

“双碳”背景下液化天然气工业园区能源耦合技术研究

黄宇^{1,2,3}, 刘梦溪^{1,2*}, 陈海平⁴, 宋坤⁴, 孙富伟^{1,2,5}

- (1. 中国石油大学(北京)重质油国家重点实验室, 北京 102249;
2. 中国石油大学(北京)化学工程与环境学院, 北京 102249;
3. 中国海洋石油有限公司, 北京 100010; 4. 中海石油气电集团有限责任公司, 北京 100028;
5. 中国昆仑工程有限公司, 北京 100037)

摘要:以国内 LNG 接收站为研究对象,开展 LNG 工业园区能源耦合技术研究,利用电厂等项目提供的温排海水作为 LNG 气化的热源,为 LNG 接收站设计建造提供新思路,实现 LNG 冷能、工业余热等能源的有效利用,保护海洋环境,在园区内形成循环绿色经济体系,产生显著的经济效益和社会效益。通过分析 LNG 接收站常规取水工程和温排海水取水工程案例,研究技术可行性,为后续工业园区规划和配套项目的建设提供思路与参考。

关键词:液化天然气;工业园区;冷能利用;工业余热;海水循环;能源耦合

中图分类号:TE83;TE992.2;TE08

文献标志码:A

文章编号:0253-4320(2023)03-0213-04

DOI:10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2023.03.039

Research on energy coupling technology for LNG industrial park under carbon emission peak and carbon neutrality background

HUANG Yu^{1,2,3}, LIU Meng-xi^{1,2*}, CHEN Hai-ping⁴, SONG Kun⁴, SUN Fu-wei^{1,2,5}

- (1.State Key Laboratory of Heavy Oil Processing, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China;
2.College of Chemical Engineering and Environment, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China;
3.China National Offshore Oil Corporation, Beijing 100010, China; 4.CNOOC Gas & Power Group, Beijing 100028, China; 5.China Kunlun Contracting & Engineering Corporation, Beijing 100037, China)

Abstract: Taking China's LNG terminals as the object, the research on energy coupling technology in LNG industrial park is performed. Warm seawater discharged by power plants and other projects is used as the heat source for LNG gasification, which supplies new ideas for the design and construction of LNG terminals, and realizes the effective utilization of LNG cold energy, industrial waste heat and other energy, while protecting the marine environment and forming a circular green economy system in the park. In addition, significant economic and social benefits are obtained. Through analyzing some engineering cases about conventional water intake project and warm sea water intake project in LNG terminals, the technical feasibility is researched, aiming to provide ideas and references for the planning of subsequent industrial parks and the construction of supporting projects.

Key words: LNG; industrial park; cold energy utilization; waste industrial heat; seawater circulation; energy coupling

根据国家“碳达峰、碳中和”工作要求,能源领域加快构建清洁低碳安全高效能源体系。天然气作为最清洁的化石能源,在能源供应稳定性和调峰灵活性方面具有优势,是我国建设绿色低碳、安全高效能源体系的重要过渡能源,预计天然气能源消费总量将从2020年的8.3%上升至2035年的15%^[1],天然气市场发展潜力巨大,为实现“双碳”目标提供基础保障。

由于早期 LNG 接收站项目被国内外工程公司联合设计建造^[2],主要以满足 LNG 生产需求为目标,设置的远期预留口较少,站场内能源循环利用的研究基本处于空白^[3]。中国海油提前规划莆田

LNG 产业园区,项目引进充分注重产业上下游之间的能源耦合关系,构建了较为成功的 LNG 及冷能综合利用循环经济产业集群,是我国目前 LNG 综合利用链条较为完整的节能环保型示范园区,形成以 LNG 接收站为龙头、LNG 燃气-蒸汽联合循环发电为基础、LNG 冷能利用为核心的循环经济体系^[4]。广汇能源在江苏省吕四港建设的 LNG 接收站已率先开展了电厂温排海水利用项目探索实践,合理解决海水冷污染、热污染问题,产生显著的环境效益^[5]。

