

LNG 加注站气损的产生及降耗措施论述

郑卓豪（中海石油气电集团有限责任公司福建分公司，福建 厦门 361006）

摘要：随着 LNG 重卡市场的快速增长及加气站需求的扩大，气损作为影响加气站经济效益与环境效益的核心指标备受关注。本文深入分析了影响加注站气损的三大原因，并根据加注站的运营实际情况提出有针对性的控制气损的办法，为提高加气站运营效益和绿色发展提供参考。

关键词：气损；原因；降低气损；措施

中图分类号：TE89

文献标识码：A

文章编号：1674-5167 (2025) 032-0082-03

Discussion on the generation of gas loss and consumption reduction measures in LNG refueling stations

Zheng Zhuohao (Fujian Branch of CNOOC Gas&Electric Group Co., Ltd., Xiamen Fujian 361006, China)

Abstract: With the rapid growth of the LNG heavy-duty truck market and the expansion of demand for gas stations, gas loss, as a core indicator affecting the economic and environmental benefits of gas stations, has attracted much attention. This article deeply analyzes the three major reasons that affect gas loss in refueling stations, and proposes targeted methods to control gas loss based on the actual operation of refueling stations, providing reference for improving the operational efficiency and green development of refueling stations.

Keywords: gas loss; reason; Reduce gas loss; measure

在全球气候危机加剧与环保理念深入人心的当下，能源结构的优化升级已成为国内外学术界与产业界共同关注的核心议题。为应对这一挑战，各国通过推广清洁与可再生能源应用、降低温室气体排放等路径推动社会发展低碳转型。在我国交通领域表现为“乘用车电气化，商用车 LNG 化”。在商用车领域液化天然气（LNG）重型卡车（以下简称“LNG 重卡”）市场规模近年来呈现迅猛扩张态势。行业统计数据显示，2024 年我国 LNG 重卡新增量达 14.68 万辆，这类车辆凭借碳排放优势，成为货运领域绿色转型的重要选择。LNG 重卡的规模化应用带动了配套基础设施的发展，国内 LNG 加气站建设运营随之进入投资增长期。

在加气站运营过程中，气损作为典型的非生产性成本，直接影响站点的经济效益与可持续运营能力。现有对气损的研究多聚焦技术层面措施，本文结合项目实践，从项目全生命周期系统分析气损诱因并提出针对性解决方案，填补行业实操指南空白，为加气站经营效率提升提供理论参考与技术支撑。

1 控制气损的意义

从市场发展角度上，至 2024 年底，全国 LNG 重卡保有量约为 85.7 万辆，保守估算每部重卡车年用气量 36t，车用 LNG 需求量达到 3085 万 t。这些加注量均由国内现有加气站提供，若按业内 1% 的控制标准估算，损耗量将高达 30 万 t，经济损失超过 10 亿元，也会带来较大的环境污染。

从加气站经营角度看，加气站经营成本主要包括

人工、折旧、损耗、安全生产费以及其他生产成本等，在气损按行业惯例取值 1% 时，损耗站生产成本约为 5%，若从经营性支出角度看，损耗占比会达到 10%。以 2025 年为例，北方加注站毛差不足 300 元/t，若按行业惯例取值 1% 计算气损，则损耗成本达到毛利的 16%，因此，有效控制气损，对加气站的经营情况有较大影响。

从环保角度上看，LNG 的主要成分是甲烷，是《京都议定书》中所规定的六种温室气体之一，红外线吸收能力是二氧化碳的 26 倍，温室效应要比二氧化碳高出 22 倍，若由其直接排放到空气中会造成严重的温室效应。所以从环保角度看降低气损也有利于环境保护。

综上，控制气损，不仅是服务加气站业主的权益，也是落实减排任务，控制温室气体排放的核心途径。

2 气损及其产生原因分析

加气站气损不仅会影响加气站的经营利润，导致加气站经营不善，放散的天然气也会对环境造成较大破坏，违背绿色发展初心。LNG 加气站气损是指在业主在经营 LNG 加气站的过程中在贸易结算、存储输送、计量全环节中，因商务约定、技术操作或设备误差导致的 LNG 减提或损耗。通过对加气站项目全生命周期分析，可以将气损产生的原因归纳成商务操作、技术操作与计量误差三个方面。商务操作方面，主要是来自于传统 LNG 贸易环节中约定的结算方式；技术操作方面，主要来自于外部热源被引入 LNG 内环境中造成的存储输送系统压力升高出现的异常放散或由于设备

故障导致的存储输送系统 LNG 泄漏；计量误差方面，主要是受全环节计量设备精度影响，如装卸车的地磅、流量计等。

2.1 基于商务操作上的损耗

商务操作方面，主要是来自于传统 LNG 贸易环节中约定的结算方式。国内 LNG 在购销领域的结算方向相对其他大宗商品而言有其独特性，购销双方会约定每车 LNG 在交割过程时，商品重量偏差 $\pm 1\%$ （部分采用 $\pm 200\text{kg}$ ）时，不影响双方按出厂磅单进行结算。相当于某加气站采购 20t LNG，若在交割时加气站卸车重量在 19.8–20.2t 时，加气站仍然按照原采购量 20t 与上游结算；当卸车重量小于 19.8t 或大于 20.2t 时，重量偏差 $\pm 1\%$ 部分均未记录在内。虽然这是加气站盈亏的唯一机会，但大多数加气站在资源结算时，均为盈亏状态。即对于一个万吨站而言，每年因商务条款最大损耗量会达到 100t。

