

引文:冷晓嫒.单级朗肯循环与双级朗肯循环 LNG 冷能发电方案对比[J].油气储运, 2025, 44(4): 452-459.

LENG Xiaoman. Comparison of single-stage and double-stage Rankine cycles for LNG cold energy power generation[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2025, 44(4): 452-459.

## 单级朗肯循环与双级朗肯循环 LNG 冷能发电方案对比

冷晓嫒

中国石油大学(华东)储运与建筑工程学院

**摘要:**【目的】随着中国低碳与新能源转型步伐的进一步加快, LNG 接收站建设发展更加迅速。LNG 在气化过程中能够释放大冷能, 充分利用 LNG 冷能符合国家“双碳”战略的要求。冷能发电是最值得推广应用的冷能利用方式, 存在多种技术路线, 选择适用于中国 LNG 接收站的冷能发电技术路线极为重要。【方法】为了遴选最优的冷能发电方案, 以待建的某 LNG 接收站冷能发电项目为例, 对单级朗肯循环、双级朗肯循环并联、双级朗肯循环混联 3 种系统的冷能发电技术路线进行分析, 从热力学性能、经济性、可靠性、操作运维等方面进行综合对比。【结果】在热力学性能方面, 双级朗肯循环混联系统表现最优, 其平均净输出功率为 4 037 kW、炯效率达到 29.2%, 而双级朗肯循环并联系统次之、单级朗肯循环系统最差。在经济性方面, 单级朗肯循环系统与双级朗肯循环混联系统的资本金内部收益率相近, 分别为 6.78%、6.90%; 双级朗肯循环并联系统资本金内部收益率最低, 经济性最差。在可靠性、操作运维方面, 单级朗肯循环系统的现场操作控制更加简便、可靠性更高, 更易于 LNG 接收站的操作运维, 且占地面积较小; 双级朗肯循环混联系统与双级朗肯循环并联系统操作复杂, 占地面积较大。考虑实际工程应用, 推荐采用单级朗肯循环冷能发电技术路线。【结论】LNG 接收站主要生产任务为 LNG 的储存与气化外输, 冷能发电装置在 LNG 接收站亦作为 LNG 气化设施使用, 其稳定运行非常关键, 因此在选择冷能发电技术路线时, 除考虑热力学性能、投资收益率外, 还需重点关注冷能发电系统的可靠性与现场操作运维的便利性。研究成果可为中国 LNG 接收站冷能发电装置技术路线的选择提供理论参考。(图 4, 表 8, 参 28)

**关键词:** LNG 接收站; 冷能发电; 单级朗肯循环; 双级朗肯循环

中图分类号: TE09; TM619

文献标识码: A

文章编号: 1000-8241(2025)04-0452-08

DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2025.04.009

## Comparison of single-stage and double-stage Rankine cycles for LNG cold energy power generation

LENG Xiaoman

College of Pipeline and Civil Engineering, China University of Petroleum (East China)

**Abstract:** [Objective] As the transition to low-carbon and renewable energy accelerates in China, the construction and development of LNG terminals are advancing rapidly. LNG releases significant cold energy during the vaporization process, and optimizing this cold energy aligns with the “dual carbon” strategy. Cold energy power generation is the most viable method for utilizing cold energy. With various technical routes available, selecting the most appropriate option for domestic LNG terminals is essential. [Methods] With the cold energy power generation project of an LNG terminal to be built as a case study, the technical routes of single-stage Rankine cycle, parallel double-stage Rankine cycle, and hybrid double-stage Rankine cycle were analyzed. A comprehensive comparison was conducted regarding thermodynamic performance, economical efficiency, reliability, operation, and maintenance to identify the optimal option. [Results] Comparative analysis revealed that the hybrid double-stage Rankine cycle system exhibited the highest thermodynamic performance, with an average net output power of 4,037 kW and exergy efficiency up to 29.2%, followed by the parallel double-stage Rankine cycle system. The single-stage Rankine cycle system demonstrated the lowest performance. In terms of economical efficiency, the internal rates of return for the single-stage and hybrid double-stage Rankine cycle systems were similar, at 6.78% and 6.90%, respectively. The parallel double-stage

Rankine cycle system had the lowest internal rate of return, indicating the weakest economical efficiency. In terms of reliability, operation, and maintenance, the single-stage Rankine cycle system was easier to operate and control on-site, offered higher reliability, simplified LNG terminal operations, and occupied less space. In contrast, the hybrid double-stage and parallel double-stage Rankine cycle systems were more complex to operate and required larger areas. For practical engineering applications, it is advisable to adopt the single-stage Rankine cycle for cold energy power generation. **[Conclusion]** Given that the primary functions of LNG terminals are the storage, vaporization, and export of LNG, ensuring the stable operation of cold energy power generation systems, which also function as LNG vaporization facilities, is crucial. Therefore, when selecting a technical route for cold energy power generation, it is essential to consider not only thermodynamic performance and return on investment but also the reliability of the cold energy system and the ease of field operation and maintenance. The research results can provide theoretical reference for the selection of technical routes for cold energy power generation systems at LNG terminals in China. (4 Figures, 8 Tables, 28 References)