通过以 LNG 接收站为中心,周围化工或电力相关单位和用户等单位为需求目标,实现园区内能源的多级利用,获得互惠共赢的经济效益和社会效益,

收稿日期:2022-04-22;修回日期:2022-12-25

作者简介:黄宇(1989-),男,硕士,高级工程师,主要从事工程技术研究与管理工作;刘梦溪(1973-),男,博士,教授,研究方向为多相流反应器开发、流态化、多相流动与传递,通讯联系人,010-89733803, mengxiliu@sina.com。

探索适用于新形势下的 LNG 工业园区能源耦合技术将成为 LNG 行业发展的必然趋势^[6]。本文中以内某在建 LNG 接收站利用温排海水项目为例,对中间介质气化器(IFV)、开架式气化器(ORV)2类气化设备温排海水循环利用方案进行分析,从工艺方案、工程投资与精益效益方面进行比选,为后续 LNG 工业园区建设提供思路与参考。

1 项目概况

1.1 LNG 接收站概况

LNG 接收站由 LNG 卸船系统、LNG 存储系统、LNG 外输系统、BOG 处理系统等组成,主要功能是接卸 LNG 船舶运来的液化天然气,并加以储存和再气化。气化后的天然气通过管线气态外输至下游用户,也可通过槽车或小型 LNG 船液态运输至下游客户^[7]。

国内在建的北方某 LNG 接收站一期配套 4 座 20 万 m³ 混凝土全容储罐、8 000×10⁴ m³/d 气化设施、最大接卸能力为 26.6×10⁴ m³ 的 LNG 卸船泊位及配套工程等。工业区内某电厂距离该接收站约 10 km,已建成投用 2×300 MW 亚临界燃煤机组、2×1 000 MW 超超临界燃煤机组,采用海水直流冷却系统,冷却水源为临近港池海水,单台机组冬季冷却水用量及温升情况如表 1。

表 1 冬季电厂单台机组冷却水主要参数

项目	平均 用水量/ (m ³ ·h ⁻¹)	平均海水 入口温度/ ℃	平均海水 出口温度/ ℃	平均 温升/ ℃
300 MW 机组	9300	3	19	16
1000 MW 机组	77000	3	11	8

1.2 LNG 气化器概况

LNG 气化器主要分为中间介质气化器(IFV)、开架式气化器(ORV)和浸没燃烧式气化器(SCV)3种,其中前 2 种气化器需使用海水作为热源将 LNG 从-160℃气化至 1℃以上,海水直接由排水口排放至海中^[8],海水温降不应大于 5℃。本项目气化能力应配置 14 台 450 m³/h 的 LNG 气化器,已设计 4

台 ORV 用于日常气化外输,14+1 台 SCV 满足项目最大气态外输量。

IFV 是通过中间介质的沸腾冷凝过程实现 LNG 的气化,LNG 换热单元可以分为蒸发器、凝结器和调温器,整个换热过程中,丙烷作为中间传递热量的媒介,可防止海水在近壁处结冰,影响传热效果。海水管程主要采用钛合金管,常用于所在海域海水含沙量高的接收站项目气化设备^[9]。中间介质除丙烷外,还可采用异丁烷、R410A 等介质替换。

ORV 是以海水作为换热热源,海水进入气化器上部水槽,通过水槽溢流板流出,在板型管束外表面形成均匀的水膜。LNG 从下部总管进入,然后经铝合金换热管自下而上流动,与自上而下的海水形成对流换热实现气化。ORV 气化需要大量海水,对水的品质也有严格的要求^[10]。设备应用前需要对海域水质条件进行细致分析,并非所有项目适合应用 ORV 气化器。

SCV 是通过燃料气燃烧产生热量实现 LNG 气化,鼓风机将燃烧器燃烧后的热烟气吹入水浴池中,水与蛇形换热盘管交换热量气化管内的 LNG^[11],不需要使用海水。考虑到 SCV 需要消耗输出气量的 1.5%作为燃料,运行成本较高,常用于冬季生产及调峰使用。