2.2 基于工艺操作上的损耗

技术操作方面，主要为内环境的异常放散。LNG 是将天然气压缩冷却后形成的低温液体，不同于汽油、柴油等常温下易储存燃料，LNG 对储存与输送环境的绝热性要求较高。在储运过程中，外部热源会传导至 LNG，导致 LNG 吸热升温，产生蒸发气，当内环境中压力高于设定值时会出现放散，放散将导致损耗产生。另外，设备使用过程中会出现耗损，导致密封性不严实，而出现的放散。

上述这类放散从源头分析主要包括设计问题、设备选型与维护。在实际应用场景中的情况：如设备间管道长度较长，特别是潜液泵与加气机间的管道长度过长，会增加外部热源传导至内系统中，导致损耗增加；如保温材料选型无法具备长期保温性，设备选型隔热效果差等，也会导致热传导频繁，增加损耗；再者如阀门长期未维护维修，出现内漏等情况，导致 LNG 散溢到放散管，其他如安全阀无法回位、车载钢瓶回气等，也会造成储罐压力升高，出现放散，导致气损增加。

2.3 基于计量产生的误差

因为计量工具本身的误差。在加气站经营中，设计到的计量器具包括槽车称重的地衡与加气机安装的流量计。

2.3.1 地磅的计量误差

LNG 槽车在出厂与到站通常均需要经过两次地衡的称量。地衡的计量误差会导致双方结算异议，虽然在通用 LNG 贸易合同中均对此误差进行补充，但仍无法规避此误差的产生。

LNG 槽车需要通过过磅确定商品的结算重量，根据国家《电子秤检定规程》（JJG539–97），地磅误

差应控制在 $\pm 3\%$ 以内。具备过磅条件的站点，可以对槽车卸车前后对卸车重量进行复测，减少此环节的误差。而没有地方复测的站点，则以配送方单据为准，此时，LNG 槽车在运输途中产生的各种损耗或消耗，将转变成加气站的气损^[1]。

2.3.2 加气机计量误差

加气机计量存在偏差也会产生气损。《液化天然气加气机检定规程》（JJG1114—2015）规定加气机低温流量计计量准确度等级不低于 0.5 级，加气机的最大误差为 $\pm 1.5\%$ 。

3 降低气损的办法

通过对 LNG 加气站经营过程中出现的商务操作、技术操作与计量误差的成因进行深入分析，剖析气损产生的根本原因后，笔者结合长期从业经营，提出聚焦于商务条款、技术管理、计量标定等多种办法，以期最大限度降低气损，提高加气站的经营效益。

3.1 从商务上降低气损

从上文论述中，我们已经知道商务条款产生气损的根本原因在于 LNG 贸易合同条款中关于偏差互不追究的条款。随着 LNG 供应充足，卖方市场已经出现逐步向买方市场转变的苗头，作为近年来消费增长量最高的加注行业，可以择机与上游供货商修改合同条款，以实际卸货量作为实际结算依据，按此逻辑，可以彻底解决因商务条款所带来的损耗。

3.2 从技术上降低气损

3.2.1 设计环节

降气损的思维需要贯穿项目全生命周期，特别是在设计阶段，如果一个加气站在设计过程中出现先天性的问题，则会对后续的经营和管理造成较大影响。

项目设计阶段核心要规划好项目整体布局，尽可能减少设备连接管道长度，减少各种不必要的弯头。在笔者建设经营的仙游县公交 LNG 加注站和鲤南镇 LNG 加注站，公交站泵出口至加气机管道 2m，鲤南站泵出口至加气机管道长度 25m，站点实际运行时，公交站气损率长期低于 0.2%，而鲤南站气损率基本维持在 1% 左右。经长期走访交流，LNG 管道长度对气损影响较大，特别是经过多年经营后，管道保冷逐步失效时，管道长度长的站点，其气损增高率相当明显。据研究，在符合安全规范间距的前提下，储罐出口与泵入口间管线长度最佳在 3m 以内，泵到加液机的管道长度在 30m 以内，最长不超过 40m^{[2][3]}。

