

# 以冷媒为介质的液化天然气冷能利用系统

熊永强<sup>1,2</sup>, 华 贲<sup>1</sup>, 贾德民<sup>2</sup>

(1. 华南理工大学天然气利用研究中心, 广东 广州 510640;

2. 华南理工大学材料科学与工程学院, 广东 广州 510640)

**摘要:**介绍了一种以冷媒为介质的液化天然气(LNG)冷能利用系统(简称冷媒系统)。该系统先利用冷媒在接收站内同 LNG 换热回收冷能,再将携带冷能的冷媒输送到接收站外供给冷能用户使用。并且设置冷媒储罐,通过调节与 LNG 换热的冷媒量来平衡 LNG 气化量的昼夜波动,而且可以比较平稳地向冷能用户提供冷能。以 1 个进口量为 300 万 t/a 的 LNG 接收站为例进行分析,采用冷媒系统可将 LNG 的冷能利用率从 32.0% 提高至 61.9%,但 LNG 冷能利用的 ■ 损比直接利用 LNG 冷能的方式大。

**关键词:**液化天然气;冷媒;冷能利用系统

**中图分类号:**TQ026.4, TB69

**文献标识码:**B

**文章编号:**0253-4320(2009)03-0072-05

## Cold energy utilization system of LNG with a cooling medium

XIONG Yong-qiang<sup>1,2</sup>, HUA Ben<sup>1</sup>, JIA De-min<sup>2</sup>

(1. Research Center of Natural Gas Utilization, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China;

2. College of Materials Science and Engineering, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

**Abstract:** In order to utilize sufficiently the cold energy carried by LNG, a cold energy utilization system with a cooling medium is introduced. Compared with the conventional technology for direct using the cold energy of LNG, the new system employs a cooling medium to recover cold energy by heat exchange with LNG in a cryogenic exchanger, and then the low-temperature cooling medium is transported to the cryogenic energy customers which are situated out of the receiving terminal. In order to balance the day-night fluctuations of LNG gasification flow and supply cold energy to customers stably, an atmosphere pressure storage tank and a normal temperature tank are set in this system. Then, a case study of applying the system has been selected to cover the project of a receiving terminal importing 3 Mt/a LNG. The results show that, as compared with the conventional technology for direct using the cold energy of LNG, the ratio of LNG cold energy utilization of terminal using the proposed system is increased from 32.0% to 61.9%, and its exergy lost of LNG cold energy utilization is greater than that of LNG cold direct utilization.

**Key words:** liquefied natural gas (LNG); cooling medium; cold energy utilization system

充分利用 LNG 携带的冷能,不仅可以节省能源、创造经济效益,而且可以避免 LNG 气化过程对周边环境造成的冷污染<sup>[1]</sup>。现有的 LNG 冷能利用技术主要有空气分离<sup>[2-3]</sup>、冷能发电<sup>[4]</sup>、低温粉碎<sup>[5]</sup>、二氧化碳液化<sup>[6]</sup>、低温冷库<sup>[7]</sup>、轻烃分离<sup>[8]</sup>等。由于 LNG 接收站内空间有限,故冷能利用项目大多是通过保温管线直接将 LNG 输送到接收站外的装置进行利用。但是由于下游天然气用户的用气量随时间波动,接收站需要承担部分燃气调峰任务,所以 LNG 的小时气化量也需随时间变化,波动幅度很大,但是冷能利用装置大部分需要保持稳定,因此为了保证接收站气化供气的灵活性和冷能供应的稳定

性,直接输送到接收站外进行冷能利用的 LNG 流量必须小于接收站全年的最低小时气化量。由于 LNG 气化与冷能利用存在上述空间、时间上的不同步,因此国外接收站中 LNG 的冷能利用率只有 20% ~ 30%。为了提高接收站 LNG 冷能的利用率,笔者提出了一种以冷媒为介质的 LNG 冷能利用系统(简称冷媒系统),将冷能回收和冷能利用 2 个环节分开,可以较好地解决上述冷能利用存在的限制。