1.3 能源耦合方案

电厂、炼厂、钢厂等作为 LNG 工业园区内的重要项目,在生产运行中会产生大量的热能,如何“变废为宝”是解决能源耦合问题的关键^[12]。这类项目具有全年设备运行时间长、用水量大的特点,其中项目产生的高品位热能转化为其他能量,而冷却设备后的低品位热能海水则很难被利用^[13],直接释放会造成能量浪费,并会影响当地海洋环境生态。现有化工、电力项目虽已采取节水降损或余热利用的措施,但难以从根本上解决海水能量损失问题^[14]。

该接收站项目的用气高峰主要在冬季,冬季采用 SCV 作为主气化器,配置数量满足设计要求的最大外输量,并配套电厂温排海水利用项目增设海水气化器,项目能源耦合设计方案与常规设计方案流程如图 1 所示。考虑电厂排水区域取水工程、温排

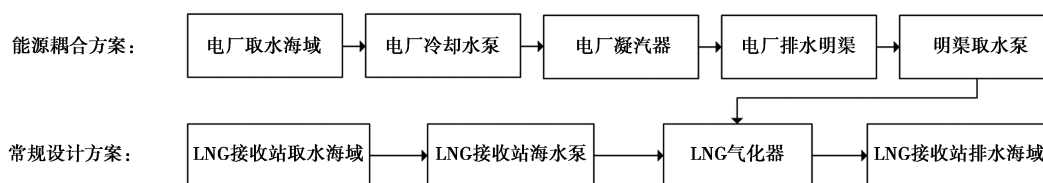


图 1 LNG 接收站与电厂能源耦合设计流程示意图

水管道工程实施的可行性和海洋环境保护要求,确定项目按 80 000 m³/h 的供水规模,海水进站温度不低于 11℃,海水出站温度不低于 3℃开展工作,夏季使用 LNG 接收站原有海水取水系统,冬季优先使用电厂温排海水系统气化 LNG,当电厂停产检修时采用 SCV 气化 LNG。

2 项目案例研究

2.1 LNG 气化器设计

本项目区域海水水质满足 ORV 和 IFV 2 种 LNG 气化器的使用要求,且均适用于电厂温排海水,本项目 LNG 设备处理能力 430 m³/h,结合设备特点进行工艺计算。

ORV 为开架型式,理论计算最小海水成膜所需的海水量约为 5 400 m³/h,考虑海水流量波动设计 10%余量,因此单台 ORV 海水用量设计为 6 000 m³/h。当使用 11℃的电厂温排海水时,海水量 6 000 m³/h 可满足 430 m³/h 的 LNG 气化要求。IFV 为管壳型式,换热效率高,通过保证介质流动可实现气化功能,在入口海水温度 11℃时,海水需求量约为 4 500 m³/h,考虑设计 10%余量,因此单台 IFV 海水用量设计为 5 000 m³/h。2 种气化器经分析对比如表 2。

表 2 LNG 气化器参数对比

项目	ORV	IFV
气化能力/(m ³ ·h ⁻¹)	430	430
最小水压/MPa	0.15	0.05
最小用水量/(m ³ ·h ⁻¹)	6000	5000
LNG/NG 侧压降/MPa	0.15	0.05
海水侧压降 ^[15] /MPa	0.2	0.05
最大接收站海水出入口温差/℃	5	5
最大温排海水出入口温差/℃	8	8

根据电厂温排海水取水量 80 000 m³/h 的供水规模,分别满足 13 台 ORV、16 台 IFV 的海水使用量。由于冬季 ORV 设备使用温排海水会在设备区域出现雾汽,不利于现场管理和设备日常维护,且至少需要启动 1 台 SCV 增补气化量。IFV 设备不存在上述问题,所需海水入口压力低可进一步优化取水泵扬程,且至少 2 台 IFV 可后续扩建,充分利用电厂温排海水,扩大项目气化能力。综上确定采用 IFV 作为气化设备。

