上海洋山 LNG 接收站冷能发电工艺操作优化

袁　杨[1]　阳智钢[2]　易宜阳[2]　朱建鲁[2]　徐常安[3]

1. 上海液化天然气有限责任公司，　上海　201204；
2. 中国石油大学(华东)储运与建筑工程学院，　山东　青岛　266580；
3. 广东省招商局海洋装备研究院有限公司，　广东　深圳　518060

摘　要：冷能发电是液化天然气(Liquefied Natural Gas，LNG)接收站冷能利用高效可行的方式之一，上海洋山 LNG 接收站建成中国首套、世界规模最大的 LNG 冷能发电装置。针对环境参数、进料条件和用气需求等工况变化发电量不稳定的问题，对上海洋山 LNG 接收站冷能发电装置系统进行优化研究。基于现场运行经验及相关数据，建立并验证了 LNG 冷能发电工艺模型，完成了工艺参数敏感性分析、不同工况下最优参数确定，以得到各工况最大净发电量。研究结果表明：相同条件下夏季单位质量 LNG 净发电量比冬季单位质量 LNG 净发电量高 43.1%，但由于夏季用气量较冬季高峰期用气量低 30% ~50%，冬季净发电量与夏季净发电量基本持平；海水涨潮时比退潮时净发电量高 7.1%；只改变 LNG 组分的工况条件下，LNG 贫液较富液净发电量高 17.2%。通过调整海水流量、丙烷循环量、丙烷高压、丙烷低压，优化了夏季贫液、夏季富液、冬季贫液、冬季富液 4 种工况，相对于设计参数，最终工艺的净发电量平均提高 13.94%，可为类似工艺生产运行优化提供借鉴。

关键词：LNG 冷能发电；工艺模拟；敏感性分析；操作优化；遗传算法
DOI：10.3969/j.issn.1006-5539.2026.04.001

Optimization of operating parameters for cold energy power generation process at Shanghai Yangshan LNG receiving terminal

Yuan Yang[1], Yang Zhigang[2], Yi Yiyang[2], Zhu Jianlu[2], Xu Chang'an[3]

1. Shanghai LNG Company Ltd., Shanghai, 201204, China;
2. College of Pipeline and Civil Engineering, China University of Petroleum(East China), Qingdao, Shandong, 266580, China;
3. Guangdong Provincial Ocean Equipment Research Institute Co., Ltd., Shenzheng, Guangdong, 518060, China

Abstract: Cold energy power generation is an efficient and feasible method for utilizing the cold energy of liquefied natural gas (LNG) at receiving terminals. Shanghai Yangshan LNG terminal has commissioned China's first and the world's largest LNG cold energy power generation facility. To address the issue of unstable power output caused by variations in environmental conditions, feedstock parameters, and gas consumption demand, an optimization study was conducted on the cold energy power generation system at the terminal. Based on field operational data and experience, a process model of LNG cold energy power generation was established and validated. Sensitivity analyses of process parameters were conducted, and optimal parameters under different operating conditions were determined to maximize the net power output. Results indicate that, under identical conditions, the net power output per unit mass of LNG in

收稿日期：2026-01-14
基金项目：国家自然基金联合重点项目“新型 FLNG 装置天然气带压液化复杂流动与换热的基础问题”(U21B2085)
作者简介：袁　杨(2001-)，男，工程师，学士，主要从事 LNG 液化生产相关工作。E-mail：yuanyang@shlng.com.cn
通信作者：朱建鲁(1985-)，男，教授，博士，主要从事液化天然气储运技术与掺氢天然气储运技术研究。E-mail：upczjl@upc.edu.cn

summer is 43.1% higher than that in winter; however, due to summer gas demand being 30% ~ 50% lower than peak winter demand, the total net power output in winter is approximately equal to that in summer. Additionally, net power output during high tide is 7.1% higher than that during low tide. Under specified operating conditions where only the LNG composition is varied, the net power output using lean LNG is 17.2% higher than that using rich LNG. By adjusting seawater flow rate, propane flow rate, propane high and low pressures, the system was optimized for four operating conditions—summer lean LNG, summer rich LNG, winter lean LNG, and winter rich LNG. Compared with design parameters, the optimized process increased average net power output by 13.94% , providing practical reference for process operation optimization of similar applications.

Keywords: LNG cold energy power generation; Process simulation; Sensitivity analysis; Operation optimization; Genetic algorithm

0 前言

液化天然气(Liquified Natural Gas,LNG)进口是中国天然气进口四大通道之一,对中国能源发展起到了重要作用。近4年中国LNG对外依存度保持在40%左右[1],2024年LNG进口量达7 665 × 10^4 t,占天然气进口总量的58.2%[2],维持全球第一大LNG进口国地位[3],并预计进口量将继续稳速增长[4]。LNG在气化过程中约释放830 kJ /kg冷能[5],如将LNG直接与环境换热,不仅浪费了LNG蕴含的大量冷能,同时会危害环境。LNG冷能利用方式主要有发电、空气分离[6]、制取干冰[7]和食品冷冻厂供冷[8]等。LNG冷能发电因技术成熟、规模大、收益可观而得到广泛应用。美国、日本、韩国在冷能发电领域位居世界前列,尤其是日本,在20世纪80年代就开始建立冷能发电项目,经过几十年技术经验积累,已经涌现出许多如大阪瓦斯、中部电力和东京电力等大型LNG冷能发电公司[9]。中国LNG冷能发电技术的研究与应用虽然相对于发达国家起步较晚,但随着近几年中国对LNG冷能利用技术研究的加深,LNG冷能发电技术取得显著进步,中国一系列LNG冷能发电项目正在有序开展:2023年2月新奥舟山液化天然气有限公司建立的中国首套双环LNG气化冷能发电装置投产,2024年2月中国海洋石油集团有限公司(以下简称中海油)福建莆田LNG冷能发电项目落地,2025年1月中国首套国产化LNG冷能发电装置在中海油“绿能港”累计发电突破500 × 10^4 kW · h。

