

天津地区LNG接收站冷能利用研究

刘汝康, 荆浩勇, 徐水营, 于风杰, 李 丹, 梁 勇, 乔 林

国家管网集团工程技术创新公司, 天津

收稿日期: 2022年12月5日; 录用日期: 2023年3月3日; 发布日期: 2023年3月14日

摘 要

作为我国重要的LNG进口基地, 天津地区LNG接收站冷能利用具有很大潜力。本文采用冷能发电和冷能空分两种冷能利用技术分别对天津地区3座LNG接收站进行了项目投资和效益分析。研究结果表明, 天津地区冷能空分项目具备市场基础, 投资回收期5~7年; 相比于冷能发电, 天津地区LNG接收站具备发展冷能空分项目前景, 实施冷能空分项目后, 可减少碳排放约14.3万吨/年, 助力《天津市碳达峰实施方案》目标的实现。

关键词

天津LNG, 冷能利用, 冷能发电, 冷能空分

Research on Cold Energy Utilization of LNG Receiving Station in Tianjin

Rukang Liu, Haoyong Jing, Shuiying Xu, Fengjie Yu, Dan Li, Yong Liang, Lin Qiao

Pipe China Engineering Technology Innovation Co. Ltd, Tianjin

Received: Dec. 5th, 2022; accepted: Mar. 3rd, 2023; published: Mar. 14th, 2023

Abstract

As an important LNG import base in China, the cold energy utilization of LNG receiving stations in Tianjin area has great potential. In this paper, two cold energy utilization technologies, cold energy power generation and cold energy air separation, are used to analyze the project investment and benefits of three LNG receiving stations in Tianjin. The research results show that the cold energy air separation project in Tianjin has a market base with a payback period of 5~7 years; compared with cold energy power generation, the LNG receiving stations in Tianjin have the prospect of developing cold energy air separation projects, and the implementation of cold energy air separation projects can reduce carbon emissions by about 143,000 tons/year, which can help

文章引用: 刘汝康, 荆浩勇, 徐水营, 于风杰, 李丹, 梁勇, 乔林. 天津地区 LNG 接收站冷能利用研究[J]. 石油天然气学报, 2023, 45(1): 44-55. DOI: 10.12677/jogt.2023.451007

achieve the goal of the Tianjin Carbon Peak Implementation Plan.

Keywords

Tianjin LNG, Cold Energy Utilization, Cold Energy Generation, Cold Energy Air Separation

Copyright © 2023 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

2010 年~2021 年,我国累计进口 LNG 达 5788 亿方,占进口天然气的 58% [1],同时,在我国“双碳”目标的驱动下,LNG 作为清洁能源的重要代表,其需求量仍不断增长,预计 2040 年中国 LNG 需求有很大的提升。通常 LNG 需要重新气化为气态天然气才能获得利用, -162°C 的 LNG 气化时释放的冷能大约为 840 千焦/千克,1 吨 LNG 气化所产生的冷能转化率如果达到 100%相当于 240 kW·h 的电能[2];一座 300 万吨/年的 LNG 接收站,释放的冷能大约为 80 兆瓦。我国规划远期 LNG 的量将达到 3 亿吨,若以 30%的冷能利用率计算,LNG 气化产生的能量折合电量为 216 亿 kWh。因此结合 LNG 自身低温特性,充分利用 LNG 冷能,不但能够带来巨大的经济效益和更高的节能减排价值,更有助于“双碳”目标的实现。

根据思亚能源《中国天然气基础设施 2021 年年报 - 进口设施》报告数据,2021 年我国已投产 LNG 接收站 22 座,总接卸规模达到 1 亿吨/年。其中天津市的 LNG 接收站接收规模合计 1500 万吨/年,是目前接卸规模最大的城市(截至到 2022 年 4 月),作为我国重要的 LNG 进口基地,对天津市 LNG 接收站冷能利用进行深入研究具有重要的代表性意义。

2. LNG 冷能利用方式及接收站简介

2.1. LNG 冷能利用方式

LNG 冷能利用大致能分成三类:第一类为直接利用,主要利用方式有发电、空分、冷库和 CO_2 的液化等;第二类为间接利用,主要要是通过冷能直接利用的产品二次利用,例如冷能空分产生的液氮用于深冷粉碎;第三类为阶梯利用,包括直接利用和间接利用,是针对 LNG 由最低温度至环境温度之间的冷能利用。目前常见的 LNG 冷能利用形式如图 1 所示。

目前世界上冷能利用技术较为成熟的主要为日本、韩国、美国等国家,日本作为世界上进口 LNG 最多的国家,同时也是 LNG 冷能利用最多的国家,可提供重要的分析和参考价值,其冷能利用主要分成两类:一类供接收站自身使用,如对蒸发气进行再冷凝和冷能发电;另一类是与外部工厂或冷却系统集成使用,如空分、生产液体二氧化碳和冷藏等。当前较为成熟的利用方式是冷能空分和冷能发电,本文将对这两种利用方式进行分析。