其次管沟排水设计、卸车口槽车位置高差设计也是在经营过程中常见的影响气损的原因，需要在细节上做出合理布置。

综上，在项目设计阶段，做好加气站的整体布局

规划,合理安排管道长度、卸车口槽车位置高差等设计细节,有利于加气站在经营期气损的控制。

3.2.2 设备选型环节

在项目建设阶段,选择自蒸发率较低的储存设备;采用导热系数较低的管道保温材料,均有利于经营期气损的控制。

加气站 LNG 的主要存储设备是 LNG 储罐,由于 LNG 储罐面积较大,是外部热源传导入内系统的主要途径,因而选择绝热效果好的存储设备,也是降低气损的有效途径。国内加气站工程中选用的低温储罐结构、材料基本一致,主要区别在于保冷方式不同,主要有真空粉末绝热式或多层缠绕式两种。相比真空粉末绝热储罐,多层次缠绕储罐有绝热效果好、质量轻的优点,但成本高于真空粉末绝热储罐^[4]。

LNG 加气站物料输送流程储罐中的 LNG 通过潜液泵加压后输送至加气机,加气完成后管道中残余的 LNG 通过回气管返回储罐。LNG 在管道中流动,会将管道的热量带回储罐并影响液温,而液温升高会引起储罐压力升高,最后导致放散。因此,采用良好的 LNG 管道保冷形式对 LNG 输送管道进行保冷,能有效降低 LNG 管道的热传导,进而降低气损。常见保冷技术有真空管、PIR 材料保冷、Armaflex 柔性保冷材料等。在使用效果上,Armaflex LTD 柔性保冷材料在 -165~ -100°C 间导热系数在 0.021W/m·K~0.028W/m·K 之间,能有效隔离环境热量传导。

3.2.3 日常经营环节

在加气站的日常管理上,可以通过卸车作业、日常巡检的精细化管理,提升日常管理能力,进而减少生产性损耗。通过提高卸车能力来降低气损量。现阶段国内接收站通常要求槽车装液前储罐压力控制在 0.35MPa 以内,有研究表明^[5],安装卸车助手,降低卸车时潜液泵和自增压 BOG 带来的升温,可以将卸车完成后槽车压力降低至 0.15MPa,在 LNG 贸易合同条款中关于偏差互不追究的条款下,相当于出现了盈亏,这是合理利用商务手段,获取收益的行之有效的办法。

日常管理上也需要时刻关注阀门状态,深冷状态下阀门容易产生不易察觉的内漏,有可能会导致系统 LNG 逸散至放散管中。在日常经营时,不仅要定期检定安全阀与压力表,还需要定期检查放散口的天然气逸散情况。

日常经营中,存在部分站点加注量不饱满,在车辆加注前需要进行管道预冷,这个时候会增加热传导进而出现气损。故当客户较少时,需要合理安排加注时间,减少预冷带来的热量。同时加大市场开发力度,构建站点加注量的基本盘。

现行规范要求加注机加装回气流量计,加注车辆回气也是增加气损的一个因素。通常而言,车载钢瓶压力在 0.8~1.0MPa 时可以满足大部分路况的行驶要求,但受司机个人驾驶习惯影响,部分车辆车载钢瓶压力常常要保持在 1.2MPa 左右,这时车辆在加注前需要回气,如果不能把此部分回气量合理回收,将会产生气损。通常在加气前,会告知司机提前关闭储罐增压阀进而控制进站车辆车载气瓶压力,以减少回气车辆占比。

3.3 通过校验控制气损

加气机计量偏差也会产生气损。在营业前与设备厂家共同做好加气机流量计校订,将流量计偏差控制尽可能小后,再通过第三方检验机构校订,有利于控制流量偏差,减少气损。

LNG 槽车需要通过过磅确定商品质量并与结算相关联,而 LNG 贸易合同中对过磅的条款也常常会有相关的约定^[6]。站点在日常经营中,应该要求资源方提供过磅点的检定报告,或自行选择过磅地点。同时使用信誉好的运输队伍,能够减少运输环节中气损。

4 结语

综上所述,LNG 加气站经营过程中出现的气损主要来自于商务约定、技术操作与计量误差,商务原因可以通过对合同条款约定进行管控,技术操作可以通过设备选型、日常维护进行管控,计量误差可以通过定期校验实现管控。在项目初期,加注量较低时,气损原因更多来自于技术操作;在项目达产后,气损的产生主要来自于商务环节。通过以上分析,完成气损的控制,不但有利于加气站的经营提升,更有利于保护环境,减少室温气体排放。

参考文献:

- [1] 杨宇秉,刘强,李剑.LNG 加气站供销差产生原因分析与管控[J].石油与天然气化工,2023(04):61-65.
- [2] 戴成阳,田广新,冯浩,等.LNG 加气站降低供销差率管控实践[J].中国高新技术企业,2016(26):166-168.
- [3] 刘强.LNG 加气站气损和解决措施[J].化工管理,2015.
- [4] 魏红梅.LNG 加气站 BOG 的产生及处理工艺研究[D].黑龙江:哈尔滨工业大学,2016.
- [5] 罗鉴.LNG 加气站损耗分析及管控措施[J].科学管理,2024(7): 388-390.
- [6] 张建斌,李妍,王晓钧,吴冲,黄少谷.液化天然气用阀门检验标准探讨[J].中国标准化,2017(06):021-021.

作者简介:

郑卓豪(1982-),男,汉族,广东揭阳人,大学,中级工程师,研究方向:天然气应用技术。