

doi:10.3969/j.issn.1671-5152.2013.02.008

LNG接收方式的比较与选择

□ 北京优奈特燃气工程技术有限公司 (100052) 赵耀宗 于玉良 崔竞月
□ 北京市燃气集团有限责任公司 (100035) 李持佳

摘 要: 本文结合国外LNG接收站的应用实践,介绍了岸上LNG接收站、海上LNG接收站、半离岸式LNG接收站的功能及特点,分析比较了不同LNG接收方式的设计理念、可靠性、操作方式、安全性、投资及建设周期,通过对比提出了LNG接收站的选择原则。

关键词: LNG 岸上LNG接收站 海上LNG接收站 半离岸式LNG接收站

LNG Receiving Mode Comparison and Selection

Beijing United Gas Engineering & Technology Co.Ltd. Zhao Yaozong, Yu Yuliang, Cui Jingyue
Beijing Gas Group Co.Ltd. Li Chijia

Abstract: This essay according to the application practice of LNG terminal with the overseas. Introduces the functions and features of shore LNG terminal, off-shore LNG terminal, and semi offshore LNG terminal, analyzes and compares the different of their design concept, reliability, operation, safety, investment and construction period, based on comparative analysis, presented corresponding suggestion for principle of selection.LNG terminal.

Keywords: LNG On-shore LNG terminal Off-shore LNG terminal Semi-off shore LNG terminal

1 引言

液化天然气(以下简称LNG)接收站可分为岸上LNG接收站、海上LNG接收站、半离岸式LNG接收站3种。目前国外运行和在建或规划的LNG接收站共119座,无论是现有LNG接收站,还是在建或规划的接收站大多为岸上式,其中14座为海上接收站。

截至2011年12月,我国已建成投产的LNG接收站共5座,总接收能力为 15.8×10^6 t/a,国内现有LNG接收站均为岸上接收站;我国在建和规划的LNG接收站共有20座,其中岸上接收站18座,海上接收站2座。

2 LNG接收站功能及特点

2.1 岸上LNG接收站

岸上LNG接收站的主要功能是LNG卸载、储存、气化输送。接收站内建有专用码头,用于运输船的靠泊和卸船作业;储罐用于储存从LNG船上卸下来的LNG;气化装置则是将LNG加热气化后,经管道输送到末端用户。岸上LNG接收站储存容量大,运行维护方便,长期运营的LNG接收站一般采用这种方式。岸上LNG接收站的相关技术已相当成熟,是最典型的LNG接收方式。该接收方式使用一艘LNG运输船

(LNGC), 通过装卸臂与岸上储罐进行连接。LNG 卸载至储罐后, 再经过气化、调压、计量等最终输送至燃气管网。

2.2 海上LNG接收站

海上LNG接收站有3种常见形式, 即具有浮标的浮式储存再气化单元、具有单侧码头的浮式储存再气化单元、具有双侧码头的浮式储存再气化单元。

2.2.1 具有浮标的浮式储存再气化单元

该接收方式通过柔性输气软管将运输船(LNGC)上的LNG输送到浮式储存再气化单元(简称FSRU)上, FSRU具有储存、加压、气化等功能。通过带有系泊系统的柔性输气软管与岸上管道系统相连, 将气态天然气输入至岸上管网内。

FSRU既可以采用新型专用船也可以采用旧船改造而成。该方式的特点是:

(1) 通过船船间卸载方式, LNG从运输船输送到FSRU上。至今, 阿根廷的布兰卡港采用这种方式安全卸载了100余次。

(2) 来自FSRU的天然气与岸上管道系统的连接通过具有系泊系统的柔性输气软管实现。

(3) 应按照海洋深度和海况选择合适的系泊系统。

美国(波士顿和墨西哥湾)采用了这种方式, 意大利、牙买加等国家也正在建造这种系统。

2.2.2 具有单侧码头的浮式储存再气化单元

该接收方式通过运输船(LNGC)与FSRU间的软管, 将LNG由运输船输送到FSRU上。FSRU具有储存、加压、气化等功能, 且长期沿着码头停泊, 并通过高压天然气装卸臂与岸上管道系统连接。阿根廷某接收站采用了该接收方式。