空分流程简述:如图 2 所示,原料空气经空气过滤器滤去灰尘等固体杂质进入压缩机,经三级压缩至 0.45 MPa。压缩后的空气进入后冷却器冷却,然后进入分子筛纯化系统除去空气中的水分、二氧化碳、乙炔等碳氢化合物。净化后的空气进入主换热器与返流的低压氮气、污氮气和来自液化系统的液氮等进行换热,在主换热器中部抽一部分空气进入下塔作为上升气体参与下塔精馏,在下塔顶部得到高纯氮气,

一部分高纯氮气在冷凝蒸发器内放出热量而冷凝成液氮，一部分液氮直接作为下塔的回流液，一部分液氮经节流降压后供至上塔顶部作为上塔的回流液参与精馏；另一部分高纯氮气进入主换热器与空气换热后去低温氮压机增压，在液化器中与 LNG 换热液化，一部分液氮作为产品送入储罐，另一部分液氮进入主换热器提供冷量。在主换热器底部抽一部分液态空气进入上塔上部作为上塔回流液参与精馏，在上塔底部得到产品液氧，用液氧输送泵把产品送入储罐。在上塔中部抽出的氩馏分进入粗氩塔除氧，在精氩塔中除氮，最终在精氩塔底部得到产品高纯液氩。

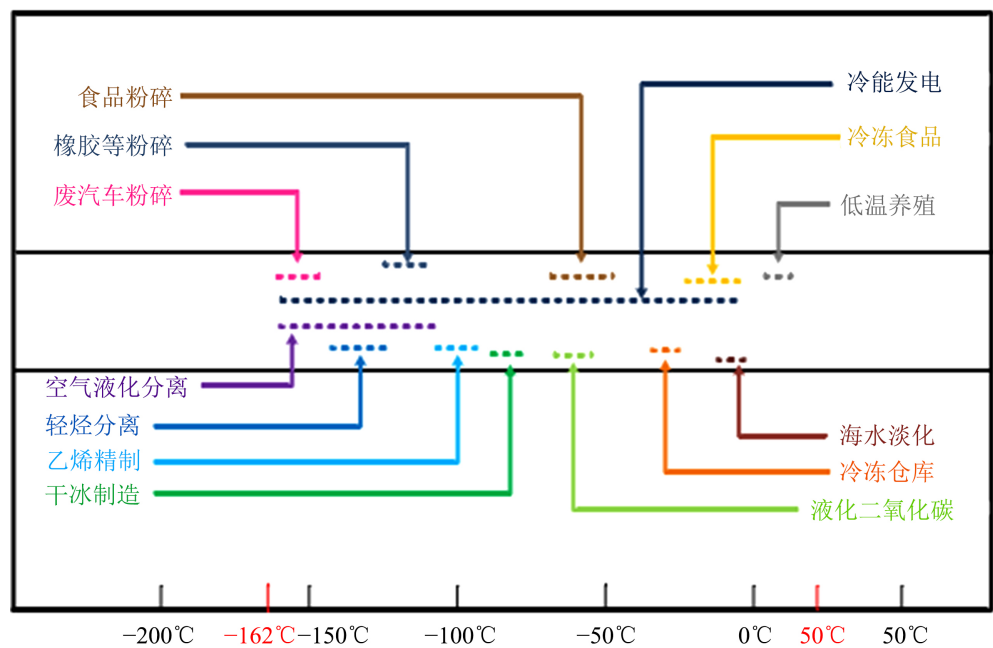


Figure 1. Currently the commonly used cold energy utilization method of LNG [3]
图 1. 目前常用的 LNG 冷能利用方法[3]

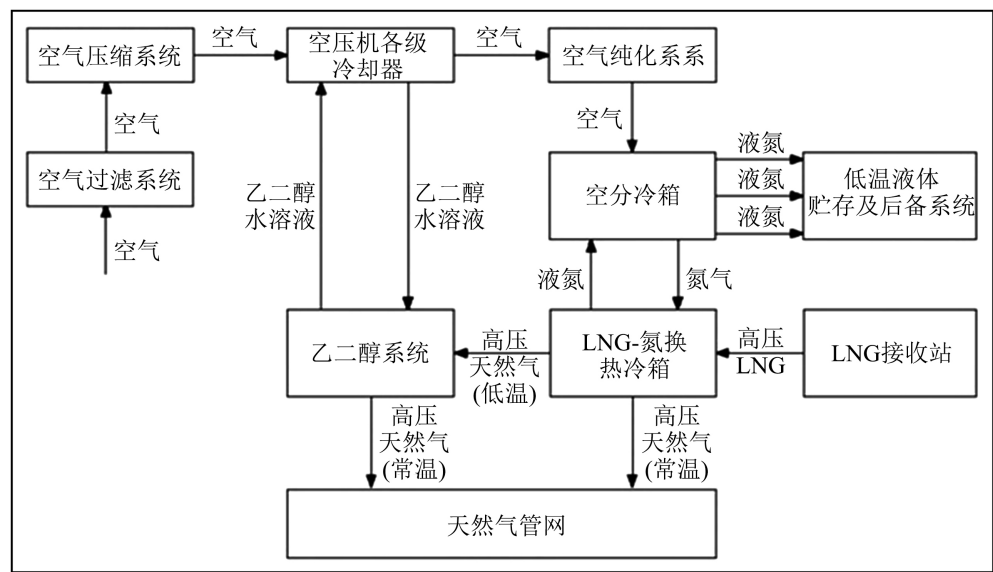


Figure 2. Schematic diagram of LNG cold energy air separation process [4]
图 2. LNG 冷能空分流程示意图[4]