LNG冷能发电作为LNG冷能利用的主要方式,是目前研究的重要方向。Yu Haoshui等人[10]研究了22种循环工质在不同压力下的能量利用效率,最终选出R125、R143a、R290、R1270为最优循环工质。He Tianbiao等人[11]提出,在单级低温朗肯循环下R1270发电效率和能量效率最大,而乙烷热效率最高。Bao Junjiang等人[12]研究了双级冷凝循环下非共沸化合物的表现,提出选取二元混合物作为循环工质的净发电量高于单工质的净发电量,且二元混合物均为碳氢化合物时,系统净发电量比其他情况的净发电量高。Ma Guoguang等人[13]建立了多级朗肯循环,并发现相对于单级朗肯循环,多级朗肯循环能量效率和净发电量均大幅提高;当循环级数增加时,费用线性增加而发电量增加越来越慢,因而多于五级的朗肯循环没有实际意义。宁栗康[14]提出了3种利用LNG冷能与中深层地热能的发电系统工艺,并在此基础上给出了地热能发电优化配置规律。吴镇泉[15]提出可以通过采用跨临界系统改善蒸发器内的热匹配和使用非常规冷凝器来减少发电过程中的㶲损失。Ma Jie等人[16]建立了利用LNG冷能与低温废热的发电模型。Joy J等人[17]提出在冷热源温差不变的情况下,可以通过优化换热器换热温差以提高发电量。龚文政等人[18]建立了新型发电循环,在利用LNG发电的同时生产液态二氧化碳。陆新洋[19]建立了LNG冷能发电模型,实现对压缩空气储能过程中压缩热的回收。朱敏[20]建立了LNG冷能与闪蒸气(Boil-off Gas,BOG)多级联合发电系统,在发电的同时回收BOG。

目前针对LNG冷能发电的研究主要集中在工艺的设计和改进,缺乏对LNG冷能发电运行装置的验证,以及在此基础上的工艺优化研究。本文建立上海洋山LNG接收站生产相关工艺模型,基于实际生产运行数据,完成了模型验证、敏感性分析以及工艺参数优化,得到不同工况下最优操作参数,为工艺生产运行优化提供指导及依据。

1 工艺建模与验证

1.1 LNG冷能发电工艺模型

上海洋山LNG冷能发电站见图1。该装置是中国首套、世界规模最大的LNG冷能发电装置,以低温朗肯循环为理论基础,利用LNG与海水之间的温差发电,设计年发电量超过2 400 × 10^4 kW · h,每年可减少近7 000 t标准煤当量能耗,减少碳排放约1 × 10^4 t。

图 1　上海洋山 LNG 冷能发电站现场设备照片

Fig. 1　On-site equipment of Shanghai Yangshan LNG cold energy power station

根据实际生产工艺流程，利用 Hysys 软件搭建工艺模型，上海洋山 LNG 冷能发电装置工艺流程见图 2，具体模拟流程见图 3。工艺主要设备为透平膨胀机与中间介质气化器（Intermediate Fluid Vaporizer，IFV）。丙烷气化后需要进入透平膨胀机膨胀做功，因此与常规 IFV 不同，该工艺中 IFV 的丙烷冷凝区域与蒸发区域分开设置。工质需满足化学性质稳定、对环境影响小、经济性高、全球变暖潜热值低、臭氧消耗潜能值为 0 等条件，参考国外 LNG 发电站工质比选经验，比选后以摩尔分数 98% 丙烷与 2% 乙烷作为工质（以下简称丙烷）。整个工艺流程主要由 LNG、海水、丙烷 3 条流股间的热量交换实现冷能回收，通过中间介质丙烷的膨胀做功完成发电，实现冷能利用。LNG 进入 IFV 内丙烷冷凝区域与丙烷换热后外输。海水由海水泵加压[21]后送入 IFV，为外输的 LNG 提供热量，换热完成后的海水再进入 IFV 的丙烷蒸发区域，为丙烷气化提供热量，实际生产中海水流量的可调范围为 7 750 ~ 8 500 t /h，同时因 IFV 结构强度限制，入口海水压力值为 370 kPa。丙烷膨胀后被 LNG 冷凝，经过丙烷泵增压后与海水换热再次气化，不断循环利用 LNG 冷能。

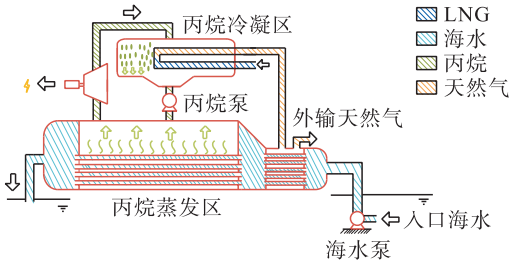

图 2　发电装置工艺流程图

Fig. 2　The process flow of the power generation system

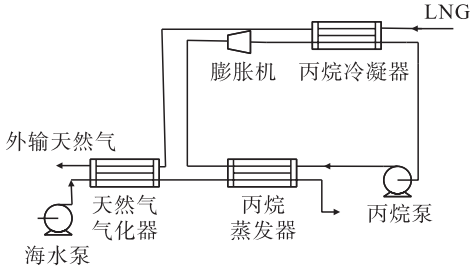

图 3　发电装置模拟流程图

Fig. 3　Simulation process of power generation system

其余节点根据现场运行条件可得：1）LNG 设计流量为 205. 3 t /h，组分见表 1，贫液、富液、标准液中储存温度分别为 -165. 2 ℃、-162. 6 ℃、-162. 0 ℃，外输天然气压力为 7 476 kPa；2）膨胀后丙烷压力在 10 ~ 50 kPa，温度约 -34. 4 ℃，丙烷设计流量 230 t /h，可根据 LNG 温度、海水温度和流量调节；3）换热器冷热流股压降均为 10 kPa，换热器最小换热温差取 3 ℃[22]；4）分析现场集散控制系统生产数据可知，泵效率取 73% ，透平膨胀机等熵效率取 87% ，发电机效率取 95% 。