**Key words:** LNG terminal, cold energy power generation, single-stage Rankine cycle, double-stage Rankine cycle

随着中国低碳与新能源转型步伐的进一步加快, LNG 作为清洁、高效的能源资源在全球能源结构中的地位日益凸显, 市场需求量持续增长, LNG 贸易日趋活跃, LNG 接收站建设也在不断加快<sup>[1-2]</sup>。据测算, 每千克 LNG 在气化过程中会释放 830~860 kJ 的冷能, 但这部分冷能通常在海水或空气中被消耗, 造成了极大的能源浪费。现有 LNG 冷能利用方式主要包括冷能发电、冷能空分、轻烃回收、冷库、冷水空调、液态 CO<sub>2</sub> 与干冰制取、低温海水养殖等<sup>[3]</sup>。除冷能发电外, 其余冷能利用方式均受到了外部市场条件的制约。冷能发电可实现 LNG 接收站自发自用, 是最值得推广应用的冷能利用方式之一<sup>[4]</sup>。日本是冷能发电应用最广泛的国家, 而中国冷能发电研究起步较晚, 目前中国(大陆)已投运 31 座 LNG 接收站, 其中仅有 2 座建有冷能发电装置。随着“双碳”战略的不断推进, 中国冷能发电装置建设的潜力巨大。

实现冷能发电的主要工艺技术路线包括直接膨胀法、朗肯循环法、布雷顿循环法、卡琳娜循环法及联合循环法等<sup>[5]</sup>, 其中朗肯循环发电是实际生产中使用最广泛的发电方式<sup>[6]</sup>。根据能量利用的层级数, 朗肯循环可分为单级朗肯循环、双级朗肯循环、多级朗肯循环。在工程应用领域, 以单级朗肯循环、双级朗肯循环为主。

在此,以待建的中国某 LNG 接收站冷能发电装置为例,对单级朗肯循环与双级朗肯循环冷能发电方案进行分析,并从热力学性能、经济性、可靠性、操作运维等方面进行系统比选,以期为中国 LNG 接收站冷能利用方案的选择提供参考。

## 1 冷能发电方案

中国某 LNG 接收站的建设规模为  $300 \times 10^4$  t/a, 建有 3 座容积为  $16 \times 10^4$  m<sup>3</sup> 的储罐、5 条气化外输生产线。目前, 该接收站的气化外输量稳定, 正常气化外输量达到  $1\,200 \times 10^4$  m<sup>3</sup>/d, 已具备冷能发电基础条件。

### 1.1 单级朗肯循环

单级朗肯循环的工艺流程(图 1)采用丙烷作为循环工质<sup>[7]</sup>, 低压气态丙烷从膨胀发电机出口进入 LNG 气化器, 与低温 LNG 换热后冷凝为液态, 经丙烷循环泵增压后进入丙烷蒸发器中, 再经海水加热后气化, 进入膨胀发电机膨胀做功对外发电, 降压后的气态丙烷再次进入 LNG 气化器中被冷凝, 以此建立循环。单级朗肯循环工艺简单、易于调节, 与 LNG 接收站运行的其他气化器匹配性较好, 但冷能利用率偏低、经济性较差<sup>[8]</sup>。

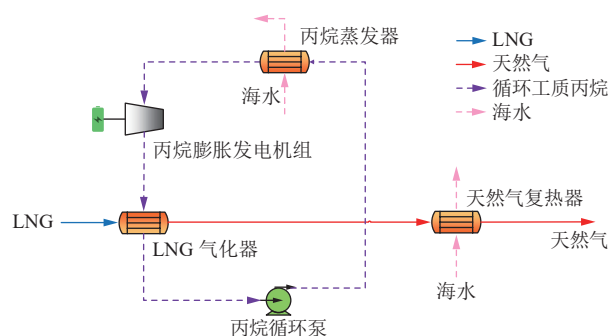


图 1 单级朗肯循环的冷能发电工艺流程图

Fig. 1 Process flow diagram of cold energy power generation with single-stage Rankine cycle

## 1.2 双级朗肯循环

### 1.2.1 双级朗肯循环并联方案

在双级朗肯循环并联方案的工艺流程(图 2)中, 两级循环工质分别为乙烯、丙烷<sup>[9-10]</sup>。循环 1 为乙烯循

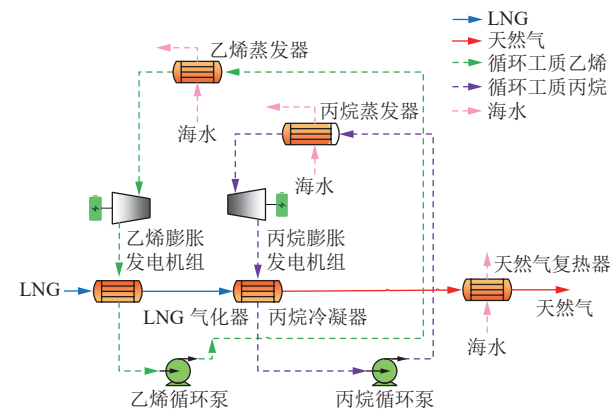


图 2 双级朗肯循环并联方案的冷能发电工艺流程图  
Fig. 2 Process flow diagram of cold energy power generation with parallel double-stage Rankine cycle

环回路：低压气态乙烯自乙烯膨胀发电机出口进入 LNG 气化器，与低温 LNG 热交换后冷凝为液态，液态乙烯自乙烯循环泵增压后进入乙烯蒸发器，经海水加热后气化，再进入乙烯膨胀发电机膨胀做功发电，降压后的气态乙烯再进入 LNG 气化器中被低温 LNG 冷凝。循环 2 为丙烷循环回路：丙烷膨胀发电机出口的低压气态丙烷利用循环 1 中 LNG 的剩余冷量，在丙烷冷凝器中与 LNG 换热后冷凝成液态，液态丙烷经丙烷循环泵增压后进入丙烷蒸发器中，经海水加热后气化，进入丙烷膨胀发电机膨胀做功发电，降压后的低压气态丙烷再次进入丙烷冷凝器被 LNG 冷凝。

