世纪初中原绿能高科有限责任公司、新疆广汇实业投资(集团)有限责任公司就把LNG从河南、新疆运到几千千米外的广东、福建等十多个地区。北欧国家挪威的沿海LNG船舶运输已有14年的历史,建立了完善的标准规范体系。实践表明其安全性高于LPG和油品的罐箱运输,长途通过远洋船和铁路,短途吊装到卡车上用公路运输或内河船上水运,已经成为成本最低、最可靠的LNG物流运作模式。中铁集装箱总公司正在组织LNG集装箱多联运输。

### 4 LNG是中国天然气供需平衡、峰谷差调节的重要手段

在天然气的6种下游用户中,以天然气为燃料、原料的过程工业及基荷发电用户的用气是连续而稳定的,民用气和商用气消耗量则大部分昼多夜少,用于供

暖的天然气耗量则随季节更迭而出现大幅度的变化。天然气季节调峰手段有 3 类:①地下储气库占 90%,包括枯竭油气田、含水层、盐穴 3 种;②用地上 0.56 MPa 球罐或地下 11 MPa 管束气相储存;③LNG 液相储存。有资料显示,地下储气库投资较 LNG 高,垫底气量大,回收率仅有 85%,而 LNG 储存的回收率则可达 98%<sup>[9]</sup>。

各国天然气的来源和用户构成不同,用量波动的规律、调峰的需求和手段也大不相同。美国天然气主要靠自产,地下储气库总容量 2006 年达到了  $2\ 067 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,2007 年 10 月统计的有效工作气量为  $1\ 049 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,其中枯竭油气田储气库占 85%,含水层占 9%,盐穴储气库占 4%,另有 LNG 储备占 2%。按照美国天然气消费量  $6\ 529 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$  计算,美国储存的天然气工作气量约占消费量的 16%,相当于 59 天的消费量。地下储气库因为压力高,充气操作和释放操作需时间长,切换周期也长。因此多用于宏观供需平衡或用户季节性耗量变化的调节,很难用于短时的昼夜调峰。美国地方配气公司多用 LNG 满足日尖峰用气需求,LNG 日调峰供应能力在东部地区达 23%,在西部地区为 10%。这和美国天然气连续、稳定用户占一半以上,昼夜调峰压力不大有关<sup>[10]</sup>。

日本消费的天然气几乎全来自进口的 LNG。2006 年底日本有 27 个 LNG 接收站,总能力  $7\ 044 \times 10^4 \text{ t/a}$ 。2008 年日本消费天然气约  $987 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,进口 LNG 占 93%。下游用户约 60%将天然气用于用量稳定的发电和工业燃料。20 世纪 80 年代前日本主要用电制冷、天然气和重油供暖。2000 年起天然冷热电联供 CCHP 在日本迅速普及推广,新建公共建筑物有一半采用天然气 CCHP。从图 1 两条曲线的变化可以看出,仅用 6 年时间建设的天然气 CCHP 系统不仅减少了冬夏耗气量差,而且平衡了用电负荷,提高了供冷、暖的能效。

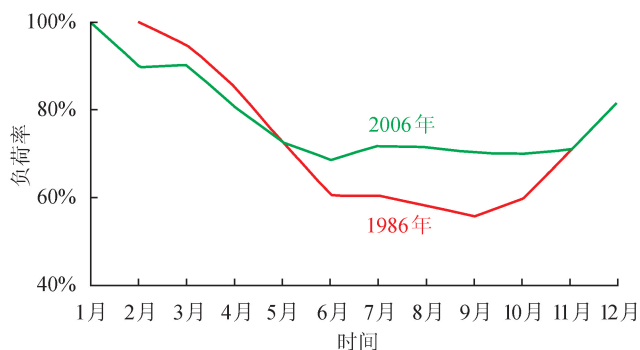


图 1 日本天然气年负荷率曲线变化比较图<sup>[10]</sup>

日本 LNG 储罐容量达  $145.53 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,可储存 2 个月的用气量,足够应用于季节、月调峰和应急储备。对于昼夜小时调峰则依靠在配气站建设的数百个  $20 \times 10^4 \text{ m}^3$  规模的球形储气罐,足够 8 500 万用户 1 天的天然气用量。可见,日本天然气调峰策略和手段与美国是完全相反的<sup>[10]</sup>。