表 1　LNG 组分表

Tab. 1　LNG components

LNG 组分	贫液中摩尔分数	富液中摩尔分数	标准液中摩尔分数
CH_4	96. 64%	89. 39%	92. 13%
C_2H_6	1. 97%	5. 76%	4. 15%
C_3H_8	0. 34%	3. 30%	2. 43%
iC_4H_{10}	0. 07%	0. 78%	0. 54%
nC_4H_{10}	0. 08%	0. 66%	0. 55%
C_5^+	0	0	0
N_2	0. 90%	0. 11%	0. 20%

1. 2　热力学模型

计算 LNG 热物性方面，在以彭—罗宾森（Peng-Robinson，PR）状态方程、索阿韦—雷德利希—邝（Soave-Redlich-Kwong，SRK）状态方程、李—凯斯勒—普吕克（Lee-Kesler-Plöcker，LKP）状态方程和本尼迪克特—韦布—鲁宾—斯塔林（Benedict-Webb-Rubin-Starling，BWRS）状态方程为代表的立方形状态方程中，PR 状态方程综合性能表现最佳[23]，适合计算 LNG 热物性，故选取 PR 状态方程计算工艺模型的 LNG 热物性。PR 状态方程由式（1）~（3）确定。

$$p = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a(T)}{V_m^2 + 2bV_m - b^2} \tag{1}$$

$$a(T) = a_c \cdot \alpha(T_r) = 0.457\,24 \frac{R^2 T_c^2}{p_c} \cdot \alpha(T_r) \tag{2}$$

$$b = 0.077\,30 \frac{RT_c}{p_c} \tag{3}$$

式中：$a(T)$ 为随温度变化的分子间引力参数；p 为气体压力，Pa；V_m 为气体的摩尔体积，m^3 /mol；T 为气体温度，K；R 为气体常数，取 8. 314 J /（kg · K）；a_c 为临界引力常数；b 为体积排斥常数；$\alpha(T_r)$ 为温度修正函数；T_c 为临界温度，K；p_c 为临界压力，Pa。

模型中主要设备为 LNG 换热器、泵、膨胀机、阀门，具体热力学数学模型见表 2。

表 2　主要设备热力学数学模型表

Tab. 2　Thermodynamic mathematical model of main equipments

设备	热力学数学模型
LNG 换热器	$Q = q_{m1}c_1(t_1' - t_1'') = q_{m2}c_2(t_2' - t_2'')$ $Q = KA\Delta t_m$ $\Delta t_m = \dfrac{\Delta t_{max} - \Delta t_{min}}{\ln \dfrac{\Delta t_{max}}{\Delta t_{min}}}$
泵	$H = \dfrac{p_{out} - p_{in}}{g\rho} + \dfrac{c_{out}^2 - c_{in}^2}{2g} + (Z_{out} - Z_{in})$ $N_e = \dfrac{g\rho q_v H}{1\,000}$ $\eta = \dfrac{N_e}{N}$
膨胀机	$q = h_2 - h_1 + \dfrac{v_2^2 - v_1^2}{2} + Z_2 - Z_1 + w$ pV^n 为常数 $n = \dfrac{\kappa}{\kappa - \varphi^2(\kappa - 1)}$
阀门	$q_v = C\xi\sqrt{\rho(p_1 - p_2)}$

注：Q 为热负荷，W；q_{m1}、q_{m2} 分别为热、冷流体质量流量，kg/s；c_1、c_2 分别为热、冷流比热容，kJ/(kg·K)；t_1''、t_1' 分别为热流体出口、入口温度，℃；t_2''、t_2' 分别为冷流体出口、入口温度，℃；K 为传热系数，W/m²；A 为传热面积，m²；Δt_m 为对数平均温差，℃；Δt_{max}、Δt_{min} 分别为冷热流股中较大、较小的换热温差，℃；H 为扬程，m；p_{out}、p_{in} 分别为泵出口、入口压力，Pa；c_{out}、c_{in} 分别为流体出口、入口流速，m/s；Z_{out}、Z_{in} 分别为泵出口、入口高程，m；N_e 为泵有效功率，kW；N 为输入轴功，kW；η 为泵效率；n 为多变指数；κ 为绝热指数；φ 为速度系数；V 为气体体积，m³；q 为单位质量工质与外界换热量，J/kg；h_1、h_2 分别为 1、2 截面工质比焓，J/kg；v_1、v_2 分别为 1、2 截面工质流速，m/s；Z_1、Z_2 分别为 1、2 截面的比势能，J/kg；w 为对外界输出的比轴功，J/kg；ρ 为流体密度，kg/m³；p_1、p_2 分别为 1、2 截面流体压力，Pa；q_v 为阀门质量流量，kg/s；C 为流量系数；ξ 为膨胀系数。

1.3　模型验证

为验证模型准确性，采用实际工况（工况条件参数和设备参数）模拟，得到工艺模型模拟值、实际生产工艺运行参数实际值及相对误差，见表 3。

表 3　模型相对误差表

Tab. 3　Model relative error

数值	发电量 / kW	丙烷循环量 / (t·h⁻¹)	海水出口温度 /K	膨胀机前丙烷温度 /K	丙烷泵前温度 / K
实际值	3 889	227.3	298.46	292.20	234.51
模拟值	3 970	231.99	298.55	292.40	230.54
相对误差	2.08%	2.06%	0.03%	0.07%	1.69%

对比模型模拟值与现场实际值，得到二者平均误差为 1.19%，建立的模型与实际情况符合良好，利用工艺模型开展后续模拟研究。

2　冷能发电工艺敏感性分析

上海洋山 LNG 接收站冷能发电装置受下游用户用气量、海水温度、接收 LNG 组分、海水潮位等环境变量参数影响，净发电量存在波动，同时生产中常调节丙烷泵及膨胀机阀门以改变膨胀机前后丙烷压力（以下分别称为丙烷高压、丙烷低压）、丙烷循环量等操作参数，从而实现最大净输出功率。各参数变化对净发电量存在不同影响，为优化工况，达到最大净发电功率，对系统各参数进行敏感性分析，研究各参数对工艺净发电量的影响，为选择优化参数提供依据。