1.2.2 双级朗肯循环混联方案

在双级朗肯循环混联方案的工艺流程(图 3)中，两级循环工质分别采用乙烯、丙烷<sup>[11]</sup>。循环 1 为乙烯循环回路：乙烯膨胀发电机出口的低压气态乙烯经 LNG 气化器与 LNG 换热后冷凝成液态，液态乙烯经乙烯循环泵增压后进入乙烯-丙烷换热器，与循环 2 中的部分丙烷进行换热，升温后进入乙烯蒸发器中，经海水加热后

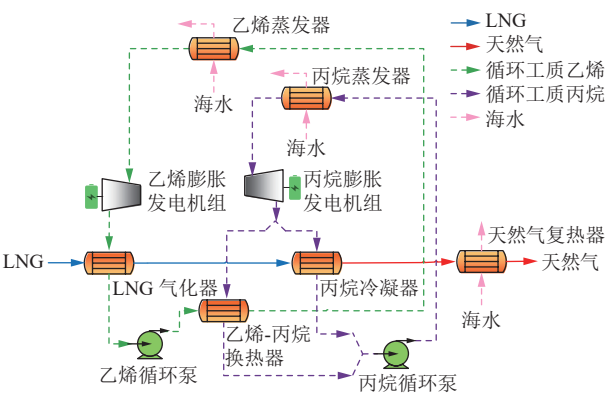


图 3 双级朗肯循环混联方案的冷能发电工艺流程图  
Fig. 3 Process flow diagram of cold energy power generation with hybrid double-stage Rankine cycle

气化，进入乙烯膨胀发电机膨胀做功发电，降压后的低压气态乙烯再次进入 LNG 气化器中被 LNG 冷凝。循环 2 为丙烷循环回路：丙烷膨胀发电机出口的低压气态丙烷分为两股，一股与 LNG 换热，另一股与循环 1 中的乙烯换热，换热后的丙烷冷凝成液态，两股物流混合后进入丙烷循环泵增压，随后进入丙烷蒸发器与海水换热，再进入丙烷膨胀发电机膨胀做功发电，降压后的低压气态丙烷分别进入丙烷冷凝器、乙烯-丙烷换热器。

2 系统输入条件

利用 HYSYS 软件分别建立单级与双级朗肯循环模型。模拟计算中 LNG 与循环工质的气化冷凝过程涉及的温度、压力范围较广，且 PR(Peng Robinson)方程能够较准确地预测液相摩尔体积，因此采用 PR 方程进行气液相平衡计算<sup>[12-13]</sup>。参考该接收站实际工程数据(表 1、表 2)，其中 LNG 设计流量与接收站单台气化外输设施规格保持一致，均为 200 t/h。

表 1 朗肯循环模型参数表  
Table 1 Parameters of Rankine cycle model

| LNG 流量/<br>(t·h <sup>-1</sup> ) | 温度/℃      |       |          | 海水温降/<br>℃ | LNG 进口压力/<br>MPa | 效率  |     |       |
|---------------------------------|-----------|-------|----------|------------|------------------|-----|-----|-------|
|                                 | LNG 进口    | 天然气出口 | 海水进口     |            |                  | 膨胀机 | 发电机 | 工质循环泵 |
| 200                             | -146~-130 | 2     | 9.9~32.2 | 5          | 6.0~9.2          | 85% | 95% | 75%   |

表 2 LNG 物性参数表  
Table 2 Physical property parameters of LNG

| 组分<br>类别 | 物质的量分数  |        |        |        |        |        |        |        | 平均相对分子<br>质量/(g·mol <sup>-1</sup> ) | 泡点/<br>℃ | 密度/(kg·m <sup>-3</sup> ) |       |
|----------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------------------------------------|----------|--------------------------|-------|
|          | 甲烷      | 乙烷     | 丙烷     | 异丁烷    | 正丁烷    | 异戊烷    | 正戊烷    | 氮气     |                                     |          | 气相                       | 液相    |
| 贫液       | 99.840% | 0.010% | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0.150% | 16.06                               | -162.0   | 0.669 3                  | 424.7 |
| 富液       | 86.350% | 8.250% | 3.050% | 0.800% | 1.200% | 0.250% | 0      | 0.100% | 19.05                               | -160.4   | 0.794 6                  | 477.4 |
| 平均       | 94.879% | 3.667% | 0.933% | 0.188% | 0.209% | 0.013% | 0.003% | 0.107% | 17.01                               | -161.3   | 0.708 9                  | 442.4 |

注：平均组分指中国某接收站近 5 年接卸 LNG 组分的平均值。

### 3 冷能发电方案比选

#### 3.1 热力学性能对比

在 LNG 流量与进口压力一定的前提下,影响冷能发电系统净输出功率的输入条件主要包括 LNG 进口温度、LNG 组分以及海水温度。当 LNG 流量为 200 t/h、进口压力为 9.2 MPa 时,根据不同影响因素的组合,计算得到该 LNG 接收站不同发电净输出功率下的物性参数(表 3)。选取最大发电净输出功率工况为例,采用