中国城市燃气的下游用户波动和调峰需求与美国和日本都大不相同。我国第一个 LNG 深圳大鹏项目实际运行昼夜用量最大相差 5~6 倍。而天然气主要用于供暖的北京市则冬夏气耗量差 8~10 倍之多。中国首批 LNG 接收站曾配套建设天然气发电厂,令其夜间发电来平衡用气,但因违背电力调峰的经济规律而难以执行。2014 年 2 月 24 日中电联发布数据表明,2013 年全国气电装机容量  $4\ 668 \times 10^4 \text{ kW}$ ,占总装机量的 3.7%,发电  $1\ 143 \times 10^8 \text{ kWh}$ ,占全国总发电量的 2.1%,年发电时数只有 2 449 h<sup>[11]</sup>。另据中国电机工程学会燃气轮机专委会调查报告,我国几乎所有的 E 级和 F 级燃气天然气发电机组都在昼开夜停用于调峰。这种现状是中国目前天然气价格和上网电价定价机制所决定的,未来天然气发电机组也不可能用于基荷发电。此外,按照天然气利用政策,用作工业原料的天然气数量日益减少。由于价格因素,使用天然气替代稳定的工业燃料煤的进程刚刚开始,而替代季节性供暖燃料用户则在急剧增加。这是目前中国天然气用量昼夜和季节性波动都极大的根本原因,短期很难扭转。随着全国管网天然气用量的快速增加,调峰问题将日益突出。

我国当前最紧迫的季节调峰问题须借鉴美国的经验,主要依靠建设地下储气库解决,目前已有若干项目正在进行中。其次,由于我国沿海 LNG 接收站数量多,按纬度南北分布广泛,季节变化差异很大。因此在签订购气照付不议合同时,普遍设立了第三方条款,即规定允许整船转到第三方站点卸货,这一措施将会对南北用气余缺起到重要的调剂作用。如前文所述,中国 LNGV 将占下游用户相当大比例,陆上 LNG 储、输设施和物流网络将十分发达,可作为紧急调剂的备用手段。此外,鉴于国际 LNG 现货价格波动和中国 LNG 市场的季节性变化以及 LNG 期货的推出,LNG 的商业储存量也将增加。这些也可用作包括季节性的紧急备用。

中国城市天然气用户的昼夜调峰策略与日本不同,部分可借鉴美国的经验。主要途径有:①充分运用城市燃气高压管网容积,利用夜间升高压力储气;②在全国统一调度之下,夜间停运沿海接收站气化部分设

施,缓解主干管网夜间供过于求的矛盾;③包括城市燃气公司、LNGV 供货商、LNG 储备和期货经营商等多渠道投资建设能在高峰时段向管网供气的天然气液化和储存设施;④运用经济手段,提高极端高峰时段调峰气价、降低夜间用气价格,鼓励液化天然气厂、CNG 压缩母站等用户在夜间操作。这样一来,LNG 产业在天然气调峰领域将起到重要的作用。

必须特别指出的是,借鉴美国和日本普遍推广天然气分布式冷热电联供 DES/CCHP 设施的成功经验,因为能效提高到 70%~80%,可大幅度减少天然气消耗量,并缩小昼夜和季节性耗量差,降低调峰负荷。美国能源部的统计数据表明,天然气 CCHP 主要用于连续稳定运行的过程工业和大型社区<sup>[12]</sup>。