冷能发电流程简述：如图 3 所示，朗肯循环是利用 LNG 的冷能冷凝循环工质，利用循环工质驱动汽轮机发电。在如图所示的循环反应过程中，低温的液化天然气被当成是重要的冷源，选择海水作为主要的热量提供对象，然后基于特殊的有机物质，将其视为主要的工作介质，通过闭式循环的模式，借助 LNG 和周围环境之间存在的温度差异，开展相关的蒸汽动力循环，利用这种模式能够显著提升冷能的利用率。

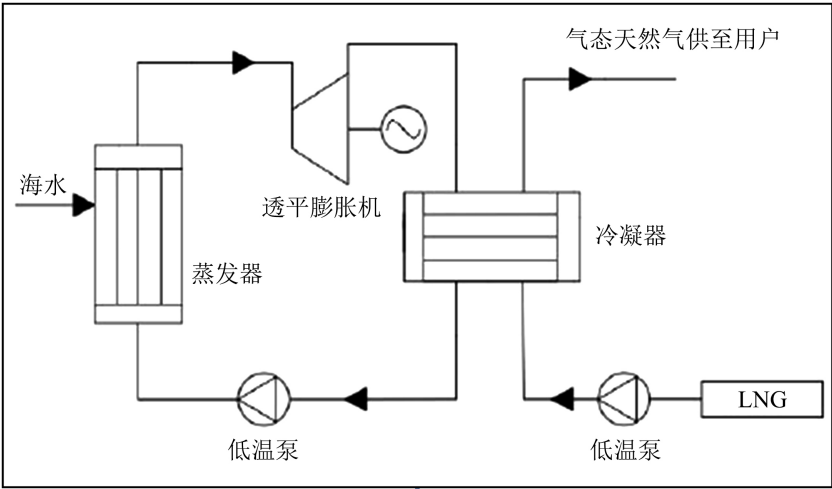


Figure 3. Typical LNG Rankine circulating power generation process [5]
图 3. 典型 LNG 朗肯循环式发电工艺流程[5]

2.2. 天津地区 LNG 接收站概况

目前，天津市正在运行的 LNG 接收站为国家管网天津 LNG 和中石化天津 LNG，根据其公开的数据显示，接收能力均为 600 万吨/年详见表 1，是 LNG 接卸规模最大的城市(截至到 2022 年 4 月)。同时，两座接收站均在进行扩建，预计在扩建工程建成投产后，接收规模分别新增 505 万吨/年和 480 万吨/年。北燃天津 LNG 项目设计接收国模为 500 万吨/年详见表 2，在北燃天津 LNG 接收站投产后，天津市的 LNG 接卸能力进一步提升。

Table 1. LNG receiving stations have been built in Tianjin
表 1. 天津地区已建 LNG 接收站

序号	接收站名称	所属公司	省份	接收规模 (万吨/年)	罐容(万方)		投产时间
					已建	在建	
1	天津南疆 LNG	国家管网	天津	600	22	132	2016 年
2	天津南港 LNG	中国石化	天津	600	64	110	2018 年

Table 2. LNG receiving terminal under construction in Tianjin
表 2. 天津地区在建 LNG 接收站

序号	接收站名称	所属公司	省份	接收规模 (万吨/年)	在建罐容 (万方)	投产时间
1	北燃天津 LNG	北京燃气	天津	500	200	2022 年

3. 天津地区冷能利用分析

3.1. 冷能空分

3.1.1. 冷能空分布局

京津冀区域重化工业聚集，包括石化、钢铁、冶金、装备制造和港口物流等产业，且周边地区钢铁公司众多，钢铁公司为用氧大户，因此空分产品需求较大。液态空分产品本身差异性不大，其竞争力主要取决于价格、安全性、供应可靠性，其中价格因素占主导地位[6]。王宾[7]对京津冀地区的工业气体供需平衡进行了分析，根据该文章的数据，预计未来液氮缺口 40 万吨/年、液氧缺口 31 万吨/年、液氩缺口 8 万吨/年。其中，姜英宇[8]等对北燃天津 LNG 接收站冷能空分进行了研究，其生产规模为液氮 10 万吨/年、液氧 15 万吨/年、液氩 5 万吨/年，详见图 4。

为了研究不同空分产品组合对投资效益的影响，假设北燃天津 LNG 接收站冷能空分规模为液氮 10 万吨/年、液氧 15 万吨/年、液氩 5 万吨/年；国家管网天津 LNG 接收站冷能空分规模为液氮 20 万吨/年、液氧 6 万吨/年、液氩 1 万吨/年；中石化天津 LNG 接收站冷能空分规模为液氮 10 万吨/年、液氧 10 万吨/年、液氩 2 万吨/年。