2.1　环境变量参数分析

海水温度、LNG 组分、海水潮位等不可控因素为固定边界条件，生产中难以进行人为干预调整以优化运行，但其对发电装置的性能存在实际影响，因此同样分析系统边界条件，研究其对系统净发电量的影响。

2.1.1　贫富液因素分析

由表 1 可知，不同产地 LNG 组分存在显著差异，主要区别在于甲烷摩尔分数，贫液中甲烷摩尔分数明显高于富液中甲烷摩尔分数。同时因为甲烷比热显著高于 LNG 中其他烃类组分的比热，且甲烷沸点较低，在液化率相同的情况下贫液存储温度更低，因此甲烷摩尔分数更高的贫液将蕴含更多冷能。其他条件不变，运用发电模型模拟 LNG 组分中不同甲烷摩尔分数的工况，不同工况下最大净发电量见图 4～5。

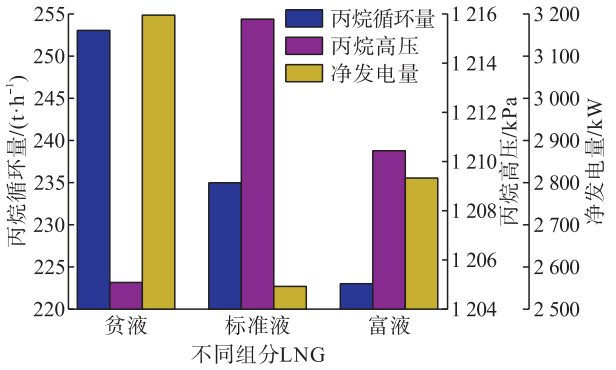

图 4　不同组分 LNG 模拟结果图

Fig. 4　Simulation results of different LNG components

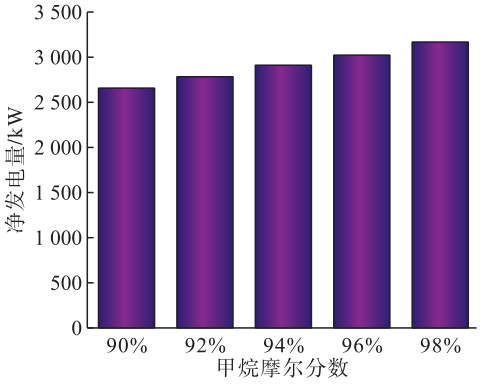

图 5　甲烷摩尔分数影响分析图

Fig. 5　Influence analysis of methane concentration

由模拟结果可以看出,甲烷摩尔分数升高,膨胀机前丙烷高压基本不变,说明 LNG 组分对丙烷压力影响较小。然而,甲烷摩尔分数升高将导致 LNG 比容及温度降低,冷凝丙烷量增多,导致丙烷循环量增加,净发电量增加。贫液丙烷循环量和净发电量达到了 251 t /h 和 3 182 kW,较富液分别增加 12.1% 和 17.2% ,且净发电量随 LNG 组分中甲烷摩尔分数线性变化,甲烷摩尔分数提高 2% 时,净发电量提高约 100 kW,当 LNG 中甲烷摩尔分数从 90% 增长至 98% 时,净发电量提高 19.2% 。

2.1.2　季节因素分析

夏季发电装置运行时,海水温度上升将导致气化后丙烷温度上升并使气态丙烷温度压力提高,从而提高净发电量,冬季则相反。且 LNG 由海外运输至接收站时,与冬季相比,夏季运输船中 LNG 与环境温差更大,将使接收 LNG 温度更高。本文选取夏季海水高温(30 ℃)、LNG 高温(-134 ℃)和冬季海水低温(8 ℃)、LNG 低温(-152 ℃)2 个季节的工况进行模拟,LNG 组分为表 1 中标准液中组分,得到 2 种工况下的发电量,见图 6 ~7。

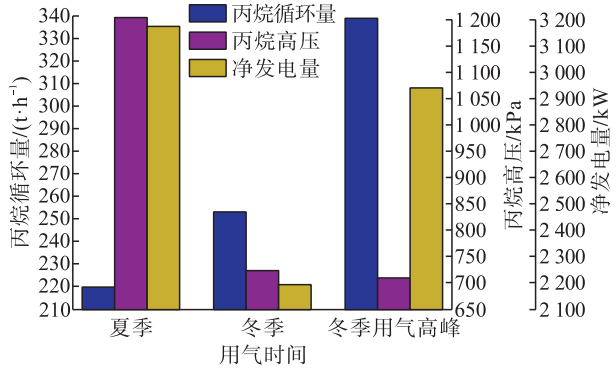

图 6　不同季节 LNG 发电模拟图

Fig. 6　LNG seasonal power generation simulation

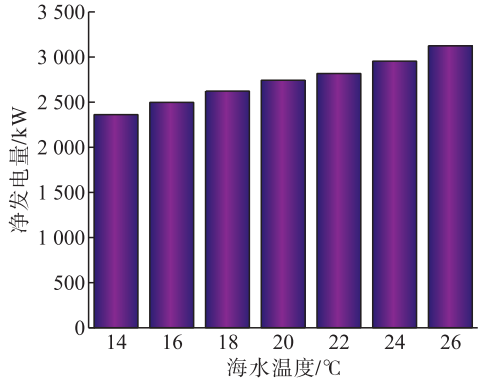

图 7　海水温度影响分析图

Fig. 6　Influence analysis of seawater temperature

由图 6 ~7 可知,由于冬季海水温度低,丙烷高压压力相较于夏季降低了 65.3% ,因而在 LNG 流量相同的情况下,冬季工况单位质量 LNG 净发电量下降了 43.1% 。且净发电量与海水温度成线性关系,海水温度每降低 2 ℃,净发电量约降低 120 kW。然而冬季工况下,下游用户用气量较夏季增加 30% ~50% ,LNG 温度更低,蕴含更多冷能,但由于海水温度低导致丙烷蒸发压力低,发电量反而下降,大量冷能被浪费,数据显示,上海市高峰季用气量相对于淡季用气量提高了 30% ~50% [24 -25],即使冬季单位质量 LNG 净发电量低 43.1% ,实际情况下冬季净发电量与夏季净发电量基本持平。