表 3 不同发电净输出功率下的物性参数表  
Table 3 Physical property parameters at varying power generation net outputs

| 工况      | LNG 温度/℃ | 海水温度/℃ | 对应的 LNG 组分 |
|---------|----------|--------|------------|
| 最大净输出功率 | -146     | 32.2   | 贫液         |
| 最小净输出功率 | -130     | 9.9    | 富液         |
| 平均净输出功率 | -138     | 22.3   | 平均         |

HYSYS 软件,可计算得到单级、双级并联、双级混联朗肯循环 3 种系统各关键物流节点的压力与温度(表 4),二者为各个关键节点的主要影响因素。

表 4 3 种系统各关键物流节点温度与压力计算结果表  
Table 4 Statistical table of temperature and pressure at key logistics nodes of three systems

| 系统名称     | 物流节点       | 温度/℃   | 压力/MPa | 系统名称       | 物流节点       | 温度/℃   | 压力/MPa | 系统名称       | 物流节点       | 温度/℃   | 压力/MPa |
|----------|------------|--------|--------|------------|------------|--------|--------|------------|------------|--------|--------|
| 单级朗肯循环系统 | LNG 气化器进口  | -146.0 | 9.20   | 双级朗肯循环并联系统 | LNG 气化器进口  | -146.0 | 9.20   | 双级朗肯循环混联系统 | LNG 气化器进口  | -146.0 | 9.20   |
|          | 天然气气化器出口   | -35.3  | 9.15   |            | 天然气气化器出口   | -80.8  | 9.15   |            | 天然气气化器出口   | -80.8  | 9.15   |
|          | 天然气复热器出口   | 2.0    | 9.00   |            | 天然气复热器出口   | 2.0    | 9.00   |            | 天然气复热器出口   | 2.0    | 9.00   |
|          | 丙烷循环泵进口    | -30.0  | 0.08   |            | 丙烷循环泵进口    | -29.0  | 0.09   |            | 丙烷循环泵进口    | -31.0  | 0.09   |
|          | 丙烷循环泵出口    | -29.4  | 0.95   |            | 丙烷循环泵出口    | -28.0  | 0.94   |            | 丙烷循环泵出口    | -29.0  | 0.94   |
|          | 丙烷蒸发器出口    | 22.7   | 0.79   |            | 丙烷蒸发器出口    | 23.3   | 0.79   |            | 丙烷蒸发器出口    | 23.3   | 0.79   |
|          | 丙烷膨胀发电机组出口 | -25.3  | 0.10   |            | 丙烷膨胀发电机组出口 | -25.0  | 0.10   |            | 丙烷膨胀发电机组出口 | -25.0  | 0.10   |
|          | 丙烷冷凝器出口    | —      | —      |            | 丙烷冷凝器出口    | -35.3  | 9.10   |            | 丙烷冷凝器出口    | -35.7  | 9.10   |
|          | 乙烯循环泵进口    | —      | —      |            | 乙烯循环泵进口    | -73.8  | 0.38   |            | 乙烯循环泵进口    | -73.8  | 0.40   |
|          | 乙烯循环泵出口    | —      | —      |            | 乙烯循环泵出口    | -71.4  | 3.11   |            | 乙烯循环泵出口    | -71.4  | 3.16   |
|          | 乙烯蒸发器出口    | —      | —      |            | 乙烯蒸发器出口    | 24.3   | 2.96   |            | 乙烯蒸发器出口    | 25.0   | 2.96   |
|          | 乙烯膨胀发电机组出口 | —      | —      |            | 乙烯膨胀发电机组出口 | -70.8  | 0.40   |            | 乙烯膨胀发电机组出口 | -70.8  | 0.40   |
|          | 乙烯-丙烷换热器出口 | —      | —      |            | 乙烯-丙烷换热器出口 | —      | —      |            | 乙烯-丙烷换热器出口 | -37.2  | 3.01   |
|          |            |        |        |            |            |        |        |            |            |        |        |

采用 HYSYS 软件进行物料平衡计算,可以得到 3 种系统的净输出功率  $W_{\text{net}}$ <sup>[14-15]</sup>(图 4)。单级朗肯循环系统对 LNG 冷量仅进行了单级利用,低温 LNG 与循环工质的传热温差较大,因此系统内能量损失较大,净输出功率最低。双级朗肯循环并联系统与双级朗肯循环混联系统均对 LNG 冷量进行两级梯级利用<sup>[16]</sup>,因此净输出功率增大。其中,双级朗肯循环混联系统进一步对第一级循环回路工质所含冷量进行了利用,因此净输出功率最高。计算得到单级朗肯循环、双级朗肯循环并联、双级朗肯循环混联系统的烟效率  $\eta_{\text{ex}}$ <sup>[17-18]</sup>分别为 18.0%、23.7%、29.2%。可见,系统内烟

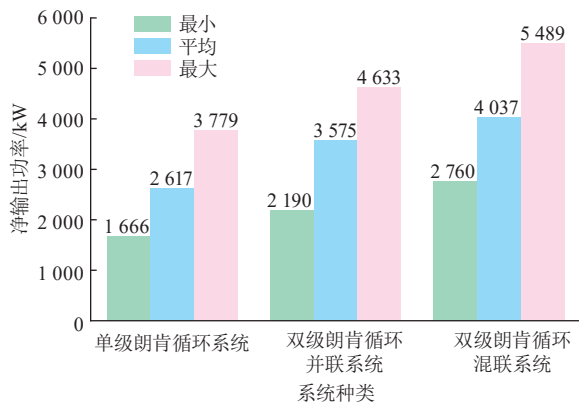


图 4 3 种系统的发电净输出功率对比图  
Fig. 4 Comparison of net output power for electricity generation in three systems