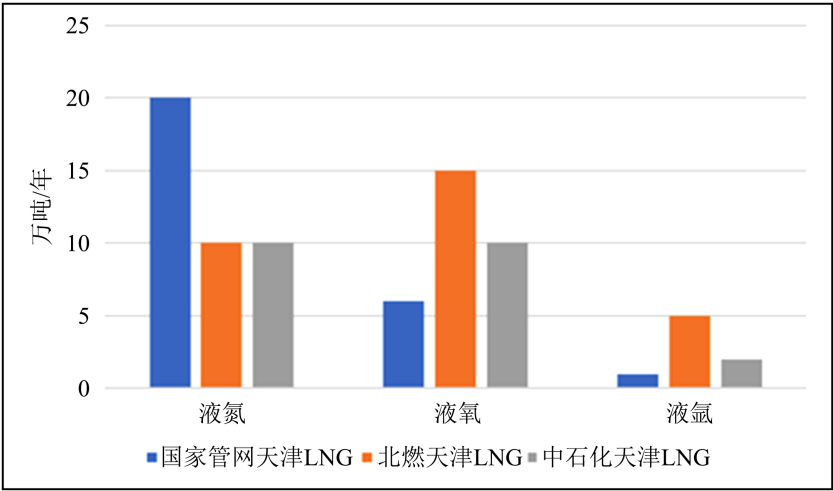


Figure 4. Cold energy air separation scale of LNG receiving station in Tianjin
图 4. 天津地区 LNG 接收站冷能空分规模

3.1.2. 冷能空分效益分析

冷能空分静态投资主要是建筑工程费、设备费、安装费、征地费、建设技术服务及建设管理费[9]，其中，天津地区的 LNG 接收站在建设时期均已预留冷能利用用地，所以无征地费。国家管网天津 LNG、北燃天津 LNG 和中石化天津 LNG 静态投资分别为 40,056 万元、44,507 万元和 32,638 万元，详细静态投资估算详见表 3。冷能空分装置运行成本包括电费、水费、人工费、运维费，国家管网天津 LNG、北燃天津 LNG 和中石化天津 LNG 年运行成本分别为 8990 万元、9989 万元和 7325 万元，详细年运行成本估算详见表 4。国家管网天津 LNG、北燃天津 LNG 和中石化天津 LNG 年空分产品收入分别为 14,899 万元、12,500 万元和 8000 万元，各空分产品收入详见表 5。通过表 5，对逐年投资回报进行分析，不考虑碳交易的收益，北燃天津 LNG 和中石化天津 LNG 在第 5 年收回投资成本，5 年累计收益分别为 6800 万元和 1496 万元，10 年累计收益分别为 58,106 万元和 35,631 万元；国家管网天津 LNG 第 7 年收回投资成本，5 年累计收益为 324 万元，10 年收益 17,630 万元，详见图 5。

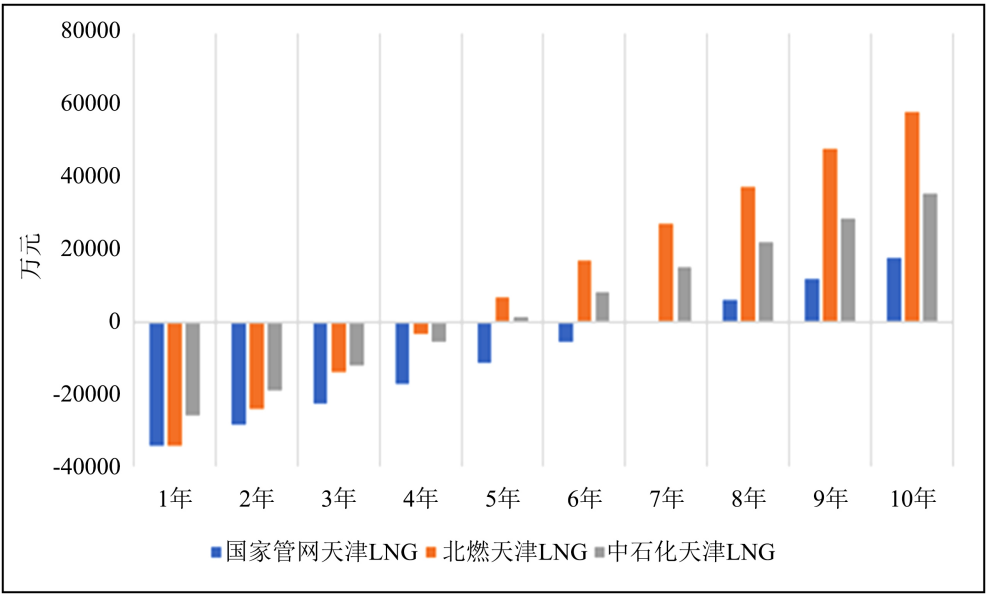


Figure 5. Return on investment (excluding carbon trading)
图 5. 投资回报(不考虑碳交易)

Table 3. Estimate of static investment (ten thousand Yuan)
表 3. 静态投资估算(万元)

费用名称	国家管网天津 LNG	北燃天津 LNG	中石化天津 LNG
建筑工程费	6557	7286	5343
设备费	24,250	26,945	19,759
安装费	5037	5596	4104
建设技术服务	2304	2560	1877
建设管理费	1908	2120	1555
合计	40,056	44,507	32,638

Table 4. Annual operating cost estimation (ten thousand Yuan)
表 4. 年运行成本估算(万元)