在 IFV 中间介质选择方面,由于丙烷属于易燃易爆介质,需在 IFV 区域设置丙烷系统,包括丙烷罐、丙烷泵等,有安全间距要求,对接收站建设进度、安全与环境评价、总图布置均有一定影响。制冷剂

R410A 具有稳定、无毒等特点,外观无色,不浑浊,易挥发,沸点-51.6℃,凝固点-155℃,理论计算可满足海水气化 LNG 中间介质特性要求,因此拟采用安全、环保制冷剂 R410A 作为中间介质。

2.2 取水工程设计

LNG 接收站按照常规设计方案建设取排水工程,配置 4 用 1 备共计 5 台海水泵,单台海水泵流量 8 000 m³/h、扬程 30 m,海水使用温度不低于 5℃,最大海水温差不大于 5℃。排水工程规模 80 000 m³/h,采用暗渠方式。

电厂温排海水利用项目取水工程按照大小泵的配置方式,设置 7 台大取水升压泵,2 台小取水升压泵,当输水水量达到 80 000 m³/h,取水升压泵采用 6 大、1 小运行,1 台大取水升压泵和 1 台小取水升压泵分别作为备用,接收站海水泵与电厂取水升压泵主要参数如表 3。电厂至 LNG 接收站温排海水管道采用双根输水焊接钢管布置方案,管道设计重度防腐、阴极保护的防护措施,管径为 2×DN2400,每根海水主管的设计输水量为 40 000 m³/h,海水管道主要参数如表 4。当其中一条主管出现故障时,另一条主管能通过海水的设计水量为 56 000 m³/h,满足 11 台 IFV 海水用量,启动 3 台 SCV 增补气化量。电厂至 LNG 接收站温排海水管道与 LNG 接收站内海水管道连通,通过设置隔断阀实现 2 套海水系统灵活切换。

表 3 项目相关海水泵主要参数

项目	正常流量/ (m ³ ·h ⁻¹)	扬程/ m	功率/ kW	控制	数量
LNG 接收站海水泵	8000	30	1100	定频	4+1
明渠大取水升压泵	12400	68	3300	变频	6+1
明渠小取水升压泵	6800	68	1800	变频	1+1

表 4 温排海水管道主要参数

单根海水管道设计流量/(m ³ ·h ⁻¹)	40000
外径/mm	2440
壁厚/mm	16
内径/mm	2408
截面积/m ²	4.55
流速/m/s	2.45

2.3 方案经济分析

本项目通过温排海水作为热源气化 LNG,减少 SCV 在冬季的使用,实现项目的节能降耗。为进一

步确定经济效益,基于 LNG 接收站冬季相同工况对 LNG 接收站常规取水工程、温排海水取水工程 2 种方案进行经济性的比对分析。

2.3.1 项目气化系统年运行费用测算

冬季 LNG 单价暂定为 5 000 元/t,电价参考一般工业不分时电价暂定为 0.8 元/kWh。本项目当年 11 月—次年 3 月为冬季保供期,假设至少有 50 d 以最大气化外输运行,LNG 接收站常规方案由 14 台 SCV 满负荷气化外输,电厂温排海水方案由 14 台 IFV 满负荷气化外输。当年 4 月—10 月为非冬季保供期,LNG 接收站由 5 台 ORV 满负荷气化外输。运行费用测算如表 5。

表 5 项目气化系统年度运行费用测算

项目	使用天数/ d	单台设备运行成本/ (万元·d ⁻¹)	数量	总费用/ 万元	冬季 50 d 最大气化外输总费用/万元
冬季保供期(SCV)	120	37.3	14	62664	26110
冬季保供期(IFV+取水泵方案)	120	6.3	6	4536	1890
非冬季保供期(ORV+海水泵)	245	2.1	4	2058	

根据上述测算,使用电厂温排海水方案较 LNG 接收站常规方案在运行成本方面具有明显优势,仅以 50 d 最大气化外输的工况为例,年节省运行费用 24 220~58 128 万元。