## 5 LNG 冷能利用价值链的巨大潜力、对策与前景

由天然气液化生产 LNG 耗电约为 850 kWh/t。当 LNG 在常压下气化时,约放出 230 kWh/t 从 -162℃到 5℃的冷量。实际操作中,LNG 需要用泵提高压力后气化外送,部分冷能转化为压力能。在 5.5 MPa 和 8 MPa 下,LNG 气化释放出的冷能分别减少到 203 kWh/t 和 190 kWh/t。LNG 冷能利用早已在日本和我国台湾省等 LNG 市场开展,主要利用途径有:①冷能用于空气分离制液氧或液氮;②分离 LNG 和附近油气田伴生气中的轻烃;③废旧橡胶轮胎低温粉碎;④借助循环冷媒膨胀发电、梯级利用冷能;⑤用于制造固态 CO<sub>2</sub>(干冰)、冷库、制冰、低温储粮,乃至建筑物空调等。不过迄今为止,日本和我国的接收站最多也只利用了不到 20%的 LNG 冷能,大部分还是采用海水开架气化器 ORV 或加热炉 SCV 气化,白白丢弃。此外,小型 LNG 卫星气化站因气化压力低、消耗 LNG 压焓少,可利用的冷能多,有利于采用直接膨胀发电与冷能集成、梯级利用。

中国到 2020 年将有规模为  $0.8 \times 10^8 \sim 1.0 \times 10^8$  t/a 的 LNG 产业,可用的冷能量甚大。在严峻的能源形势下这笔资源应当被充分利用。未来中国 LNG 产业链和冷能利用条件与日本和我国台湾完全不同,主要是:①接收站配合天然气管网调峰迫使夜间停止 LNG 气化,使冷能输出呈间断模式,而上述各种冷能用户,特别是最大潜在用户 LNG 冷能空分,都要求连续稳定的冷能供应,这就增加了冷能利用的难度;②用于城市燃气调峰和卫星气化站的 LNG 冷能既间断,又是小规模;③中国具有极为广阔的 LNG 冷能空分产品下游市场。

这些特定国情要求中国 LNG 冷能利用走出一条独立自主的创新之路,概括起来有以下几项:

1) 开发新型低温混合冷媒和换冷、储冷成套设施,替代 ORV 和 SCV。尽可能使全部 LNG 气化冷能都通过气化换热储存于冷媒中,ORV 和 SCV 仅做备用和平衡、补充。夜间停止气化操作时以冷媒替代 LNG 维持空分装置连续稳定运行,并可用于挥发气 BOG 的再液化,节省电力。

2) 空分产品的气态氧用于 200 km 距离内沿海石化企业煤气化多联产发电、供热和制氢。液态氮用于以下用途:① 200 km 内油气田压裂和驱油,提高采收率;② 灌注瓶装车用燃料,在高压下气化膨胀做功,此项技术已经发明,不久将规模化应用;③ 废轮胎超低温粉碎制精细胶粉;④ 超低温冷库的冷源。

3) C<sub>2</sub><sup>+</sup>含量在 10%以上的“湿”LNG,用气化冷能分离出 C<sub>2</sub><sup>+</sup>轻烃用作化工原料,余冷梯级利用。

4) LNG 卫星气化站的冷能可通过发电与逐级利用系统,用于干冰、冷库、制冰、建筑物空调。

5) 以 LNG 为燃料的车船气化的冷能,用于车(船)载冷藏罐箱保冷,以及车(船)客舱空调。

中国正在进入依靠自主创新推动经济社会发展的时代。上述几项冷能利用技术对化工和暖通专业都是成熟技术,只需通过集成创新移植到 LNG 产业中来,做好顶层设计和规划,技术的突破和推广都不难。

## 6 LNG 带动一大批新型低碳产业的发展

按照预计的天然气产业规模,可以预测未来 10~20 年将要规划建设的一系列发展前景:LNG 接收站、液化天然气厂,LNG 专用运输罐箱、集装箱、船舶,LNGV 制造业的成百万台发动机、燃料箱、车船、加注站;包括 LNGV 供应链在内的 LNG 储运物流产业所需的大量维修、运营和管理从业人员;包括副产液态氮气下游产业在内的 LNG 气化过程冷能利用产业链的规划、建设、装备制造和运营;LNG 国际、国内贸易,期货市场开拓等。以上各项将在中国向低碳转型和第三次工业革命历史进程中形成一个崭新的低碳产业链群。它将创造每年数万亿元的产值,为数百万人提供就业机会;相关的制造业将为中国国际贸易创造出一个新的高端出口品种;LNGV 的推广、液氮交通运输工具的发展,将替代上亿吨石油进口量,每年减少 10%以上的 PM<sub>2.5</sub> 和其他污染排放量,减排数亿吨的二氧化碳排放量;带动空分、冷链物流产业,节约数百亿千瓦时的电力。