费用名称	国家管网天津 LNG	北燃天津 LNG	中石化天津 LNG
电费	5935	6595	4836
水费	7	7	5
人工费	722	803	589
运维费	1002	1113	816
合计	8990	9989	7325

Table 5. Estimated annual income (excluding carbon trading) (ten thousand yuan)
表 5. 年收入估算(不考虑碳交易) (万元)

产品名称	国家管网天津 LNG	北燃天津 LNG	中石化天津 LNG
液氮	9340	3700	3400
液氧	4905	6450	3800
液氩	654	2350	800
合计	14,899	12,500	8000

2022 年 9 月 30 日，工业和信息化部公告第 23 号公告批准了空分设备能效限额行业标准，其中《空气分离设备能效限额第 3 部分：液化设备》对空分产品单位能耗进行了规定，具体数据见表 6 和表 7。天津地区利用 LNG 冷能空分产品，液氧能耗为 390 千瓦时/吨，液氮能耗为 240 千瓦时/吨[6]，详见图 6。

Table 6. Energy efficiency limit for air analysis equipment (liquid oxygen)
表 6. 空气分析设备能效限额(液氧)

项目名称	液氧产品(t/h)			
	L < 3	3 ≤ L < 8	8 ≤ L < 25	L ≥ 25
液化单耗基准值(kwh/t)	580	565	548	540

Table 7. Energy efficiency limit for air analysis equipment (liquid nitrogen)
表 7. 空气分析设备能效限额(液氮)

项目名称	液氮产品(t/h)			
	L < 2.5	2.5 ≤ L < 7	7 ≤ L < 13	L ≥ 13
液化单耗基准值(kwh/t)	708	622	562	555

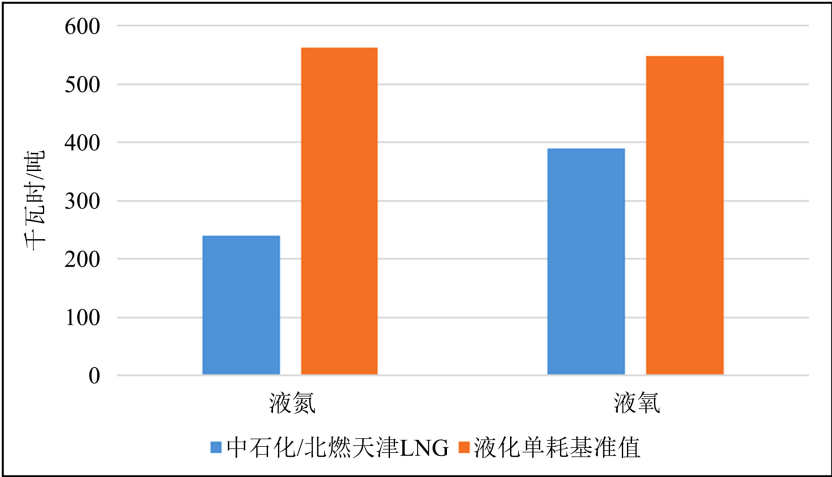


Figure 6. National pipeline Tianjin LNG air separation products and standard energy consumption comparison
图 6. 国家管网天津 LNG 空分产品与标准能耗对比

国家管网天津 LNG 接收站冷能空分生产的液氧、液氮相比,基准能耗分别降低 175 千瓦时/吨、315 千瓦时/吨,年节省电量 7350 万千瓦时;中石化和北燃天津 LNG 接收站冷能空分生产的液氧、液氮相比,基准能耗分别降低 158 千瓦时/吨、315 千瓦时/吨,详见图 7,中石化和北燃天津 LNG 接收站每年分别节省电量 5590 万千瓦时、4800 万千瓦时。天津地区 LNG 接收站合计节省电量 17,740 万千瓦时,根据《天津市电力发展“十四五”规划》,煤电机组平均供电煤耗 0.2954 千克标准煤/千瓦时[10],可节省约 5.2 万吨标煤,减少二氧化碳排放约 14.3 万吨,若考虑碳交易,按照 50 元/吨 CO₂ 计算,则每年可有 713 万元额外收益(详见表 8)。若考虑碳交易的收益,对逐年投资回报进行分析,北燃天津 LNG 和中石化天津 LNG 在第 5 年收回投资成本,5 年累计收益金额分别为 7923 万元和 2461 万元,10 年累计收益分别为 60,352 万元和 37,559 万元;国家管网天津 LNG 在 7 年收回投资成本,5 年累计收益金额为 2391 万元,10 年累计收益 20,583 万元,详见图 8 所示。