2.2.3 具有双侧码头的浮式储存再气化单元

该接收方式通过横跨码头的LNG装卸臂, 将LNG由运输船输送到FSRU上, 其它与上述方式相同。FSRU长期沿着码头停泊, 并通过高压天然气装卸臂或软管与岸上管道系统连接, 巴西采用了该方式。

2.2.4 海上LNG接收站比较

若选用具有浮标的浮式储存再气化单元接收方式, 需具有两个间隔为3km的浮标, 且应对以每个浮标为中心1.5km范围内的海域采取限制措施。且上述区域必须处于防波堤的保护范围以内, 但这可能会影

响港口的正常运行。此外, 海况(风速、波浪、有效波高)也会对浮式储存再气化单元(FSRU)的操作造成影响, 当冬季船舶运转较为频繁时, 可能出现LNG供应中断现象。因此, 一般不选用这种接收方式。具有单侧码头的浮式储存再气化单元的接收方式也具有相同的问题。

通常推荐采用具有双侧码头的浮式储存再气化单元。浮式储存再气化单元项目的建设可以选择如下几种方式:

- (1) 新建浮式储存再气化单元;
- (2) 用旧船改造成浮式储存再气化单元;
- (3) 租赁浮式储存再气化单元。

海上接收站的建设方式会对项目的建设进度、运行成本造成影响。由于新建FSRU或将旧船改造成FSRU均需要较长的建设时间(约3年), 这将削弱海上接收方式的优势。另一方面, 新建FSRU需投资约22亿元($13.5 \times 10^4 \text{m}^3$ 容积范围), 将旧船改造成FSRU也需要16亿元。租用FSRU的成本约为120万元/d, 折合4.4亿元/a。

因此, 若工期较紧, 或希望降低一次投资, 可选择租赁FSRU方式; 在工期允许的情况下, 若接收站运行年限较长, 宜采用新建或用旧船改造成FSRU的建设方式。

2.2.5 海上LNG接收站特点

与岸上LNG接收站相比, 海上LNG接收站为LNG的接收提供了一种很好的解决方案, 其主要特点如下:

- (1) 建设周期短, 可在较短时间内实现供气;
- (2) 机动性强, 便于根据市场情况灵活调整;
- (3) 岸上土地征用少、海岸沿线浅水区改造少, 有利于项目的审批。

(4) 海上LNG接收站存在如下问题: 挥发气(BOG)发生量通常是岸上LNG接收站的2倍, 导致运行成本增加; 储存能力受限于船舶的大小难以满足较大的储备量要求, 影响了其实用性; 海况和天气条件对LNG接收站的卸载、输送影响较大, 可能会导致额外的停机时间; LNG接收站的设计紧凑, 无法保证各类设施之间的安全间距, 需要采取其它防范和缓解措施。作为一个独立运行的组合单元, 任一功能单元发生紧急情况时, 均可能导致接收站的装置停机; 必须对浮式设施进行定期监察, 以确保其功能的可靠

性,需要定期检验以换发新证。定期检验周期一般为5年以内,检验期间,必须提供其他的运行单元或替代性解决方案。

2.3 半离岸式 LNG接收站

该接收方式使用一艘LNG运输船,作为浮式储罐(即浮式储气单元,简称FSU),LNG通过横跨码头的LNG装卸臂由运输船转输至FSU中,FSU与岸上气化器相连,LNG气化后进入天然气管网。FSU仅具有储存功能,不具备FSRU的加压及气化功能,因此,LNG加压泵及气化器均需建设在岸上。

浮式储气单元(FSU)的获得有3种方式:新建浮式储气单元;用旧船改造成的浮式储气单元;租赁浮式储气单元。

采用的方式不同,项目进度和成本也不同。

新建浮式储气单元(FSU)需要约3年;若将旧船改造成浮式储气单元(FSU),岸上部分施工完毕即可交付使用;租赁浮式储气单元(FSU)则可随时交付使用。

新建浮式储气单元(FSU)需要花费约16亿元(135 000m³容积范围),将旧船改造成浮式储气单元(FSU)则需要花费约10亿元。租用浮式储气单元(FSU)的成本约为75万元/d,折合2.7亿元/a。

因此,浮式储气单元(FSU)的建设方式主要取决于项目的使用期限和建设周期要求。

3 接收方式的比较

本文对岸上LNG接收站、海上LNG接收站(按具有双侧码头的浮式储存再气化单元)及半离岸式LNG接收站从设计理念、可靠性、操作方式、安全性、投资及建设周期方面进行比较。

