

新投产 LNG 接收站不同负荷阶段 能耗特征与运行策略分析

汪 洋

(中海油江苏天然气有限责任公司, 江苏 盐城 224000)

摘 要 LNG 接收站在新投产阶段存在外输负荷波动大、能耗管理难的问题。本文研究了江苏某 LNG 接收站在达产过程中不同负荷阶段的划分依据及运行节点, 分析了低负荷压缩机能耗高、中负荷能耗波动大、高负荷能效最优的运行特征, 提出了负荷区间下压缩机组合、罐压控制与启停策略优化路径, 为新建接收站节能运行提供数据支持与策略参考。研究表明, 不同负荷阶段需匹配差异化调控手段以降低单位电耗, 可提高系统整体能效。

关键词 LNG 接收站; 外输负荷; 单位电耗; 运行策略; 负荷阶段划分

中图分类号: TE832

文献标志码: A

DOI: 10.3969/j.issn.2097-3365.2025.35.025

0 引言

新建 LNG 接收站在试运行至达产过程中面临外输负荷变化频繁、运行参数不稳定与能耗管控难度大的现实问题, 尤其在在不同负荷阶段压缩机、气化设备的组合方式对单位电耗影响显著, 迫切需要在实际运行中提炼阶段性特征并形成优化策略。江苏某 LNG 接收站在投产一年内完成从首船接卸至高负荷外输的跃升过程, 积累了多工况运行数据, 为负荷划分、能耗分析与策略优化提供了可靠支撑。本文基于外输量与运行状态的变化规律, 从接收站达产历程切入, 分阶段梳理负荷特征, 剖析典型能耗指标差异, 并在此基础上提出适配性运行策略, 为提升接收站整体能效水平提供技术路径。

1 接收站概况与负荷阶段划分

1.1 接收站一期工程设计与投产历程

江苏某 LNG 接收站一期工程自 2022 年 9 月 26 日接卸首船, 2022 年 11 月 3 日首批液态槽车发车起进入试运行阶段, 经历罐区预冷、液态外输系统投用与气态外输三阶段逐步达产。一期项目共设四座储罐, 配套设施包括 LNG 码头、工艺管廊、卸料平台及调压站区, 场站整体临海布置, 具备接卸、储存与外输多功能集成特征。2022 年 11 月至 2023 年 2 月间完成分步预冷并具备液态与气态外输能力。11 月 12 日完成国家管网置换升压, 标志管道外输条件建立。2023 年 2 月单日外输量突破 10 000 t, 4 月高压压缩机组与再冷凝系统稳定运行。至 6 月, 单线气态外输能力满足连续运行要求, 日均气态外输量达 3 278 t, 外输模式由

高压压缩为主转向组合式运行。7 月至 9 月处于迎峰度夏阶段, 外输量长期维持在 500 万 Nm^3 以上, 电耗水平显著下降。至 12 月底累计气态外输 18.6 亿 Nm^3 (折合 130.52 万 t), 液态外输 158.4 万 t, 形成从试生产到稳定运行的负荷演化轨迹, 为能耗特征划分与策略优化提供了基础数据支撑。由于该 LNG 接收站的设备基础功率大于其他接收站, 所以同等工况下气态能耗要高于其它接收站 (经调研高低压压缩机、高压泵的功率约为其他同类接收站的 2 倍)。

1.2 基于外输量的负荷阶段划分

接收站运行过程呈现周期性波动特征, 外输能力与设备负荷在不同阶段表现出显著差异。为便于后续能耗分析与策略研究, 依据日均外输量及运行方式的统计特征, 对负荷阶段进行定量划分^[1]。

1. 低负荷阶段 (≤ 50 万 Nm^3/d): 处于系统初期爬坡阶段, 外输作业以高压压缩机驱动为主, 运行频次高、能耗集中。单台压缩机功率负载较大, 单位气态外输电耗在 300 $\text{kW} \cdot \text{h}/\text{t}$ 以上, 设备启停频繁, 罐压波动显著。

2. 中等负荷阶段 (50 ~ 444 万 Nm^3/d): 外输模式开始转向高压气化与直接加压并行运行, 生产线预冷与提量操作频繁, 能耗波动幅度较高。气化效率受制于温度与流量匹配, 电耗区间在 23 ~ 300 $\text{kW} \cdot \text{h}/\text{t}$, 具备优化潜力。

3. 高负荷阶段 (≥ 520 万 Nm^3/d): 系统处于稳定高负荷运行状态, 设备组合最优, 罐压控制在合理区间。电耗水平稳定在 20.8 $\text{kW} \cdot \text{h}/\text{t}$ 以下, 阶梯式外输计划

使单位能耗持续下降,形成节能运行特征区间。该阶段运行数据成为后续节能策略验证的核心依据。

2 不同气态外输负荷阶段能耗特征分析

2.1 低负荷阶段的能耗特征

在接收站运行初期,日均外输量长期处于 50 万 Nm^3 以下,对应吨级外输约为 353.3 吨/天,属于典型低负荷阶段^[2]。该阶段主要依赖高压压缩机驱动气态外输,设备运行时间长、负载持续高,功率调节范围受限,部分运行时段出现压缩机超负荷或空载补气现象,造成单位气态外输电耗居高不下,单位电耗高达 303.33 $\text{kW}\cdot\text{h}/\text{t}$,为全年最高值区间。

此阶段受限于设备运行效率偏低与罐压调控精度不足,罐压频繁波动导致压缩机频繁启停,进一步增加启动能耗。高压压缩机外输负荷调节能力区间狭窄(16 000 ~ 19 000 Nm^3),在低负荷下不具备弹性调度能力,班组为完成保供任务通常采用过长连续运行策略,削弱了能源控制灵活性。在无气化补量与 BOG 回收协同的条件下,该阶段能耗结构集中、调节能力弱,是接收站单位电耗的最不利运行阶段。