## 1 以冷媒为介质的 LNG 冷能利用系统

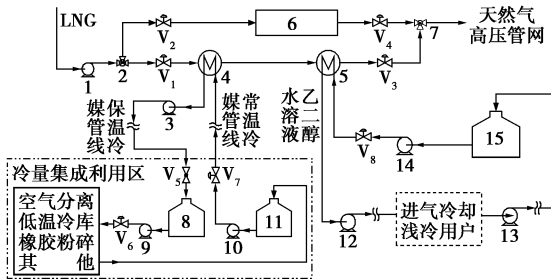
图 1 为冷媒系统示意图。常压的 LNG 从大罐抽出,通过 LNG 泵 P<sub>1</sub> 增压到 7.0 ~ 10.0 MPa。高压

收稿日期:2008-11-14

基金项目:华南理工大学博士后科学创新基金项目(20080210)

作者简介:熊永强(1978-),男,博士后,主要从事利用液化天然气的研究,yqxiong1978@163.com。

LNG 经分流器分为 2 股,1 股在低温换热器  $E_1$ 、 $E_2$  中依次与冷媒和乙二醇水溶液换热,气化后进入天然气高压管网;另 1 股则经海水气化器(ORV)或浸没燃烧式气化器(SCV)等常规气化装置加热气化后进入管网。通过流量阀  $V_1$  和  $V_2$  可以控制 2 股 LNG 的量,使  $E_1$ 、 $E_2$  回收的冷能满足用户需求,而当冷能利用系统不能正常运转时,则关闭  $V_1$  和  $V_3$ ,将 LNG 全部由常规气化装置来气化,保证供气的安全和稳定。



1—LNG 泵  $P_1$ ; 2—分流器; 3—冷媒泵  $P_2$ ; 4—低温换热器  $E_1$ ;  
5—低温换热器  $E_2$ ; 6—常规气化装置; 7—混合器; 8—低温  
冷媒储罐; 9—低温冷媒泵  $P_3$ ; 10—常温冷媒泵  $P_4$ ; 11—常温  
冷媒储罐; 12—乙二醇水溶液泵  $P_5$ ; 13—乙二醇水溶液泵  $P_6$ ;  
14—乙二醇水溶液泵  $P_7$ ; 15—乙二醇水溶液储罐  
 $V_1$ — $V_4$ ,  $V_6$ — $V_8$  为流量阀;  $V_5$ —节流阀

图 1 以冷媒为介质的 LNG 冷能回收利用系统示意图

冷媒在低温换热器  $E_1$  中同 LNG 换热而获得冷能,再通过冷媒泵  $P_2$  和保温管线将其输送至接收站外的冷能用户。为防止 LNG 的小时气化量频繁波动导致对冷能用户供冷的不稳定,故先将低温冷媒经  $V_5$  节流降至常压,储存于常压低温冷媒储罐中,然后再经低温冷媒泵  $P_3$  向冷能用户稳定地供应冷媒,并可根据冷能用户的需求负荷变化调节阀  $V_6$  来改变冷媒的供应量;经用户利用冷能后冷媒温度升高至  $0^\circ\text{C}$  左右,然后将其储存于常温冷媒罐中,再由常温冷媒泵  $P_4$  将常温冷媒输送到低温换热器  $E_1$ ,形成冷能回收利用循环;当 LNG 的小时气化量发生波动时,通过调节阀  $V_7$  来控制与 LNG 换热冷媒的量。在 LNG 小时气化量增加阶段,首先通过调节阀  $V_7$  来提高常温冷媒的输送量,增加  $E_1$  中与 LNG 换热的冷媒量,回收更多的冷能。当 LNG 小时气化量的增幅超过冷媒系统的调节范围或者回收的冷能已经满足需要时,则调节阀  $V_2$ ,增大常规气化装置的气化量。而在 LNG 气化量降低阶段,首先调节  $V_2$  降低常规气化装置的气化量,当常规气化装置的气化量无法进一步降低时,则通过调节  $V_7$  减少  $E_1$  中与 LNG 换热的常温冷媒的输送量。采用这种