3.1 设计理念

虽然3种接收方式为实现各项功能而采取的方式有所不同,但其可行性均已得到证实。3种接收方式的比较见表1。

虽然从设计理念的角度无法对各接收方式进行排序,但按照与之对应的有效储气容量来排序,排序结果如下:

岸上LNG接收站>半离岸式LNG接收站>海上LNG接收站。

表1 设计理念对比表

项目	岸上LNG接收站	海上LNG接收站	半离岸式LNG接收站
LNG卸载	LNG装卸臂	LNG装卸臂	LNG装卸臂
储存装置	可根据需要确定储存装置形式及储气容量	采用FSRU储存,储气容量取决于FSRU大小	采用FSU储存,储气容量取决于FSU的大小
气化方式	可进行优化组合。基本负荷时,采用开架式气化器(ORV);高峰负荷时,采用浸没燃烧式气化器(SCV)。	采用既有的浮式储存再气化单元(FSRU),闭合式或开放式水循环系统	可进行优化组合。基本负荷时,采用开架式气化器(ORV);高峰负荷时,采用浸没燃烧式气化器(SCV)。
天然气输出方式	与供气管网建立固定连接	通过高压天然气装卸臂实现。	与供气管网建立固定连接。

3.2 接收站的可靠性

3.2.1 岸上LNG接收站的可靠性

- (1) 主体设施的可靠性一般可达到99.5%;
- (2) 采用现场电源(可靠性通常可达到98%);
- (3) 卸载装置停机时间取决于风速、风向和浪高。

3.2.2 海上LNG接收站的可靠性

- (1) 工艺设备的可靠性与岸上LNG接收站相似;
- (2) 与岸上LNG接收站卸载操作类似,高压(HP)天然气卸载操作取决于风速、风向和浪高;
- (3) 卸载设备的停机时间与岸上LNG接收站相似;

(4) 对运输船的可靠性要求更高。运输船来的不能过早,但为避免LNG不足而停机,运输船来的又不能太晚。这一时间段取决于FSRU的储存量。

3.2.3 半离岸式LNG接收站的可靠性

- (1) 工艺设备的可靠性与岸上LNG接收站相似;
- (2) 与岸上LNG接收站卸载操作类似,LNG卸载到气化器取决于风速、风向和浪高;
- (3) 运输船到FSU间LNG的传输停机时间与岸上LNG接收站相似;

(4) 对运输船可靠性要求与FSRU类似,运输船来的不能过早,但为避免LNG不足而停机,运输船来的又不能太晚。这一时间段取决于FSU的储存量。

按照可靠性对三种接收方式排序,结果如下:

岸上LNG接收站>半离岸式LNG接收站>海上LNG接收站

3.3 接收站的操作方式

操作方式评价主要以易用性和灵活性为标准。

岸上装置可通过中心控制室（CCR）进行操作；FSRU和FSU需要与装置共用中心控制室（CCR），这将为项目施工带来额外的困难。

从操作的灵活性来看，岸上LNG接收站较为灵活，且更容易达到较大的储存量。受储存能力的限制，海上接收方式的灵活性较差，特别是影响运输船的卸载操作。当FSRU中的LNG降到一定容量时应立即补充，以降低意外停机的风险。通常情况下，FSRU的设计均以满足一般用户的天然气需求量为主，未必能满足用户的特殊需求。由于FSU的储存量较大，在一定程度上弥补了其灵活性的不足，但其投资相对较高。

按照操作方式对3种接收方式排序，结果如下：

岸上LNG接收站>半离岸式LNG接收站>海上LNG接收站

3.4 接收站的安全性

LNG接收站安全设计的基本原则主要是被动防护，在众多的被动防护措施中，最主要的就是安全间距。但只有岸上LNG接收站可满足这一原则。

就采用海上的接收方式而言，所有功能性装置均安装在FSRU上面，无法满足安全间距要求。在安全性评价和减灾设计方面，应将FSRU的所有装置看成一个整体，因为任意部件出现事故都会对整个海上接收站造成影响。