2.1.3　海水潮位因素分析

由于该发电装置以海水作为热源,受海水潮位的影响,进入 LNG 换热系统的海水压力难以保持稳定,发电装置会受到影响。通常海水潮位对发电装置的影响主要体现为对入口海水压力的影响:LNG 流量较大,为加热大量换热后的液态丙烷,海水流量需要有规定下限值,在这个流量规定下限值下,由于入口海水压力的变化以及进入发电装置海水压力的要求,海水泵功率随入口海水压力提高而下降,净发电量随之提高。海水潮位影响分析见图 8。

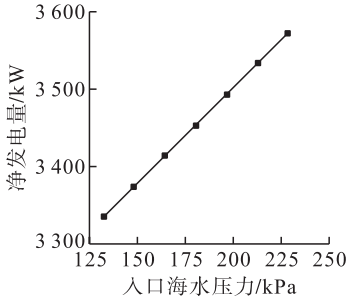

图 8　海水潮位影响分析图

Fig. 8　Influence analysis of seawater tide

当海水流量一定时,海水入口压力的改变将导致海水泵功率发生变化,入口海水压力升高,海水泵功率下降,反之海水泵功率上升。海水流量变化对净发电量影响不大,海水升潮时的净发电量较海水退潮时的净发电量提高了 7.1% 。

2.2　操作参数分析

在该发电装置中,可在现场进行直接或者间接调节的操作参数有丙烷循环量、丙烷高压、丙烷低压、海水流量。不同的影响因素变化幅度相同时,净发电量变化却相差较大。实际生产过程中丙烷循环量、丙烷高压、丙烷低压、海水流量可根据工况波动进行调整,是生产中可改变的工艺参数,对净发电量进行单因素敏感性分析,根据工艺流程特性可分为丙烷循环系统操作参数敏感性分析及海水系统参数敏感性分析。

2.2.1　丙烷循环系统操作参数分析

利用搭建的工艺模型,改变丙烷高压、丙烷低压和海水流量其中 1 个参数,保持其他参数不变进行模拟,丙烷

循环系统操作参数变化对净发电量的影响见图 9 ~ 11。

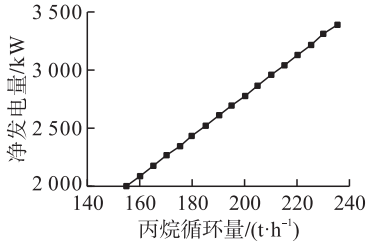

图 9　丙烷循环量分析图

Fig. 9　Analysis of propane circulation flow rate

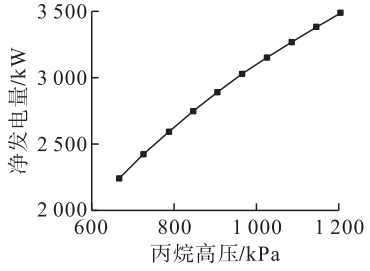

图 10　丙烷高压分析图

Fig. 10　Analysis of propane under high pressure

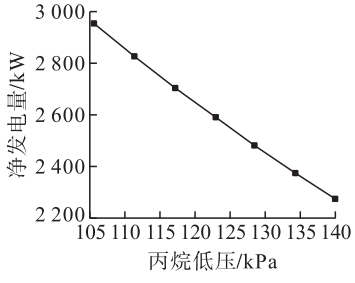

图 11　丙烷低压分析图

Fig. 11　Analysis of propane under low pressure

由图 9 ~ 11 可知，在模拟工况下，丙烷循环量增加 51.61%，净发电量增加 72.95%，净发电量与丙烷循环量呈线性关系变化；丙烷高压在一定范围内增长，LNG 净发电量不断增加，当丙烷高压从 755 kPa 增长 59.60% 达到 1 205 kPa，净发电量增长幅度到 55.33%；丙烷低压增长，净发电量不断下降，丙烷低压增加 27.27%，净发电量减少 19.38%。

2.2.2　海水循环系统参数分析

当作为边界条件的海水温度已经确定时，海水循环系统内海水流量为主要影响系统净发电量的工艺参数。

丙烷循环量由 LNG 流量、LNG 温度确定，当海水温度、LNG 流量、LNG 温度确定时，若海水流量过小，由于受海水温差≤5 ℃的限制，丙烷高压较小。而当海水流量足够时，海水温差无需达到 5 ℃，丙烷与海水换热效果较好，换热后丙烷蒸汽温度较高，丙烷高压也较高，但随着海水流量提高，丙烷高压并无明显变化，且随着丙烷高压的增大以及海水流量的增加，丙烷泵以及海水泵的能耗增大，净发电量开始下降，具体净发电量随海水流量变化见图 12。

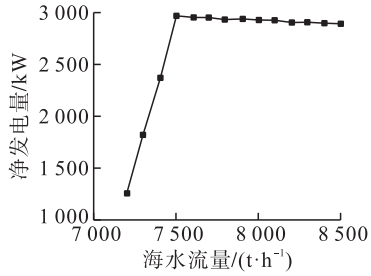

图 12　不同海水流量下净发电量变化曲线图

Fig. 12　Net power generation at different seawater flow rates

由图 12 可知，净发电量随着海水流量增加呈现快速增长后缓慢降低的趋势。在海水流量为 7 500 t /h 时，净发电量达到最大，增长幅度达到 135.93%。当海水流量增长到 8 500 /h 时，净发电量相较于最大净发电量下降了 2.52%，但相较于海水流量为 7 200 t /h 时，净发电量仍增加了 129.97%。