当前,LNG 产业改革和发展面临着极好的机遇,

以新能源和互联网为基础的“第三次工业革命”所推动的新的生产关系,已在处于“第二次工业革命”后期的发达国家萌芽<sup>[13]</sup>。正在经济转型,绿色、生态、低碳科学发展的中国,为一个举世空前规模的 LNG 产业提供了无限的商机,中国 LNG 产业大发展的壮丽前景即将展现。

## 参 考 文 献

- [1] 国土资源部最新油气资源数据 [J]. 5e 能源分析周刊, 2014 (345): 6.  
Newest oil & gas resources data published by Ministry of Land & Resources [J]. 5e Energy Analysis, 2014 (345): 6.
- [2] BP 世界能源统计 2013. BP [EB/OL]. 2013. bp.com/statisticalreview.  
BP Statistical Review of World Energy June 2013 [EB/OL], bp.com/statisticalreview.
- [3] 华贲. 做好能源战略规划顶层设计 [J]. 中国国家能源, 2014 (4): 73-77.  
HUA Ben. Important of top level design of energy strategic plan [J]. China National Energy, 2014 (4): 73-77.
- [4] 华贲. 天然气分布式供能与“十二五”区域能源规划 [M]. 广州: 华南理工大学出版社, 2012.  
HUA Ben. Natural gas distributed energy and regional energy planning 2011-2015 [M]. Guangzhou: South China University of Technology Press, 2012.
- [5] 华贲. 2020—2030 年中国天然气发展战略探讨 [J]. 世界石油工业, 2011, 32(6): 26-32.  
HUA Ben. Discussion of China's Natural gas developing strategy in 2020-2030 [J]. World Petroleum Industry, 2011, 32(6): 26-32.
- [6] 华贲. 天然气在向低碳能源转型中的关键作用 [J]. 天然气工业, 2011, 31(12): 94-98.  
HUA Ben. Natural gas's key role towards low carbon energy [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(12): 94-98.
- [7] 华贲. 天然气定价机制亟待规范 [N]. 中国能源报, 2012-04-16(14).  
HUA Ben. The pricing mechanism should be regularized urgently [N]. China Energy Daily, 2012-04-16(14).
- [8] 华贲, 李亚军. 从战略高度认识和推进天然气替代交通运输燃料 [J]. 天然气工业, 2012, 32(4): 83-88.  
HUA Ben, LI Yajun. Promote natural gas as transportation fuel [J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(4): 83-88.
- [9] 余洋. 关于我国天然气调峰方式的思考 [J]. 石油规划设计, 2007(7): 8-12.  
YU Yang. The thinking on China's natural gas peak-shaving model [J]. Oil Planning Design, 2007(7): 8-12.
- [10] 中海油. 国外天然气储备调峰及对我国启示 [R/OL]. (2012-02-10) [2013-12-06]. [http://www.nea.gov.cn/2012-02/10/c\\_131402746.htm](http://www.nea.gov.cn/2012-02/10/c_131402746.htm).  
CNOOC. Natural gas storage & peak-shaving abroad and its inspiration [R/OL]. (2012-02-10) [2013-12-06]. [http://www.nea.gov.cn/2012-02/10/c\\_131402746.htm](http://www.nea.gov.cn/2012-02/10/c_131402746.htm).
- [11] 中电联发布数据 [J]. 5e 能源分析周刊, 2014(3): 6.  
Data publishing by China Power Association [J]. 5e Energy Analysis, 2014(3): 6.
- [12] 高伟. 美国分布式能源现状与思考 [J]. 分布式能源, 2014 (4): 20-30.  
GAO Wei. State-of-the-art & thinking on U.S. Distributed Energy System [J]. Distributed Energy, 2014(4): 20-30.
- [13] 杰里米·里夫金 (Jeremy Rifkin). 第三次工业革命 [M]. 张体伟, 孙豫宁, 译. 北京: 中信出版社, 2012.  
RIFKIN J. The third industry revolution [M]. ZHANG Tiwei, SUN Yuning, trans. Beijing: CTTIC Publishing Press, 2012.

(修改回稿日期 2014-07-04 编辑 陈 嵩)