操作方式,可以保证 LNG 气化量调节的灵活性,并且能够提高 LNG 冷能的回收利用率和相对稳定地向下游用户供应冷能。但是由于冷能回收过程存在一定的传热温差,故冷媒回收的冷能品质有所降低。

LNG 在  $E_1$  中与冷媒换热后气化,但温度仍然较低,低温的天然气再经  $E_2$  同乙二醇水溶液换热,温度升高至  $0^\circ\text{C}$  以上后进入天然气高压管网。乙二醇水溶液获得冷能后,利用泵  $P_5$  将其输送到下游的浅冷用户,可以用于燃气轮机进气冷却、空调等方面。利用冷能后的乙二醇水溶液经泵  $P_6$  输送到乙二醇水溶液储罐中,再由泵  $P_7$  输送回换热器  $E_2$  中与低温天然气换热。乙二醇水溶液的循环量通过阀门  $V_8$  来控制,随 LNG 小时气化量的增减而相应进行增减,保障进入高压管网的天然气温度在  $0^\circ\text{C}$  以上。

该系统中冷媒的主要功能就是作为介质与 LNG 换热,回收 LNG 的冷能并输送给用户使用。可作为冷媒的主要有乙烷、丙烷、异丁烷、乙烯、丙烯等碳氢化合物,以及二氟二氯甲烷和二氟一氯甲烷等氯氟烃<sup>[9]</sup>。但是氯氟烃会造成臭氧层破坏等环境问题,且价格比较贵,故一般选用碳氢化合物。

## 2 冷能回收

以 1 个气化量为 300 万  $\text{t/a}$  的 LNG 接收站为例,其全年的 LNG 气化量在 100 ~ 600  $\text{t/h}$  波动。LNG 接收站配备 3 台 ORV,每台的气化能力为 180.0  $\text{t/h}$ ,当 LNG 的气化能力达到最大时,3 台 ORV 全部开启,而气化量较低时只启用 1 台 ORV。LNG 中各组分的摩尔分数分别为:甲烷 96.60%、乙烷 2.00%、丙烷 0.40%、异丁烷 0.10%、丁烷 0.10%、氮 0.80%。典型日的气化曲线如图 2 所示,LNG 小时气化量在 108.6 ~ 567.4  $\text{t/h}$  波动,全天的总气化量为 8 155.2  $\text{t/d}$ 。如将 LNG 直接输送到接收站外进行冷能利用,则因 LNG 气化与冷能利用存在空间、时间上的不同步,最多只能将 108.6  $\text{t/h}$  的 LNG 输送到用户进行冷能利用,此时 LNG 的冷能利用率最多为 32.0%。

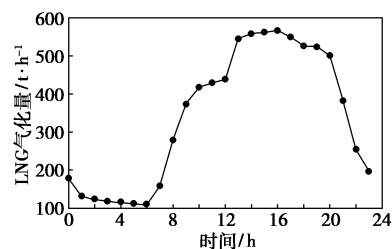


图 2 典型日 LNG 接收站的气化曲线

假定接收站用于 BOG (LNG 蒸发气) 再液化的 LNG 量约为 40.0 t/h, 同时下游规划了多个冷能利用项目, 其中产能 600.0 t/d 液体空气分离装置需要 LNG 约 57.0 t/h, 废旧橡胶粉碎和低温冷库等项目需要 LNG 约 103.0 t/h, 共计约 200.0 t/h。如果仅采用将 LNG 直接供应给冷能利用项目, 则冷能利用所需的 LNG 大于接收站部分时段的小时气化量。为提高接收站中 LNG 的冷能利用率, 采用 LNG 直接供冷和通过冷媒系统间接供冷相结合的方法来满足下游冷能用户的需求。由于空分装置所需的冷能温度比常压 LNG 的饱和温度还要低, 所以在空气分离装置中采用 LNG 直接供冷比较有利于降低生产能耗, 而废旧橡胶低温粉碎、低温冷库等一般只需  $-100.0^{\circ}\text{C}$  以上温度的冷能, 采用图 1 所示的冷媒系统来回收利用 LNG 的冷能。由于冷媒与 LNG 换热过程中损失了部分冷量, 故冷媒系统中所需的 LNG 量将大于 103.0 t/h。同时 ORV 的气化负荷变化时, 通常只调节进入 ORV 中的 LNG 量, 而海水泵的负荷基本不变, 因此需避免 ORV 以很低的负荷运行。