2.3　敏感性分析

影响系统净发电量的因素有海水温度、海水流量等。为对工程优化过程中参数调整进行排序，在设计条件下研究净发电量对不同因素的响应情况。发电参数敏感性分析见图 13。

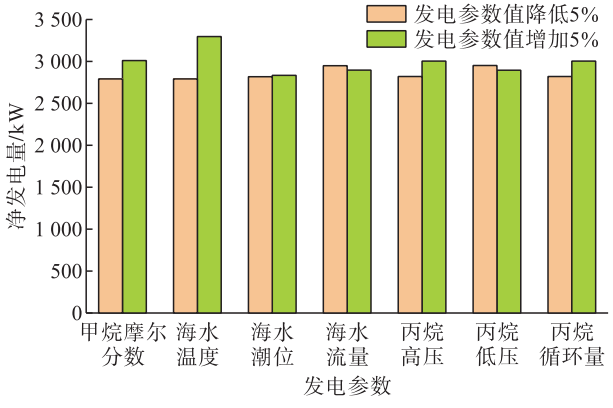

图 13　发电参数敏感性分析图

Fig. 13　Sensitivity analysis of power generation parameters

由图 13 可知，对净发电量影响最大的发电参数是甲烷摩尔分数、海水温度和丙烷循环量。甲烷摩尔分数影响 LNG 提供的冷能，海水温度影响热力系统的效率，丙烷循环量直接影响透平膨胀机转动速率，因此这些因素对净发电量影响较大。同时，海水流量和丙烷高压对净发电量影响较大。丙烷高压通过改变膨胀机转动速率影响净发电量，海水流量则通过改变海水泵功率影响净发电量。丙烷低压、海水潮位对净发电量影响较小。

3　冷能发电工艺参数优化

经过敏感性分析可知，环境变量参数及操作参数的变化都会影响系统的净发电量，但生产过程中操作参数中的丙烷循环量、丙烷高压、丙烷低压及海水流量可根据工况变化进行人工操作。为提高该发电装置净发电量，优化 LNG 发电工艺，利用遗传算法（Genetic Algorithm，GA）工具对上述 4 种参数进行最优寻找，得到最优参数和工艺的最大净发电量。

GA 的主要操作步骤为：1）产生初始群体；2）给定适应度；3）根据适者生存原则选择优良个体；4）优良个体两两配对，随即交叉并变异后产生下一代群体；5）逐代进化直到满足最优解或终止条件。具体工艺优化技术路线见图 14。

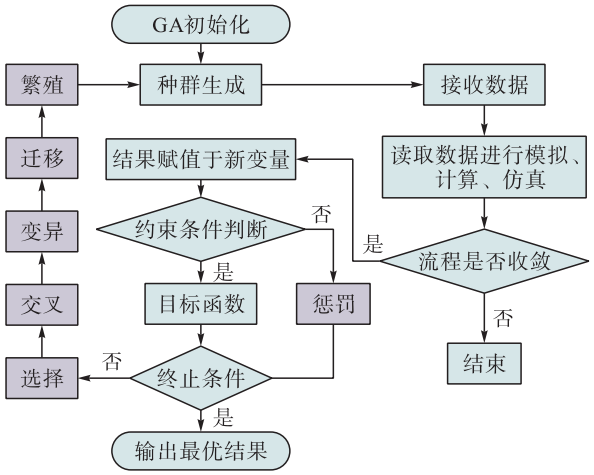

图 14　GA 优化工艺技术线路图

Fig. 14　Flowchart of process technology optimization via genetic algorithm

以主要影响净发电量的海水流量、丙烷循环量、丙烷高压、丙烷低压作为遗传算法中的优化变量，分别优化计算夏季贫液、夏季富液、冬季贫液、冬季富液 4 种工况条件，寻找不同工况下海水流量、丙烷循环量、丙烷高压、丙烷低压的最优参数，使每种工况净发电量达到最大。

3.1　工况优化

用 GA 对 4 种工况寻优时，适应度函数、约束条件相同，只有优化变量上下限的区别。两者都以最大净发电量为适应度函数，考虑 GA 特性，目标值为最大净发电量负值，适应度函数见式(4)。

$$f(x)_{\min} = -(W_1 - W_2 - W_3) \tag{4}$$

式中：W_1 为膨胀机的输出功，kW；W_2 为海水泵的功耗，kW；W_3 为丙烷泵的功耗，kW。

惩罚函数见式(5)。

$$W_4 = f(x)_{\min} \times (-1\ 000) \tag{5}$$

式中：W_4 表示经过算法惩罚后输出的净发电量值，kW。

工艺优化的具体 GA 参数见表 4。

表 4　GA 参数设置表

Tab. 4　Genetic algorithm parameter settings

算法参数	具体设置
约束条件	换热器最小换热温差≥3 ℃、膨胀机前后流股气相分率为 1、丙烷泵出入口流股气相分率为 0、出入口海水温差≤5 ℃
优化参数	种群大小为 50、最大迭代次数为 50、交叉概率为 0.8、迁移比例为 0.2、变异概率为在 0.01 ~ 0.1 内自适应
优化变量	海水流量 x_1，kg/s；丙烷循环量 x_2，kg/s；丙烷高压 x_3，kPa；丙烷低压 x_4，kPa
优化区间	夏季：海水流量、丙烷循环量分别为 $x_1 \in [2\ 027, 2\ 500]$、$x_2 \in [47, 80]$，丙烷高压、丙烷低压分别为 $x_3 \in [600, 2\ 400]$、$x_4 \in [111, 143]$；冬季：海水流量、丙烷循环量分别为 $x_1 \in [2\ 027, 2\ 500]$、$x_2 \in [47, 80]$，丙烷高压、丙烷低压分别为 $x_3 \in [500, 1\ 200]$、$x_4 \in [111, 143]$

4 种工况优化过程见图 15 ~ 18。每种工况都在最大迭代次数前完成优化计算，最终最大净发电量趋于稳定。但由于遗传优化中初始种群生成的随机性，以及优化区间的差异，最终迭代结果存在差异，同一工况不同种群大小和变异交叉概率得到结果基本相等，最终取平均值得到操作参数和净发电量。