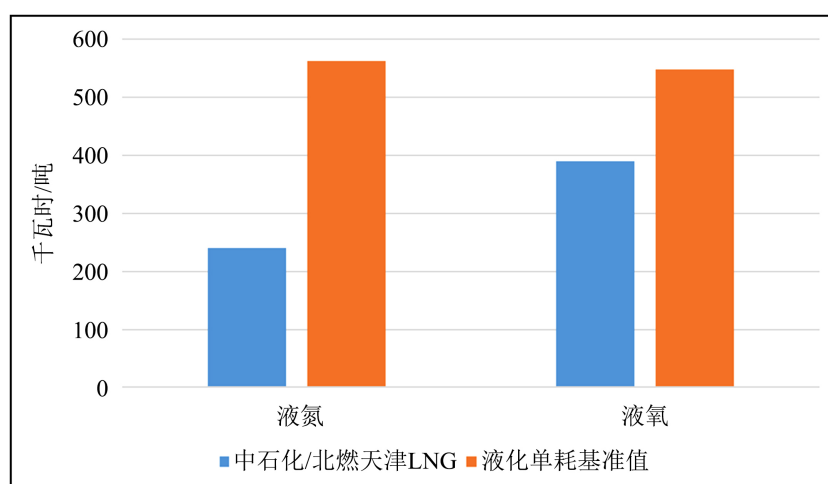


Figure 7. Comparison of Beijing gas/Tianjin LNG air separation products and standard energy consumption

图 7. 北燃/天津 LNG 空分产品与标准能耗对比

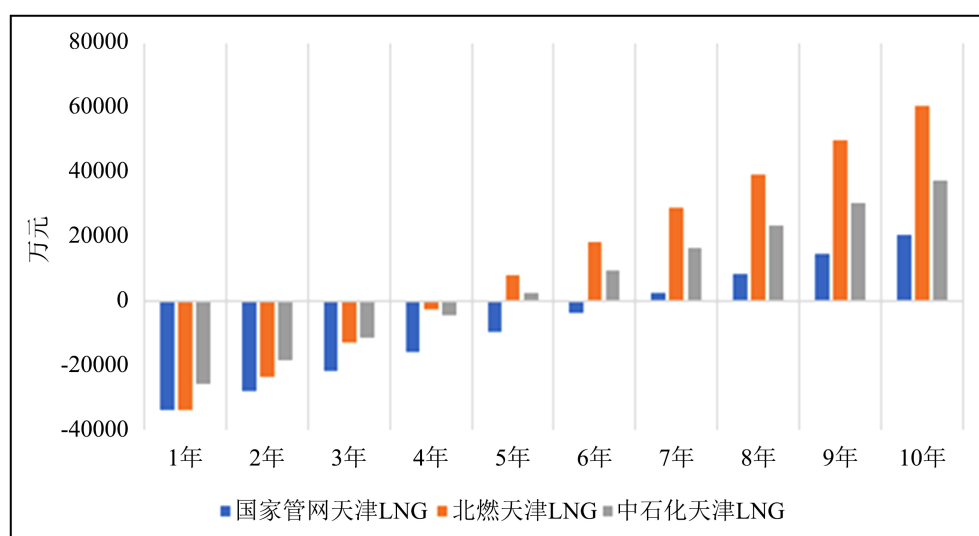


Figure 8. Return on investment (consider carbon trading)

图 8. 投资回报(考虑碳交易)

Table 8. Revenue from carbon trading
表 8. 碳交易收入

产品名称	国家管网天津 LNG	中石化天津 LNG	北燃天津 LNG
碳交易	295	225	193

3.2. 冷能发电

3.2.1. 冷能发电布局

LNG 冷能发电采用朗肯循环技术路线, 目前朗肯循环法发电量为 20~24 千瓦时/吨 LNG [11]。LNG 接收站耗电量较大, 采用并网并不上网的方式, 供站内自用。图 3 为一种适用于沿海接收站采用的典型 LNG 朗肯循环式发电工艺流程。朗肯循环是利用 LNG 的冷能冷凝循环工质, 利用循环工质驱动汽轮机发电。在如图 3 所示的循环反应过程中, 低温的液化天然气被当成是重要的冷源, 选择海水作为主要的热量提供对象, 然后基于特殊的有机物质, 将其视为主要的工作介质, 通过闭式循环的模式, 借助 LNG 和周围环境之间存在的温度差异, 开展相关的蒸汽动力循环, 利用这种模式能够显著提升冷能的利用率。大多数情况下, LNG 处于亚临界蒸发状态时, 可以借助朗肯循环实现系统应用效率和效果的提升, 具有重要的实践价值和研究意义。

朗肯循环法平均发电功率为 22 kw/t, 为便于接收站整体操作运行, 冷能发电规模宜与已建及新增 ORV 单台能力保持一致, 即国家管网天津 LNG 接收站 200 t/h, 北燃 LNG 天津 LNG 接收站 210 t/h, 中石化天津 LNG 接收站 175 t/h [12], 详见表 9。冷能发电装置若采用海水作为热源, 则其运行时间和发电功率受海水温度限制, 天津海域海水温度在冬季低于 5℃ 详见图 9, 在冬季期间 LNG 冷能发电装置需停车 121 天, LNG 冷能发电可运行 244 天。天津地区 LNG 接收站合计冷能发电 7536 万千瓦时。依照现行的 2014 年天津经济技术(南港工业区)能源收费标准, 电价约为 0.67 元/千瓦时, 三个接收站合计可节省 5049 万元; 根据《天津市电力发展“十四五”规划》, 煤电机组平均供电煤耗 0.2954 千克标准煤/千瓦时, 可节省 2.2 万吨标煤, 减少二氧化碳排放约 6 万吨, 若考虑碳交易, 按照 50 元/吨 CO₂ 计算, 则三个接收站每年可有 302 万元额外收益。