就采用半离岸式的接收方式而言，可将储存装置看成一套单独的装置，但其它工艺装置可与其隔离开来，并按照安全间距进行布置。

海上接收方式的天然气装卸臂始终与码头连在一起，根据风险评价结果，天然气装卸臂是风险最高的装置。

按照安全性对3种接收方式排序，结果如下：

岸上LNG接收站>半离岸式LNG接收站>海上LNG接收站

3.5 接收站的建设周期

岸上接收站建设期3年（以开始施工计，下同）。

海上LNG接收站，若FSRU用旧船改造而成，接收站建设期2年；若租赁FSRU，接收站建设期1年。

半离岸式接收站建设期2年。

按照建设周期长短对3种接收方式排序，结果如

下：

海上LNG接收站>半离岸式LNG接收站>岸上LNG接收站

3.6 接收站的投资

投资对比按如下原则进行：

（1）接收站设计规模：300×10⁴t/a。

（2）岸上接收站设16×10⁴m³储罐2座。

（3）海上LNG接收站按设1个FSRU（135 000m³容积范围）考虑。

（4）半离岸式接收站按设1个FSU（135 000m³容积范围）考虑。

各方式接收站的投资对比见表2

表2 固定投资对比表 （单位：亿元）

成本项目	海上LNG接收站	半离岸式LNG接收站	岸上LNG接收站
固定部分投资	9	28	41
改造运输船费用	16	10	
合计	25	38	41

可见，海上LNG接收站的投资最少，而岸上LNG接收站投资最大。

4 结论

根据以上分析，3种LNG接收站的比较结果见表3。

表3 接收方式对比表

项目	岸上LNG接收站	海上LNG接收站	半离岸LNG接收站
设计理念	好	较好	一般
可靠性	好	较好	一般
操作方式	灵活	一般	较差
安全性	好	较好	一般
建设周期	长	较长	短
固定资产投资	大	少	中

综合分析，可以得出以下结论：

（1）海上LNG接收站是一种可快速实现天然气供应的接收方式，且一次投资少。在对储气量要求不高的情况下，改接收方式是不错的选择。

（2）考虑海上LNG接收站的运行成本、维护、

doi:10.3969/j.issn.1671-5152.2013.02.009

改进CNG子站工艺流程提高加气量

□ 乌鲁木齐市鑫泰燃气有限责任公司 (831400) 段贤琪 徐辰天

摘要: CNG子站管束气瓶中的天然气经卸气柱后增设一路管线直接进入加气机低压系统, 利用管束气瓶中天然气自身压力对CNG汽车加气, 而后加气机电磁阀自动切换对CNG汽车加中、高压气, 直至加气完成。加气量中三分之一天然气不经过压缩机压缩, 减少了机器磨损, 降低了能耗, 缩短管束气瓶的卸气时间, 提高CNG子站加气量约50%。

关键词: 改进工艺流程 提高加气量

Improvement of CNG Sub-station Process to Improve the Gas Fueling Capacity

Urumqi Xintai Gas Company Co., Ltd. Duan Xianqi, Xu Chentian

Abstract: Set up a pipeline direct access to low pressure system of gas dispenser after natural gas in bundle type cylinder went through the discharge gas column, and use the self-pressure of natural gas in bundle type cylinder to fill the CNG vehicle, then the electromagnetic valve in gas dispenser switch mid-pressure to high-pressure until the gas filling completed. The one-third of gas add volume was not pass through the compression engine, so that reduced wear rate, energy consumption and gas discharge time of bundle type cylinder. It can increase about 50% gas fueling capacity.

Keywords: Improvement of process Improvement of gas fueling capacity

1 CNG子站原工艺流程 (图1)

管束气瓶挂车在上一级天然气母站充气, 气压为

20MPa。管束气瓶挂车运至子站加气站内与卸气柱连接后, 天然气分为两路流动: 一路通过管线直接连接到低压储气罐, 当管束气瓶天然气压力高于低压储气

安全、气象条件等因素, 长期运营的LNG接收站宜采用岸上接收方式, 尤其是需要燃气储量较大时通常采用岸上接收方式。

(3) 综合考虑建设周期和建设规模, 海上LNG接收站可作为岸上LNG接收站的过渡。

参考文献

- 1 顾安忠, 鲁雪生. 液化天然气技术手册
- 2 严铭卿, 廉乐明. 天然气输配工程