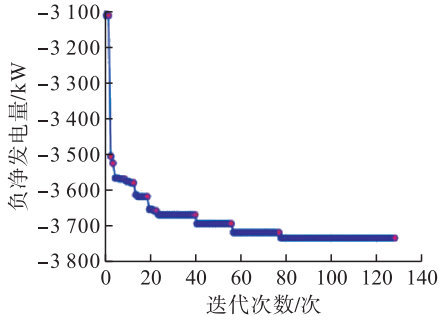

图 15　夏季贫液工况迭代过程图

Fig. 15　Summer lean solution iteration process

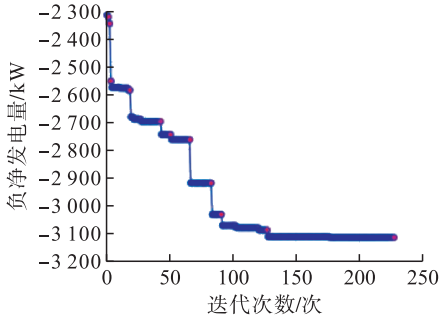

图 16　夏季富液工况迭代过程图

Fig. 16　Summer rich solution iteration process

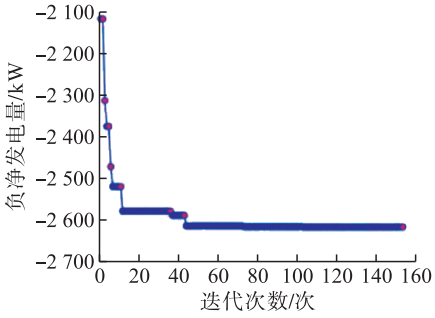

图 17　冬季贫液工况迭代过程图

Fig. 17　Winter lean solution iteration process

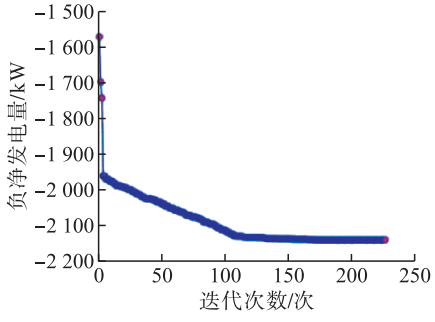

图 18　冬季富液工况迭代过程图

Fig. 18　Winter rich solution iteration process

优化后,4 种最优参数下的净发电量和最优操作参数见表 5。其中夏季贫、富液工况净发电量相比于优化前分别提高了 9.48% 和 8.83% 。这主要是因为优化后海水进出口温差接近 5 ℃,降低了海水流量从而提高了净发电量。冬季贫、富液工况净发电量则分别提高了 18.48% 和 18.97% ,净发电量平均提高了 13.94% 。这主要是因为进出口温差接近 5 ℃,降低了海水流量从而提高净发电量,同时通过 GA 寻优得到了更合适的海水流量、丙烷循环量和丙烷高压,在该条件下净发电量大且海水泵与丙烷泵耗电增量小。

表 5　工况优化结果表

Tab. 5　Optimization results in different operating conditions

工况	海水流量 / (t·h^{-1})	丙烷循环量 / (t·h^{-1})	丙烷高压 / kPa	丙烷低压 / kPa	净发电量 / kW
夏季贫液	7 751.40	235.52	995.20	118.89	3 727.37
夏季富液	7 753.31	206.10	1 026.35	126.16	3 091.76
冬季贫液	7 754.72	266.01	635.16	121.79	2 729.07
冬季富液	7 761.23	231.96	639.70	124.33	2 242.81

4　结论

本文通过分析上海洋山 LNG 接收站冷能发电运行情况,以低温朗肯循环为理论基础建立了 LNG 冷能发电模型,分析优化不同参数,得到以下结论。

1)LNG 冷能净发电量受到环境变量和操作变量影响,其他条件相同的情况下,LNG 贫液净发电量比 LNG 富液净发电量高 17.2% ,冬季单位质量 LNG 净发电量比夏季单位质量 LNG 净发电量低 43.1% ,海水涨潮时净发电量比退潮时净发电量高 7.1% 。净发电量与丙烷循环量、丙烷高压正相关,与丙烷低压负相关,海水流量约 7 500 t /h 时净发电量最大。

2)LNG 冷能净发电量对不同参数敏感性不同。海水温度、甲烷摩尔分数、丙烷循环量、海水流量、丙烷高压对净发电量影响较大,工程优化中应该优先调整上述参数。

3)通过 GA 优化了 4 种工况操作参数,最后得到对应工况下最优操作参数与净发电量。夏季贫、富液工况净发电量分别为 3 727.37 kW 和 3 091.76 kW,相比于设计参数分别提高了 9.48% 和 8.83% ;冬季贫、富液工况净发电量分别为 2 729.07 kW 和 2 242.81 kW,相比于设计参数分别提高了 18.48% 和 18.97% ,净发电量平均提高 13.94% 。

参考文献:

[1] 高　芸,王　蓓,胡逸丹,等.2023 年中国天然气发展述评及 2024 年展望[J].天然气工业,2024,44(2):166-177.
Gao Yun, Wang Bei, Hu Yidan, et al. Development of China's natural gas: Review 2023 and outlook 2024 [J]. Natural Gas Industry, 2024, 44 (2): 166-177.

[2] 高　芸,王　蓓,胡逸丹,等.2024 年中国天然气发展述评及 2025 年展望[J].国际石油经济,2025,33(2):55-67.
Gao Yun, Wang Bei, Hu Yidan, et al. Review of China's natural gas development in 2024 and outlook for 2025 [J]. International Petroleum Economics, 2025, 33 (2): 55-67.

[3] 夏满远.2024 年全球天然气市场回顾及 2025 年展望[J].国际石油经济,2025,33(2):68-75.
Xia Xiaoyuan. Review of global natural gas market in 2024 and outlook for 2025 [J]. International Petroleum Economics, 2025, 33 (2): 68-75.

[4] 李　剑,佘源琦,高　阳,等.中国天然气产业发展形势与前景[J].天然气工业,2020,40(4):133-142.
Li Jian, She Yuanqi, Gao Yang, et al. Natural gas industry in China: Development situation and prospect [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40 (4): 133-142.