效率变化规律与净输出功率一致, 双级朗肯循环混联系统炯效率最高。通过对比可知, 双级朗肯循环混联系统热力学性能最优。

3.2 经济效益比选

从 3 种方案的工程投资成本与运行费用方面开展分析<sup>[19]</sup>, 并根据各方案的资本金内部收益率<sup>[20]</sup>进行经济效益比选。

3.2.1 工程投资费用

采用工程量法, 根据 3 种方案工程量, 按照现行的设备、材料价格及投资估算指标对投资费用进行估算。投资估算包含工程费用、预备费、专项费用、增值税、工程建设其他费用。其中, 工程费用包含设备购置费、主要材料费、安装工程费及建筑工程费。设备购置费、主要材料费根据供货商询价确定。

在冷能发电系统中, 设备购置费占工程总投资的 60% 左右。根据各循环系统的主要设备组成(表 5)可知, 双级朗肯循环系统的设备数量明显多于单级朗肯循环系统, 因此双级朗肯循环系统投资也显著较高, 且设备占地面积较大。参考当前国产设备价格, 估算单级朗肯循环、双级朗肯循环并联、双级朗肯循环混联 3 种系统的设备投资成本分别为  $13\,240\times 10^4$  元、 $18\,550\times 10^4$  元、 $19\,480\times 10^4$  元, 即双级朗肯循环混联系统投资较单级朗肯循环系统高 47%。

| 表 5 3 种系统的主要设备数量统计表<br>Table 5 Number of main equipment for the three systems |          |            |            |
|-------------------------------------------------------------------------------|----------|------------|------------|
| 设备名称                                                                          | 主要设备数量/个 |            |            |
|                                                                               | 单级朗肯循环系统 | 双级朗肯循环并联系统 | 双级朗肯循环混联系统 |
| LNG 气化器                                                                       | 1        | 1          | 1          |
| 丙烷冷凝器                                                                         | 0        | 1          | 1          |
| 天然气复热器                                                                        | 1        | 1          | 1          |
| 乙烯蒸发器                                                                         | 0        | 1          | 1          |
| 丙烷蒸发器                                                                         | 1        | 1          | 1          |
| 乙烯-丙烷换热器                                                                      | 0        | 0          | 1          |
| 乙烯循环泵                                                                         | 0        | 1          | 1          |
| 丙烷循环泵                                                                         | 1        | 1          | 1          |
| 乙烯膨胀发电机组                                                                      | 0        | 1          | 1          |
| 丙烷膨胀发电机组                                                                      | 1        | 1          | 1          |

3.2.2 运行费用

冷能发电系统的运行费用主要为工质泵动力费,

以电价 0.73 元/(kW·h)、工质泵年运行时间 8 000 h 来计算, 双级朗肯循环混联系统年运行费用最高, 单级朗肯循环系统最低(表 6)。双级朗肯循环混联系统的运行费用比单级朗肯循环系统高出 76%, 主要原因为双级朗肯循环混联系统包含两路循环, 需要丙烷循环泵、乙烯循环泵同时运行。

| 表 6 3 种系统的年运行费用统计表<br>Table 6 Annual operating costs of the three systems |          |                           |
|---------------------------------------------------------------------------|----------|---------------------------|
| 系统名称                                                                      | 工质泵功率/kW | 年运行费用/(10 <sup>4</sup> 元) |
| 单级朗肯循环系统                                                                  | 130      | 76                        |
| 双级朗肯循环并联系统                                                                | 180      | 105                       |
| 双级朗肯循环混联系统                                                                | 230      | 134                       |

3.2.3 经济收益

在该 LNG 接收站中, 按照冷能发电系统的平均净输出功率计算年发电量, 按照电价 0.73 元/(kW·h)、年运行时间 8 000 h 计算年经济收益(表 7)。可见, 双级朗肯循环混联系统的年经济收益最高, 单级朗肯循环系统最低, 双级朗肯循环混联系统年经济收益比单级朗肯循环系统高出 54%。

| 表 7 3 种系统的年经济收益统计表<br>Table 7 Annual economic benefits of the three systems |                             |                           |
|-----------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|---------------------------|
| 系统名称                                                                        | 年发电量/(10 <sup>4</sup> kW·h) | 年经济收益/(10 <sup>4</sup> 元) |
| 单级朗肯循环系统                                                                    | 2 094                       | 1 528                     |
| 双级朗肯循环并联系统                                                                  | 2 860                       | 2 088                     |
| 双级朗肯循环混联系统                                                                  | 3 230                       | 2 358                     |

3.2.4 经济评价

该工程的相关经济评价分析参数主要包括: ①评价期。建设期 2 年、生产经营期 20 年。②附加税。城市维护建设税 7%, 教育费附加 5%。③所得税率。公司所得税率为 25%。④折旧年限。固定资产折旧年限为 20 年, 固定资产净残值率为 5%。⑤修理费。按固定资产原值(不含建设期利息)的 2% 计取。⑥运行保险费。按设备费的 1.2% 计算。

根据 3 种方案的工程投资、年运行费用以及年经济收益, 计算可得到单级朗肯循环、双级朗肯循环并联、双级朗肯循环混联系统的资本金内部收益率<sup>[21]</sup>分别为 6.78%、5.52%、6.90%。其中, 单级朗肯循环系统与双级朗肯循环混联系统的资本金内部收益率较为相近, 而双级朗肯循环并联系统的资本金内部收益率最低。