采用冷媒系统后, 接收站典型日中 LNG 气化量的组成如图 3 所示。其中 ORV 只在每天 9~21 点启用, 9 点时最低的小时气化量为 122.0 t/h, 16 点时达到最高小时气化量, 约为 315.4 t/h, 典型日中经 ORV 气化的 LNG 量合计为 3 105.9 t/d。直接用于 BOG 再液化的 LNG 为 40.0 t/h, 空气分离装置中利用 LNG 量约为 57.0 t/h, 通过冷媒系统回收冷能用于废旧橡胶低温粉碎和低温冷库的 LNG 量为 11.6~181.9 t/h, 9~21 点时基本稳定为 155.0 t/h, 冷媒系统全天回收 LNG 冷能的平均值约为 113.4 t/h。通过将 LNG 直接供冷与冷媒系统结合, 接收站平均有 210.4 t/h LNG 的冷能得到利用, 冷能利用率达到 61.9%。

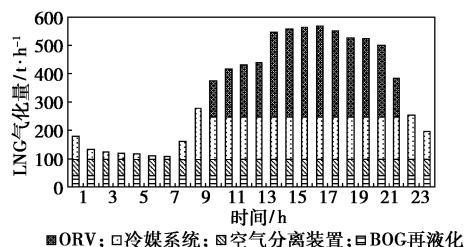


图 3 典型日 LNG 气化量的组成

采用 Aspen Plus 软件对冷媒系统中 LNG 冷能的回收过程进行模拟计算, 热力学方法采用 Peng-Robinson (PR) 方程, 冷媒选用丙烷, 低温换热器  $E_1$  和  $E_2$  选择管壳式换热器。丙烷与 LNG 换热获得冷能,

其温度越低则传热过程的冷量损失越小, 但是传热温差越小, 所需的换热面积也就越大, 设备投资也就越大。由于冷媒系统下游主要的冷能用户为低温冷库和废旧橡胶低温粉碎装置, 一般只需  $-100.0^{\circ}\text{C}$  以上的冷能, 故无需将丙烷降温至很低。本文中假定丙烷经  $E_1$  与 LNG 换热, 温度降低至  $-130.0^{\circ}\text{C}$  左右。丙烷和乙二醇水溶液同 LNG 换热的计算结果如表 1 所示。从表 1 可知, 利用 113.4 t/h、 $-155.0^{\circ}\text{C}$  的 LNG 的冷能可将 280.0 t/h、1.0 MPa 的丙烷液体从  $0.0^{\circ}\text{C}$  降温至  $-130.0^{\circ}\text{C}$ , 并且可将 70.0 t/h、质量分数为 25% 的乙二醇水溶液从  $25.0^{\circ}\text{C}$  降至  $1.4^{\circ}\text{C}$ 。丙烷和乙二醇水溶液经  $E_1$ 、 $E_2$  回收, 113.4 t/h LNG 冷能的冷量损失合计为 3 050.5 kW, 即平均回收 1 t LNG 的冷量损失约为 26.9 kWh。由此可见, 冷媒回收的冷能温度从  $-155.0^{\circ}\text{C}$  升高至  $-130.0^{\circ}\text{C}$ , 品位降低, 有一部分 LNG 冷量在传热过程中损失了。

表 1 冷媒与 LNG 换热的计算结果

换热器 $E_1$ 参数	LNG	丙烷
流量/ $\text{t}\cdot\text{h}^{-1}$	113.4	280.0
入口压力/MPa	8.00	1.00
入口温度/ $^{\circ}\text{C}$	$-155.0$	0.0
出口压力/MPa	7.99	0.93
出口温度/ $^{\circ}\text{C}$	$-10.5$	$-130.0$
传热冷量损失/kW	2948.7	
换热器 $E_2$ 参数	天然气	乙二醇水溶液
流量/ $\text{t}\cdot\text{h}^{-1}$	113.4	70.0
入口压力/MPa	7.99	0.40
入口温度/ $^{\circ}\text{C}$	$-10.5$	25.0
出口压力/MPa	7.98	0.40
出口温度/ $^{\circ}\text{C}$	8.6	1.4
传热冷量损失/kW	101.8	