2.3.2 项目投资匡算与效益分析

电厂温排海水工程项目作为本项目的扩建工程,包括站内工程和站外工程,原接收站建设投资不重复计算。站内工程包括 2 km 取水管道、14 台 IFV 气化器、排水管道及配套设施等。站外工程包括明渠改造(增设箱涵、前池)、取水泵房、9 台取水泵、8 km 取水管道及配套设施等。根据初步投资匡算站内工程约 67 500 万元,站外工程约 82 500 万元,总投资 150 000 万元。

基于理论满负荷运行工况,对方案进行初步测算,利用工业余热作为热源气化 LNG,能够大幅度降低项目生产成本,前期投资回收期期望较高,实现工业余热的二次利用与工业园区的能源耦合,具有较大的节能经济优势。

3 总结与建议

“双碳”背景下天然气行业需求将迎来快速发

展,通过 LNG 冷能利用、工业余热回收等方式建立 LNG 工业园区绿色低碳循环发展经济体系,具有显著的经济效益和社会效益。本研究基于常规北方 LNG 接收站的运行特点,技术方案具有普适性,一方面降低 LNG 项目冬季运行 SCV 的成本,提高项目经济性,另一方面减少工业园区内电厂等热海水排放,形成冷热能源耦合提高能源综合利用率,积极保护海洋环境生态。

针对后续新建 LNG 工业园区能源耦合项目,建议在 LNG 接收站项目前期研究阶段提前规划、统一设计、同步投产,并考虑到天然气市场需求变化、上游单位停产检修及其他不可抗力因素影响,保留 LNG 接收站内原有气化设施和海水系统,可结合项目实际情况适当优化,进一步降低项目总投资,提高项目经济性。

参考文献

- [1] 周守为,朱军龙,单彤文,等.中国天然气及 LNG 产业的发展现状及展望[J].中国海上油气,2022,34(1):1-8.
- [2] 陈海平,黄宇,郭琦,等.液化天然气关键装备国产化科研模式探索与实践[J].现代化工,2020,40(9):1-3.
- [3] 赵若楠,马中,乔琦,等.中国工业园区绿色发展政策对比分析及对策研究[J].环境科学研究,2020,33(2):511-518.
- [4] 李波,马强.燃气蒸汽联合循环机组中 LNG 冷能利用方案研究[J].山东电力技术,2017,44(11):47-51.
- [5] 薛小春,张力锋.LNG 接收站利用电厂温排水实际案例分析[J].化肥设计,2021,59(5):35-37.
- [6] 陈郁,刘素玲,张树深,等.化工生态工业园区可持续发展评价研究[J].现代化工,2010,30(12):86-90.
- [7] 王红,白改玲,李艳辉,等.LNG 接收站流程模拟计算[J].天然气工业,2007,27(11):108-109.
- [8] 黄宇,陈海平,宋坤.液化天然气接收站气化器自主研发与工业化研究[J].现代化工,2018,38(2):173-176.
- [9] 陈海平,黄宇,鲁亮,等.LNG 气化器的材料选择与应用研究[J].天然气与石油,2021,39(2):95-99.
- [10] 陈海平,黄宇.液化天然气接收站项目液化天然气气化器选型[J].石油化工设备,2018,47(3):18-21.
- [11] 荀海晶.天津 LNG 项目气化器选型分析[J].中国造船,2014,55(2):138-143.
- [12] 许铭,吴宗之,张悦,等.我国省级以上化工园区分布特点[J].现代化工,2014,34(2):17-19.
- [13] 马双忱,马岚,刘畅,等.电厂循环冷却水处理技术研究与应用进展[J].化学工业与工程,2019,36(1):38-47.
- [14] 冯武军,毛玉如,陈红,等.我国化工园区发展循环经济的典型模式研究[J].现代化工,2007,27(3):7-10.
- [15] 梁勇,周元欣,远双杰,等.LNG 接收站与电厂循环水综合利用方案分析[J].天然气化工: C1 化学与化工,2021,46(5):96-101. ■