### 3.3 综合比选

工程项目实施需综合考虑技术性能、经济效益、可靠性、装置操作运维等多方面因素。LNG 接收站的主要生产任务为 LNG 储存与气化外输，而冷能发电装置在 LNG 接收站亦作为 LNG 气化设施，因此装置的稳定运行尤为关键<sup>[22-25]</sup>。

根据上述技术、经济综合分析(表 8)可知，双级朗肯循环混联系统净输出功率最高、热力学性能表现最

优，但投资大、年运行费用高，因此与单级朗肯循环系统的资本金内部收益率相近。在系统可靠性、操作运维方面，双级朗肯循环混联系统的第一级与第二级朗肯循环之间存在耦合，相互关联，若某一级循环发生故障会影响另一级朗肯循环，系统可靠性低<sup>[26-28]</sup>。然而，单级朗肯循环系统操作便捷，更易于后期 LNG 接收站整体运维，且占地面积较小，因此推荐单级朗肯循环系统作为该 LNG 接收站的冷能发电方案。

表 8 3 种方案综合比选结果分析表  
Table 8 Comprehensive analysis of option comparison and selection results of three systems

| 系统名称       | 净输出功率/kW |       |       | 炯效率   | 设备投资/(10 <sup>4</sup> 元) | 资本金内部收益率 |
|------------|----------|-------|-------|-------|--------------------------|----------|
|            | 最大       | 平均    | 最小    |       |                          |          |
| 单级朗肯循环系统   | 3 779    | 2 617 | 1 666 | 18.0% | 13 240                   | 6.78%    |
| 双级朗肯循环并联系统 | 4 633    | 3 575 | 2 190 | 23.7% | 18 550                   | 5.52%    |
| 双级朗肯循环混联系统 | 5 489    | 4 037 | 2 760 | 29.2% | 19 480                   | 6.90%    |

## 4 结论

已有研究在评价冷能发电系统方案时，通常仅考虑热力学性能、经济性，未与工程应用实际相结合。从工程应用的角度出发，综合考虑冷能发电系统方案的热力学性能、经济性、可靠性、现场运维便利性等方面因素，得到相关结论如下：

在热力学性能方面，双级朗肯循环混联系统对 LNG 冷量进行两级梯级利用，并进一步对第一级循环回路中工质所含冷量炯进行了利用，在热力学性能方面表现最优，其平均净输出功率为 4 037 kW，炯效率达到 29.2%；在经济性方面，单级朗肯循环、双级朗肯循环并联、双级朗肯循环混联系统的资本金内部收益率分别为 6.78%、5.52%、6.90%，与单级朗肯循环系统相比，双级朗肯循环系统由于投资相应增加，并无优势；在可靠性、现场运维便利性方面，单级朗肯循环系统的现场操作控制更加简便、可靠性更高，更易于后期 LNG 接收站的整体运维。经过综合比选后，在实际工程应用中，推荐选用单级朗肯循环系统冷能发电方案。

中国的 LNG 接收站主要承担应急调峰任务，气化外输量波动较大，因此给冷能发电系统的稳定运行带来了挑战。今后研究可着重于推进单级朗肯循环冷能发电系统与 LNG 接收站工艺系统匹配运行，优化冷能发电装置的工艺逻辑控制系统。

### 参考文献:

- [1] 武艺, 李然, 张丹迪. 中国 LNG 接收站发展趋势及利用效率提升思考[J]. 油气储运, 2024, 43(7): 721-729. DOI: [10.6047/j.issn.1000-8241.2024.07.001](https://doi.org/10.6047/j.issn.1000-8241.2024.07.001).
- [2] WU Y, LI R, ZHANG D D. Discussion on development trends and utilization efficiency enhancement of LNG terminals in China[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2024, 43(7): 721-729.
- [3] 单彤文. 中国 LNG 产业链核心技术发展现状与关键发展方向[J]. 中国海上油气, 2020, 32(4): 190-196. DOI: [10.11935/j.issn.1673-1506.2020.04.024](https://doi.org/10.11935/j.issn.1673-1506.2020.04.024).
- [4] SHAN T W. Core technology development status and key technology development trends of LNG industry chain in China[J]. China Offshore Oil and Gas, 2020, 32(4): 190-196.
- [5] 李俊, 陈煜. LNG 冷能回收及梯级利用研究进展[J]. 制冷学报, 2022, 43(2): 1-12. DOI: [10.3969/j.issn.0253-4339.2022.02.001](https://doi.org/10.3969/j.issn.0253-4339.2022.02.001).
- [6] LI J, CHEN Y. Research progress of cold energy recovery and cascade utilization of LNG[J]. Journal of Refrigeration, 2022, 43(2): 1-12.
- [7] 黄峰, 周亚洲, 李雅娴. LNG 接收站冷能发电工艺参数优化设计[J]. 天然气化工(C1 化学与化工), 2020, 45(6): 99-102. DOI: [10.3969/j.issn.1001-9219.2020.06.018](https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-9219.2020.06.018).
- [8] HUANG F, ZHOU Y Z, LI Y X. Optimization design of cold energy power generation process parameters in LNG terminal[J]. Natural Gas Chemical Industry, 2020, 45(6): 99-102.
- [9] 高文忠, 寻孟珂, 王浩先, 李昭新. 我国 LNG 冷能发电发展的制