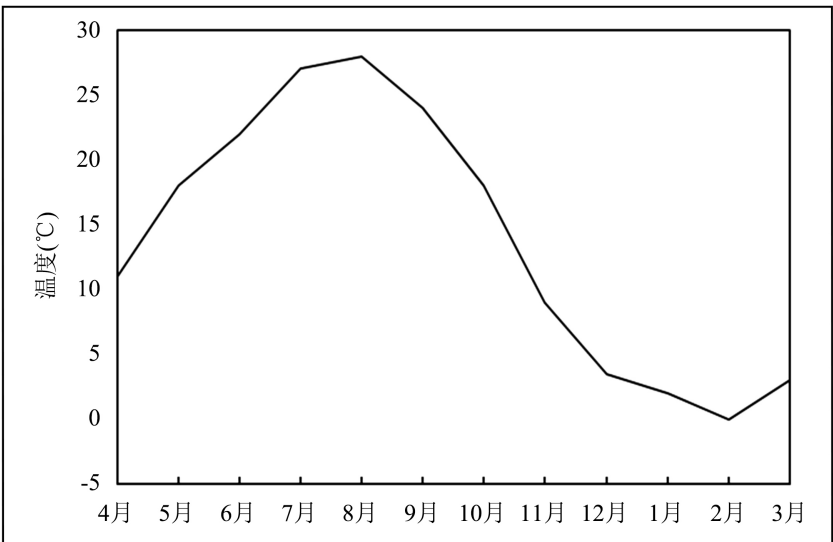


Figure 9. Monthly average sea water temperature at Tianjin Port
图 9. 天津港口各月海水平均温度

Table 9. Cold energy generation of Tianjin LNG receiving station
表 9. 天津市 LNG 接收站冷能发电量

序号	接收站名称	气化规模 (t/h)	发电规模 (kw/h)	年运行时间 (天)	年发电量 (万 kw)
1	国家管网天津 LNG	200	4400		2576
2	北燃 LNG 天津 LNG	210	4620	244	2705
3	中石化天津 LNG	175	3850		2255
		合计			7536

3.2.2. 冷能发电效益分析

根据 3.2.1 分析, 天津地区 LNG 冷能发电规模相差不大, 投资与收益基本相似, 下面以国家管网天津 LNG 为例进行分析。

静态投资主要是建筑工程费、设备费、安装费、征地费、建设技术服务及建设管理费, 其中国家管网天津 LNG 接收站在建设时期均已预留冷能利用用地, 所以无征地费, 静态投资合计为 13,205 万元, 明细详见表 10。冷能发电运行费用包括人工费、运维费, 合计 500 万元, 明细详见表 11。每年节省电费 1726 万元详见表 12, 第 11 年实现盈利, 盈利金额为 281 万元, 详见图 10; 若考虑碳交易, 第 9 年实现盈利, 盈利金额为 487 万元, 运行 10 年收益为 2008 万元, 详见图 11。

Table 10. Estimate of static investment (ten thousand Yuan)
表 10. 静态投资估算(万元)

费用名称	国家管网天津 LNG
建筑工程费	4530
设备费	8050
安装费	420
建设技术服务	120
建设管理费	85
合计	13,205

Table 11. Annual operating cost estimation (ten thousand Yuan)
表 11. 年运行成本估算(万元)

费用名称	国家管网天津 LNG
人工费	350
运维费	150
合计	500

Table 12. Estimated annual electricity savings (ten thousand yuan)
表 12. 年节省电费估算(万元)

名称	国家管网天津 LNG
电单价(千瓦时/元)	0.67
发电量(万千瓦时)	2576
节省电费(万元)	1726

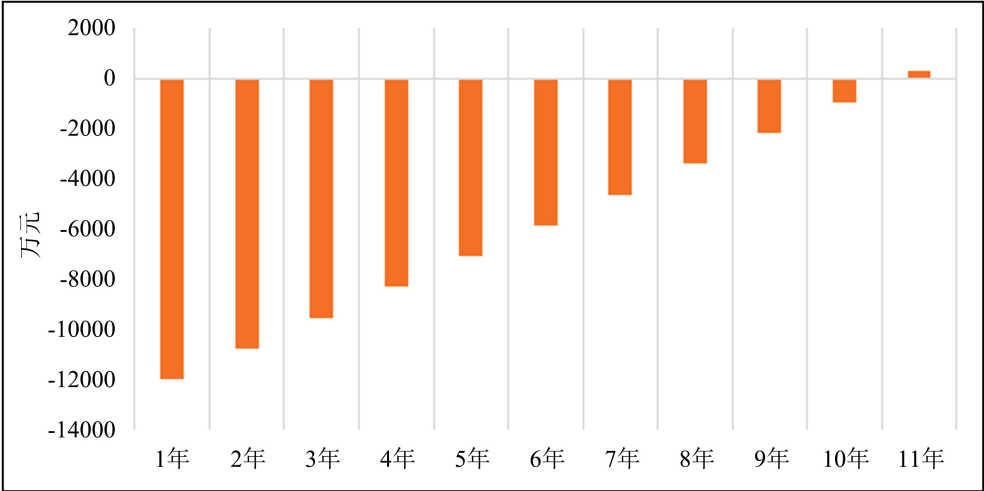


Figure 10. Return on investment (excluding carbon trading)
图 10. 投资回报(不考虑碳交易)