### 3 冷能利用

#### 3.1 废旧橡胶低温粉碎

参考利用 LNG 冷能的废旧橡胶低温粉碎工艺<sup>[10]</sup>, 采用图 4 所示的以丙烷为冷媒的废旧橡胶粉碎生产胶粉的工艺流程。由于丙烷的可燃性, 该流程采用氮气作为介质, 回收低温丙烷的冷能用于胶粒的冷冻和预冷。橡胶冷冻至  $-80.0^{\circ}\text{C}$  ~  $-70.0^{\circ}\text{C}$  就可使其硬化而便于粉碎, 因此利用低温丙烷将氮气冷却至  $-100.0^{\circ}\text{C}$  就可以满足废旧橡胶低温粉碎的需要。

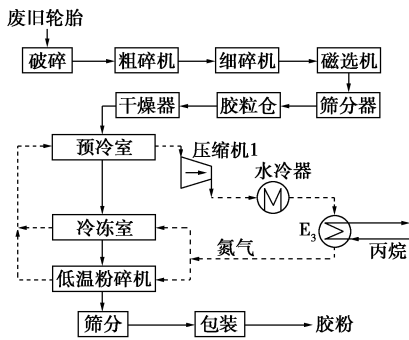


图4 废旧轮胎粉碎工艺流程

以1个年处理300万条废旧轮胎生产 $3.8 \times 10^4$  t/a的精细胶粉的低温粉碎装置为例,每年运行时间按8 000 h计,该装置需要 $-100.0^\circ\text{C}$ 的低温氮气量约为30.0 t/h,需要 $-155.0^\circ\text{C}$ 的LNG冷能约5.4 t/h,如采用 $-130.0^\circ\text{C}$ 、1.0 MPa的液体丙烷作为冷媒,则需要13.4 t/h,氮气与LNG、低温丙烷的换热过程如图5所示。由图5可见,采用低温丙烷作为冷源与氮气的传热温差比用LNG要小。经计算LNG与氮气的传热冷损为284.8 kW,丙烷与氮气的传热冷损 $D_{kp}$ 为145.0 kW。从表1的计算结果可知,280.0 t/h丙烷从113.4 t/h LNG中回收冷能的冷损为2 948.7 kW,折算平均每吨丙烷回收冷能的冷损 $D_{ke}$ 为10.5 kWh/t,则此废旧橡胶低温粉碎装置经冷媒系统利用LNG冷能的总冷损:

$$\Sigma D_k = D_{kp} + 13.4 D_{ke} = 285.7 \text{ kW}$$

由此可见,经冷媒系统利用LNG冷能的冷损与LNG冷能的直接利用方式基本相当。

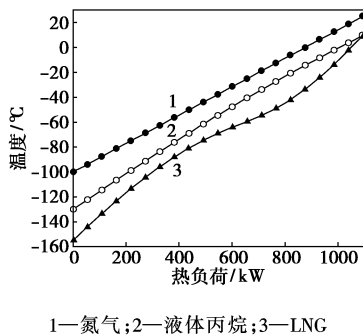


图5 氮气与LNG及液体丙烷传热的温度分布

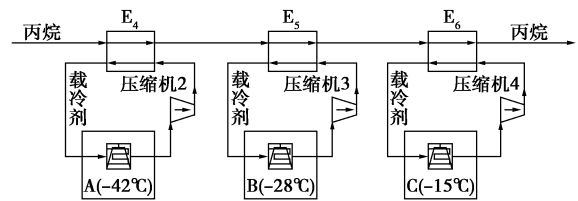
### 3.2 低温冷库

LNG接收站附近规划建设1个4.5万t规模的冷库,其设计参数如表2所示,总冷能需求量为17 100 kW。参考利用LNG冷能的低温冷库工艺<sup>[10]</sup>,采用图6所示的以丙烷为冷媒供应冷能的低温冷库流程。先通过载冷剂同低温液体丙烷换热吸收冷能,再将低温的载冷剂送到冷库蒸发提供所需