- 约因素和对策探讨[J]. 上海煤气, 2022(6): 17–21. DOI: [10.3969/j.issn.1009-4709.2022.06.005](#).
- GAO W Z, XUN M K, WANG H X, LI Z X. Restrictive factors and countermeasures for the development of LNG cold energy generation in China[J]. Shanghai Gas, 2022(6): 17–21.
- [6] 徐文东, 彭曦, 严万波. LNG 冷能利用技术研究进展[J]. 天然气与石油, 2024, 42(3): 75–85. DOI: [10.3969/j.issn.1006-5539.2024.03.012](#).
- XU W D, PENG X, YAN W B. Research progress in LNG cold energy utilization technology[J]. Natural Gas and Oil, 2024, 42(3): 75–85.
- [7] 宋肖的. LNG 冷能朗肯循环发电系统工艺参数优化分析[J]. 炼油技术与工程, 2021, 51(11): 47–51. DOI: [10.3969/j.issn.1002-106X.2021.11.011](#).
- SONG X D. Optimization analysis of process parameters of LNG cold energy Rankine cycle power generation system[J]. Petroleum Refinery Engineering, 2021, 51(11): 47–51.
- [8] 薛晓迪. 基于 LNG 冷能利用有机朗肯循环发电研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2015.
- XUE X D. Research on power generation of LNG cold energy based on Organic Rankine Cycle (ORC)[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2015.
- [9] BAO J J, YUAN T, ZHANG L, ZHANG N, ZHANG X P, HE G H. Comparative study of liquefied natural gas (LNG) cold energy power generation systems in series and parallel[J]. Energy Conversion and Management, 2019, 184: 107–126. DOI: [10.1016/j.enconman.2019.01.040](#).
- [10] 孙志新, 王蜀家, 许福泉, 王铁龙. 低温热能-LNG 双级有机朗肯循环工质选择与多参数优化[J]. 太阳能学报, 2017, 38(12): 3469–3476. DOI: [10.19912/j.0254-0096.2017.12.040](#).
- SUN Z X, WANG S J, XU F Q, WANG T L. Fluid selection and multi-parameter optimization of two-stage organic Rankine cycle utilizing low grade heat source and LNG[J]. Acta Energetica Sinica, 2017, 38(12): 3469–3476.
- [11] 王峰, 高文忠, 张桂臣, 王晓中, 李根. 回热式有机朗肯循环冷能发电系统变热源温度实验研究[J]. 西安交通大学学报, 2022, 56(8): 43–50. DOI: [10.7652/xjtub202208005](#).
- WANG F, GAO W Z, ZHANG G C, WANG X Z, LI G. Experimental study on cold energy power generation system under variable heat source temperatures based on regenerative ORC[J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2022, 56(8): 43–50.
- [12] 赵鹏飞, 李瑞霞, 李宏武. LNG 接收站新型三级冷能发电循环优化方案[J]. 天然气化工(C1 化学与化工), 2022, 47(1): 115–121. DOI: [10.3969/j.issn.1001-9219.2022.01.016](#).
- ZHAO P F, LI R X, LI H W. Optimization scheme of new three-stage combined cold energy power generation cycle for LNG terminals[J]. Natural Gas Chemical Industry, 2022, 47(1): 115–121.
- [13] 李佳星. 液化天然气冷能发电系统的模拟与优化[D]. 大连: 大连理工大学, 2017.
- LI J X. Simulation and optimization of the power system utilizing the cold energy of liquefied natural gas (LNG)[D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2017.
- [14] LU T, WANG K S. Analysis and optimization of a cascading power cycle with liquefied natural gas (LNG) cold energy recovery[J]. Applied Thermal Engineering, 2009, 29(8/9): 1478–1484. DOI: [10.1016/j.applthermaleng.2008.06.028](#).
- [15] 王荧光, 蔡东旭, 梁勇, 张帅, 冷绪林, 陈伟, 等. 循环工质对 LNG 冷能发电系统性能的影响[J]. 低碳化学与化工, 2024, 49(10): 119–128. DOI: [10.12434/j.issn.2097-2547.20230355](#).
- WANG Y G, CAI D X, LIANG Y, ZHANG S, LENG X L, CHEN W, et al. Effect of circulating working fluids on performance of LNG cold energy power generation systems[J]. Low-Carbon Chemistry and Chemical Engineering, 2024, 49(10): 119–128.
- [16] HAN H, WANG Z H, WANG C, DENG G L, SONG C, JIANG J, et al. The study of a novel two-stage combined Rankine cycle utilizing cold energy of liquefied natural gas[J]. Energy, 2019, 189: 116290. DOI: [10.1016/j.energy.2019.116290](#).
- [17] SUN Z X, LAI J P, WANG S J, WANG T L. Thermodynamic optimization and comparative study of different ORC configurations utilizing the exergies of LNG and low grade heat of different temperatures[J]. Energy, 2018, 147: 688–700. DOI: [10.1016/j.energy.2018.01.085](#).
- [18] HABIBI H, ZOGHI M, CHITSAZ A, JAVAHERDEH K, AYAPOUR M. Thermo-economic analysis and optimization of combined PERC-ORC-LNG power system for diesel engine waste heat recovery[J]. Energy Conversion and Management, 2018, 173: 613–625. DOI: [10.1016/j.enconman.2018.08.005](#).
- [19] 吴林军. 基于焓效率与经济性的双级并联 ORC 循环性能研究[J]. 石油和化工设备, 2020, 23(12): 5–9, 17. DOI: [10.3969/j.issn.1674-8980.2020.12.002](#).
- WU L J. Study on the performance of two-stage parallel ORC