[5] Joy J, Kochunni S K, Chowdhury K. Size reduction and enhanced power generation in ORC by vaporizing LNG at high supercritical pressure irrespective of delivery pressure [J]. Energy, 2022, 260: 124922.

[6] Xiong Yongqiang, Hua Ben. Simulation and analysis of cryogenic air separation process with LNG cold energy

utilization [J]. Advanced Materials Research, 2014, 881-883: 653-658.

[7] Chairunnisa, Zhou Yingxin, Wu Yitong, et al. Energy optimization of a non-aqueous solvent CO_2 absorption system with pressure swing regeneration [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2024, 135: 104154.

[8] Messineo A, Panno D. Potential applications using LNG cold energy in Sicily [J]. International Journal of Energy Research, 2008, 32 (11): 1058-1064.

[9] 涂亚明. LNG 冷能发电技术发展现状与展望[J]. 化工管理,2023(11):56-58.
Tu Yaming. Development status and prospect of LNG cooling power generation technology [J]. Chemical Engineering Management, 2023 (11): 56-58.

[10] Yu Haoshui, Kim D, Gundersen T. A study of working fluids for Organic Rankine Cycles (ORCs) operating across and below ambient temperature to utilize Liquefied Natural Gas (LNG) cold energy [J]. Energy, 2019, 167: 730-739.

[11] He Tianbiao, Ma Huigang, Ma Jie, et al. Effects of cooling and heating sources properties and working fluid selection on cryogenic organic Rankine cycle for LNG cold energy utilization [J]. Energy Conversion and Management, 2021, 247: 114706.

[12] Bao Junjiang, Lin Yan, Zhang Ruixiang, et al. Performance enhancement of two-stage condensation combined cycle for LNG cold energy recovery using zeotropic mixtures [J]. Energy, 2018, 157: 588-598.

[13] Ma Guoguang, Lu Hongfang, Cui Guobiao, et al. Multi-stage Rankine cycle (MSRC) model for LNG cold-energy power generation system [J]. Energy, 2018, 165: 673-688.

[14] 宁栗康. 利用 LNG 冷能与中深层地热能的发电系统优化配置[D]. 北京:北京建筑大学,2022.
Ning Likang. Configuration optimization of power generation system utilizing LNG cold energy and deep geothermal energy [D]. Beijing: Beijing University of Civil Engineering and Architecture, 2022.

[15] 吴镇泉. 跨临界低温热能——LNG 冷能发电系统分析与优化[D]. 福州:福州大学,2021.
Wu Zhenquan. Analysis and optimization of transcritical low grade heat exergy—LNG cold exergy power generation system [D]. Fuzhou: Fuzhou University, 2021.

[16] Ma Jie, Song Xudong, Zhang Ben, et al. Optimal design of dual-stage combined cycles to recover LNG cold energy and low-temperature waste thermal energy for sustainable power generation [J]. Energy Conversion and Management, 2022, 269: 116141.

[17] Joy J, Chowdhury K. Enhancing generation of green power from the cold of vaporizing LNG at 30 bar by optimising heat exchanger surface area in a multi-staged organic Rankine cycle [J]. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2021, 43: 100930.

[18] 龚文政,王　飞,王荧光,等. 基于 LNG 冷能的 CO_2 液化提纯及发电工艺设计与优化[J]. 石油与天然气化工,2025,54(1):38-44.
Gong Wenzheng, Wang Fei, Wang Yingguang, et al. Design and optimization of CO_2 liquefaction purification and power generation process based on LNG cold energy [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2025, 54 (1): 38-44.

[19] 陆新洋. 压缩空气储能与 LNG 冷能发电耦合系统的研究[D]. 沈阳:沈阳工业大学,2024.
Lu Xinyang. Research on the coupling system of compressed air energy storage and LNG cold energy generation [D]. Shenyang: Shenyang University of Technology, 2024.

[20] 朱　敏. 利用 LNG 冷能和 BOG 的多级联合动力循环发电系统研究[D]. 西安:西安石油大学,2022.
Zhu Min. Research on multi-stage combined dynamic cycle power generation system using LNG cold energy and BOG [D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2022.

[21] 李　华,于子峰,刘海涛,等. LNG 接收站海水泵与开架式气化器节能优化研究[J]. 石油机械,2024,52(12):44-52.
Li Hua, Yu Zifeng, Liu Haitao, et al. Energy saving optimization of seawater pump and open rack vaporizer in LNG receiving station [J]. China Petroleum Machinery, 2024, 52 (12): 44-52.

[22] 鹿院卫,杨红昌,吕鹏飞,等. 液化天然气冷能发电系统参数分析与工质选择[J]. 北京工业大学学报,2011,37(12):1874-1879.
Lu Yuanwei, Yang Hongchang, Lyu Pengfei, et al. Parametric analysis and working fluid selection of power generation system based on LNG cold energy [J]. Journal of Beijing University of Technology, 2011, 37 (12): 1874-1879.

[23] 李　冉,刘景俊,李玉星,等. LNG 接收站蒸发计算状态方程选择[J]. 化工学报,2018,69(增刊 2):31-37.
Li Ran, Liu Jingjun, Li Yuxing, et al. Selection of state equations for evaporation calculation in LNG receiving terminal [J]. CIESC Journal, 2018, 69 (S2): 31-37.

[24] 郭揆常. 上海天然气发展概况[J]. 上海节能,2012(3):1-3.
Guo Kuichang. Shanghai natural gas development overview [J]. Shanghai Energy Conservation, 2012 (3): 1-3.

[25] 粟科华,黄伊凡,周慧羚,等. 2023 年中国天然气调峰特性及 2024 年市场供需展望[J]. 天然气工业,2024,44(6):133-141.
Su Kehua, Huang Yifan, Zhou Huiling, et al. China's natural gas peak-shaving in 2023 and market demand outlook for 2024 [J]. Natural Gas Industry, 2024, 44 (6): 133-141.