的冷能,压缩机用来提供载冷剂循环需要的动力。冷库一般需要多种不同温位的冷能,因此可按照不同的温位,利用载冷剂同低温丙烷进行逐级换冷。大型冷库中一般都选择氨作为冷库载冷剂。通过计算,表2所示规模的冷库大约需要利用96.6 t/h LNG的冷能( $8.0 \text{ MPa}$ 、 $-155.0^\circ\text{C}$ ),如果采用 $-130.0^\circ\text{C}$ 的液体丙烷提供冷能,则需要液体丙烷266.6 t/h。低温冷库中氨与LNG、低温丙烷的换热过程如图7所示。

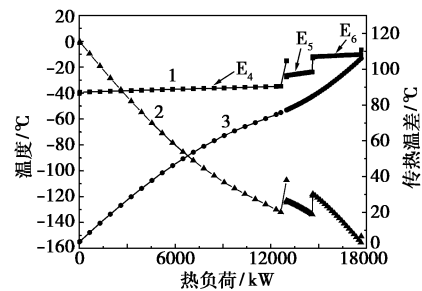
表2 冷库设计参数表

冷库名称	容量/万t	蒸发温度/ $^\circ\text{C}$	库房温度/ $^\circ\text{C}$	热负荷/kW
冷库A	1.5	-42	-30	12500
冷库B	1.5	-28	-18	1600
冷库C	1.5	-15	-10	3000



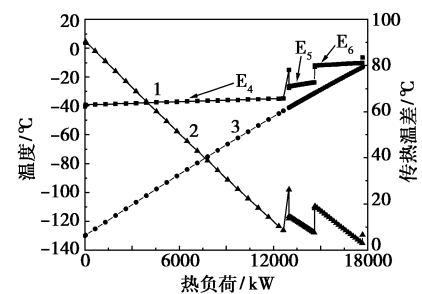
A—冻结库;B—冷冻库;C—冷藏库;E<sub>4</sub>—E<sub>6</sub>—换热器

图6 低温冷库流程图



1—氨;2—LNG;3—传热温差

(a)氨与LNG换热



1—氨;2—传热温差;3—液体丙烷

(b)氨与液体丙烷

图7 冷库换热器内冷热流的传热温差分布

从图 7 可知,冷库载冷剂氨与 LNG 的传热温差大于氨与液体丙烷的传热温差。在最小传热温差均为 3.0℃ 时,计算得氨与 LNG 的传热冷 ■ 损为 6 752.7 kW,氨与液体丙烷的传热冷 ■ 损  $D_{kp'}$  为 4 980.1 kW。在冷媒系统中,每吨丙烷回收冷能的冷 ■ 损  $D_{ke}$  平均为 10.5 kWh/t,则此低温冷库经冷媒系统利用 LNG 冷能的总冷 ■ 损:

$$\Sigma D_{k'} = D_{kp'} + 266.6 D_{ke} = 7 779.4 \text{ kW}$$

由此可见,低温冷库经冷媒系统利用 LNG 冷能大于直接利用的冷 ■ 损。其主要原因一方面是冷媒回收 LNG 冷能时因冷能品位降低造成一部分冷 ■ 损失;另一方面是由于丙烷经冷库利用冷能后,温度仍低至 -13.1℃,这部分冷能没有得到利用。液体丙烷从 -13.1℃ 升温至 0.0℃,这部分可以利用的冷 ■ 约为 277.2 kW。

#### 4 工程应用分析

冷媒循环系统可根据 LNG 气化量的波动来调节回收冷能的冷媒流量,达到多回收冷能、平衡昼夜波动和向用户稳定供应冷能的目的。目前系统中所需的低温换热设备以及相关的控制系统均比较成熟,系统的可操作性较强,并且与常规气化装置互为备用,在紧急情况下可直接切换至 ORV 进行气化,可以保障供气安全。但是由于回收 LNG 的冷能温度很低,与环境的传热温差较大,冷能容易损失,而且输送过程中的保温成本较高,故冷能利用装置距离接收站不能太远,否则将不经济。