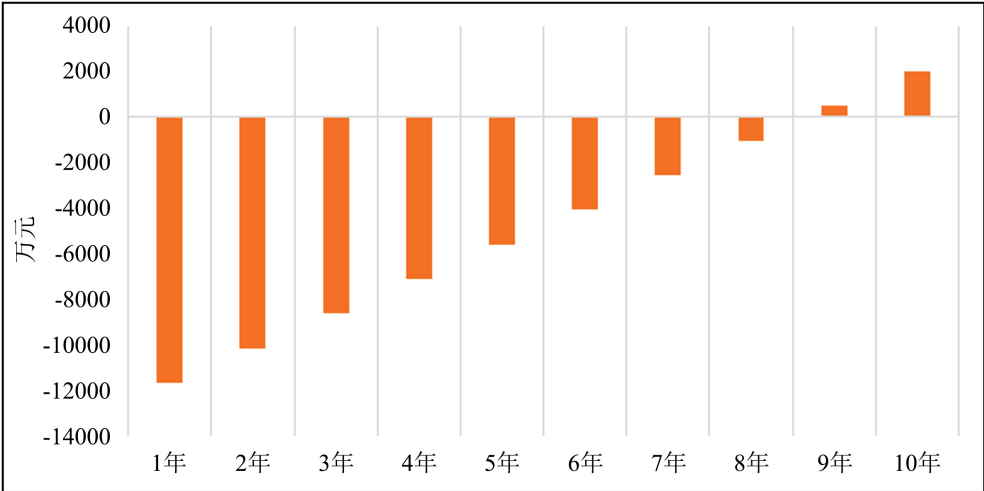


Figure 11. Return on investment (consider carbon trading)
图 11. 投资回报(考虑碳交易)

4. 结论及建议

1) 本文采用两种冷能利用技术分别对天津地区 3 座 LNG 接收站进行了项目投资和效益分析, 得出结论:

a) 京津冀地区具有液氮、液氧和液氩的市场需求, LNG 接收站的冷能空分项目具备市场基础, 3 个接收站的冷能空分项目的投资均在 3.2~4 亿元, 投资回收期 5~7 年;

b) 600 万吨/年规模的 LNG 接收站的冷能发电项目年发电量 2576 万 kW/h, 占工厂年耗电量 40%, 项目投资 1.32 亿元, 投资回收期 10 年;

c) 两种项目相比, 虽然冷能空分项目投资高于冷能发电项目, 但是投资回收期较短, 经济效益相对较好。

2) 根据两种冷能利用技术的应用分析情况, 提出如下建议:

天津地区 LNG 接收站发展冷能空分项目前景更大, 实施冷能空分项目后, 可减少碳排放约 14.3 万吨/年, 实现较好经济效益的同时产生了可观的社会效益, 也将助力《天津市碳达峰实施方案》目标的实现。

参考文献

- [1] 梁萌, 赵赏鑫, 任重远, 等. 新时期中国油气进口通道的风险与应对策略[J]. 油气储运, 2022, 41(8): 875-884.
- [2] 陈延龙, 杨博. LNG 冷能利用及经济性分析[J]. 内蒙古石油化工, 2018, 44(1): 62-63.
- [3] 张雷. LNG 冷能利用方式探讨[J]. 智能城市, 2021, 7(23): 64-65.
- [4] 江蓉, 赖勇杰, 黄震宇, 等. 我国 LNG 冷能空分技术的应用现状及展望[J]. 低温与特气, 2022, 40(5): 6-9.
- [5] 胡苏阳, 秦锋, 刘同, 等. 基于 LNG 冷能发电的 ORC 混合工质研究[J]. 低温与超导, 2022, 50(9): 101-106.
- [6] 张大伟, 胡超, 王敏, 等. 山东 LNG 接收站冷能空分方案技术经济可行性分析[J]. 天然气技术与经济, 2018, 12(3): 78-80.
- [7] 王宾. F 公司在京津冀地区的市场营销策略研究[D]: [硕士学位论文]. 天津: 天津大学, 2019.
- [8] 姜英宇, 张奕, 刘中河, 等. 天津南港 LNG 接收站冷能利用可行性分析研究[J]. 山东化工, 2022, 51(17): 160-162.
- [9] 陈琦, 吕洪炳, 何哲丰, 等. LNG 冷能空分方案设计与效益分析[J]. 能源研究与管理, 2021(3): 109-113.
- [10] 天津市发展和改革委员会能源处. 《天津市电力发展“十四五”规划》政策解读[EB/OL]. https://fzgg.tj.gov.cn/zwgk_47325/zcjd/202201/t20220127_5791189.html, 2021-12-31.
- [11] 李峰. 大型 LNG 接收站冷能利用技术分析与工程实践[J]. 化工管理, 2022(13): 149-152.
- [12] 黄华, 于海英, 赵颖, 等. 基于新环保标准的国产低氮 SCV 在 LNG 接收站的工程应用[J]. 化工设计通讯, 2022, 48(9): 148-150.