- cycle based on exergic efficiency and economy[J]. Petro & Chemical Equipment, 2020, 23(12): 5–9, 17.
- [20] 李明哲. 投资项目经济评价理论与实践问题研究[J]. 技术经济, 2008, 27(2): 35–43, 63. DOI: [10.3969/j.issn.1002-980X.2008.02.007](https://doi.org/10.3969/j.issn.1002-980X.2008.02.007).
- LI M Z. Study on theory and practice of investment project economic appraisal[J]. Journal of Technology Economics, 2008, 27(2): 35–43, 63.
- [21] 中华人民共和国国家发展和改革委员会, 中华人民共和国建设部. 建设项目经济评价方法与参数[M]. 第3版. 北京: 中国计划出版社, 2006: 13–19.
- National Development and Reform Commission, Ministry of Construction of the People's Republic of China. Methods and parameters of economic evaluation of construction projects[M]. 3rd ed. Beijing: China Planning Press, 2006: 13–19.
- [22] 闫玮玮, 秦锋, 陈锐莹, 窦星, 郭琦, 曾贤文. 低温有机朗肯循环冷能发电在 LNG 接收站的应用[J]. 煤气与热力, 2019, 39(6): 20–24. DOI: [10.13608/j.cnki.1000-4416.2019.06.016](https://doi.org/10.13608/j.cnki.1000-4416.2019.06.016).
- YAN W Y, QIN F, CHEN R Y, DOU X, GUO Q, ZENG X W. Application of low-temperature organic Rankine cycle cold energy power generation in LNG terminal[J]. Gas & Heat, 2019, 39(6): 20–24.
- [23] 胡苏阳, 秦锋, 刘同, 曾贤文, 陈思宇. 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. DOI: [10.16711/j.1001-7100.2022.09.016](https://doi.org/10.16711/j.1001-7100.2022.09.016).
- HU S Y, QIN F, LIU T, ZENG X W, CHEN S Y. Research on ORC mixed working mediums based on LNG cold energy power generation[J]. Cryogenics and Superconductivity, 2022, 50(9): 101–106.
- [24] 王超, 孙恒, 李兆慈, 徐嘉明. LNG 冷能发电制氢及液化的综合能源系统研究[J]. 石油与天然气化工, 2022, 51(2): 46–52. DOI: [10.3969/j.issn.1007-3426.2022.02.008](https://doi.org/10.3969/j.issn.1007-3426.2022.02.008).
- WANG C, SUN H, LI Z C, XU J M. Research on integrated energy system for hydrogen production and liquefaction from LNG cold energy generation[J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2022, 51(2): 46–52.
- [25] 张锦坤, 王渡, 任鑫, 王廷举, 万明元, 王志刚. 基于 LNG 冷能利用的燃气轮机/超临界二氧化碳循环关键参数经济性研究[J]. 热力发电, 2023, 52(6): 109–118. DOI: [10.19666/j.rlfd.202212298](https://doi.org/10.19666/j.rlfd.202212298).
- ZHANG J K, WANG D, REN X, WANG T J, WAN M Y, WANG Z G. Economic study on key parameters of gas turbine/supercritical carbon dioxide cycle based on LNG cold energy utilization[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(6): 109–118.
- [26] 万腾, 周卫红. 液化天然气冷能回收系统的设计与优化分析[J]. 低碳化学与化工, 2024, 49(5): 123–132. DOI: [10.12434/j.issn.2097-2547.20230214](https://doi.org/10.12434/j.issn.2097-2547.20230214).
- WAN T, ZHOU W H. Design and optimization analysis of liquefied natural gas cold energy recovery system[J]. Low-Carbon Chemistry and Chemical Engineering, 2024, 49(5): 123–132.
- [27] 向腾龙, 王治红, 汪贵, 李龙. 液化天然气冷能梯级利用的多功能集成系统研究[J]. 化工学报, 2024, 75(10): 3401–3413. DOI: [10.11949/0438-1157.20240479](https://doi.org/10.11949/0438-1157.20240479).
- XIANG T L, WANG Z H, WANG G, LI L. Research on multifunctional integrated system for cold energy cascade utilization of liquefied natural gas[J]. CIESC Journal, 2024, 75(10): 3401–3413.
- [28] 李亚松, 黄涛, 林文胜. LNG 冷能发电中间介质气化器丙烷管外凝结数值模拟[J]. 低温与超导, 2024, 52(1): 49–57. DOI: [10.16711/j.1001-7100.2024.01.008](https://doi.org/10.16711/j.1001-7100.2024.01.008).
- LI Y S, HUANG T, LIN W S. Numerical simulation on the condensation characteristics outside the tube in intermediate fluid vaporizer for LNG cold energy power generation[J]. Cryogenics and Superconductivity, 2024, 52(1): 49–57.

(编辑: 祁梦瑶)

**基金项目:** 国家石油天然气管网集团有限公司科研项目“双碳愿景下油气储运节能减排降碳关键支持技术研究”, DTXNY202202。

**作者简介:** 冷晓曼, 女, 2004 年生, 在读本科生, 中国石油大学(华东)油气储运工程专业在读, 现主要从事新型能源储存与利用方向的学习与研究。地址: 山东省青岛市黄岛区长江西路 66 号, 266580。电话: 18633774928。Email: [2206020131@s.upc.edu.cn](mailto:2206020131@s.upc.edu.cn)

- Received: 2024-10-29
- Revised: 2024-12-20
- Online: 2025-01-21