从图 2 所示的接收站典型日的气化曲线可知,如果不采用冷媒循环系统,则因受最低小时气化量的限制,接收站中只能将 97.0 t/h LNG 的冷能用于 BOG 再液化和空气分离装置。而采用冷媒循环系统可回收利用 2 721.6 t/d LNG 的冷能。冷媒系统向废旧橡胶粉碎装置提供冷能约 1 093.7 kW,可替代压缩制冷所需的电能约 1 200.0 kW。并且可为低温冷库提供 17 100 kW 冷能,采用传统的压缩制冷共需耗电约 10 053 kW。同时,冷媒系统可以获得 1.4℃ 的乙二醇水溶液 70.0 t/h,可以提供冷能量约为 1 804.9 kW。乙二醇水溶液的冷能可以用于建筑物的空调冷源,可替代空调制冷耗电约 601.6 kW。因此,冷媒系统通过回收 LNG 的冷能共计可为下游冷能用户节省制冷耗电 11 854.6 kW。此规模的冷媒循环系统大约需投资 1.5 亿元,以年运行 8 000 h 计,则回收的冷能共可替代制冷耗电约  $9.48 \times 10^7$

kWh,电价按 0.8 元/kWh 计,则可节省电费约 0.76 亿元/a,约 2 年就可回收投资,经济效益显著。

#### 5 结语

LNG 冷能利用的规模一方面受下游冷能利用市场的容量限制,另一方面也受接收站可供利用的冷能大小限制。由于接收站的 LNG 气化量随时间波动很大,为了保障气化供气的安全,接收站不能将大量的 LNG 直接输送到下游装置进行冷能利用,导致冷能利用率较低。本文介绍了一种以冷媒为介质的 LNG 冷能利用系统,通过将冷能的回收和利用环节分开,并利用冷媒回收和储存冷能来平衡 LNG 气化量的昼夜波动,能够大大提高接收站中 LNG 冷能的利用率,并且具有较大的操作弹性。按照国家规划,到 2020 年我国将进口数千万吨 LNG,因此提高接收站 LNG 的冷能利用率,不仅可以节约大量用于制冷所消耗的电能、创造出较好的经济效益,而且有利于减少电能生产过程中排放的二氧化碳气体,对我国的节能减排具有一定的意义。

#### 参考文献

- [1] Rosetta M J, Price B C, Himmelberger L. Optimize energy consumption for LNG vaporization[J]. *Hydrocarbon Processing*, 2006, 85(1): 57 - 64.
- [2] 陈则韶,程文龙.一种利用 LNG 冷能的空分装置新流程[J]. *工程热物理学报*, 2004, 25(6): 913 - 916.
- [3] Nakaiwa M, Akiya T, Owa M, et al. Evaluation of an energy supply system with air separation[J]. *Energy Conversion & Management*, 1996, 37(3): 295 - 301.
- [4] Liu Hongtan, You Lixin. Characteristics and applications of the cold heat exergy of liquefied natural gas[J]. *Energy Conversion & Management*, 1999, 40: 1515 - 1525.
- [5] Shatten Robert A, Jackson Johnny Dean. System and method for cryogenic cooling using liquefied natural gas: US, 6668562B1[P]. 2003 - 12 - 30.
- [6] Zhang Na, Lior Noam. A novel near-zero CO<sub>2</sub> emission thermal cycle with LNG cryogenic exergy utilization[J]. *Energy*, 2006, 31: 1666 - 1679.
- [7] 杜琳琳,罗东晓,徐文东.南方地区冷库利用液化天然气冷能的技术研究[J]. *天然气工业*, 2007, 27(6): 115 - 117.
- [8] 熊永强,李亚军,华贲.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] 王松岭,论立勇,谢英柏,等.碳氢化合物在制冷工质替代过程中的应用[J]. *天然气工业*, 2005, 25(12): 121 - 124.
- [10] 熊永强,李亚军,华贲.液化天然气冷量利用的集成与优化[J]. *华南理工大学学报:自然科学版*, 2008, 36(3): 20 - 25. ■