2.2 中等负荷阶段的能耗特征

中等负荷阶段对应日均外输量在 50 ~ 444 万 Nm^3 区间,吨级外输维持在 353.3 ~ 3 100 t/d 之间,系统开始进入多方式外输组合运行。该阶段高压气化与直接加压模式交替使用,设备投用方式不固定^[3]。外输系统在切换期间需经历 1 ~ 1.5 小时的预冷、升温与提量过程,实际有效外输时长压缩,预热过程电耗不参与外输效率,导致单位电耗抬升明显。以 2023 年 4 月为例,日均外输量为 2 336 t,平均单位电耗保持在 33 $\text{kW}\cdot\text{h}/\text{t}$ 左右,波动幅度显著。

运行模式的不确定性使得高压压缩机与气化装置组合效率不稳定,部分时段两类设备同时运行但负荷未达到设计平衡点,出现“高压气化未满足负荷、压缩机频繁启停”的能耗重叠问题。由于中等负荷阶段未进入满载运行区间,部分生产线处于边界工作状态,能源利用率未能形成线性递增趋势。中等负荷阶段是电耗控制的关键过渡区,存在较大的能效挖掘空间,需在运行计划制定中合理优化压缩机与气化线启停协同机制。

2.3 高负荷阶段的能耗特征

在高负荷阶段,接收站运行模式趋于标准化,日均气态外输量持续维持在 520 万 Nm^3 以上,对应吨级外输约在 3 600 ~ 3 700 t/d 区间,设备调度进入满负荷高效区。高压压缩机运行频率显著降低,仅在短时

间内参与罐压调节或临时补量操作,主力设备由高压泵与 ORV 构成,形成气化主导的低功耗运行组合。罐压控制保持在 22 kPa 左右,减少压缩机启停次数,设备启动以罐压变化率与负荷边界预测为依据,整体调度逻辑围绕峰谷负荷区间的供需响应展开。7 月至 10 月为关键代表月份,设备运行结构稳定,外输能力与能源利用效率达到最优匹配区间,具备评价节能运行成果的代表性。该阶段电耗控制的关键在于设备运行模式趋于标准化,预冷提量等非有效输出时段缩短,系统整体能效达到全年最优状态。

3 基于能耗特征的运行策略优化

3.1 低负荷阶段的运行策略

低负荷阶段主要采用高压压缩机驱动外输,但其运行功率大、调节范围小,导致单位电耗极高。为了降低该阶段的能耗,运行策略应调整高压压缩机启停逻辑,优先分析 BOG 回收能力与储罐罐压变化速率,根据外输计划构建压缩机启动延迟曲线^[4]。结合每日外输任务量,制定“最小启动时长法”,即在保证不超压的前提下,尽可能延迟压缩机投用时刻,避免压缩机处于低负载长时间运行状态。设备调度中,应采用交替投用+休眠组合压缩策略,使总负荷在满足产能的前提下趋于电耗拐点区间。

运行期间需实时对比压缩机运行能耗与实际外输效率,建立压缩机负载预测模型,对高电耗段进行预测剔除。为加强 BOG 回收与高压压缩逻辑联动,应设定罐压控制阈值,压缩机仅在罐压突破 22 kPa 后方可开启。罐压保持在 22 kPa 附近可实现系统最小能耗闭环,减少能耗尖峰。此阶段不得同时启用高压泵和压缩机,以避免能耗重叠,并应定期统计单位外输电耗峰值时段进行人工复核调整。

3.2 中等负荷阶段的运行策略

在中等负荷阶段,日均外输量处于 50 万 Nm^3 至 444 万 Nm^3 区间,接收站运行方式呈现多样化,气化线与高压压缩机交替投用或组合运行成为常态。该阶段单位气态外输电耗波动范围较宽,主要由预冷启停频率、提量时点设定与设备匹配效率共同决定。在运行过程中,如未能精准控制气化线启动时机,导致高压压缩机与气化设备在非最佳负载区运行,设备电耗叠加但单位产出未有效提升^[5]。运行数据显示,在提量阶段设备功耗升高显著,预冷阶段能耗不参与有效外输产出,若不对时序进行精细调控,将造成单位电耗持续高位运行。

为评估不同设备组合对单位气态外输电耗的影响,

需建立针对性控制公式,量化不同路径下的能效表现。公式如下:

$$E = \frac{P_c \cdot t_c + P_q \cdot t_q}{Q} \quad (1)$$

式(1)中, E 为单位气态外输电耗($\text{kW} \cdot \text{h}/\text{t}$), P_c 为高压压缩机功率, T_c 为压缩机运行时间, P_q 为气化线设备总功率, T_q 为气化运行时间, Q 为总气态外输量(t)。公式用于动态评估每日不同组合工况下单位电耗的变化趋势,指导班组调整生产线开启时序。

在运行实际中,应设定“提量起始时间控制点”,将预冷与提量过程集中至日负荷上升初段,避免交错启停引起的能耗浪费。在每日运行中,对比不同组合方式下 E 值,优先选取能耗最小且满足需求的组合。对于“高压压缩+气化”组合方式,应设定最大允许运行时长不超过连续 2.5 小时,避免长时间并行带来的能耗冗余。中等负荷阶段应重点构建设备启停数据看板,以小时为单位记录每组设备运行时长、电耗与产出,作为次日计划修正参考。为了提高中等负荷阶段的能效控制,需要结合压缩机和气化设备不同特性,对其启动与停止时机进行精细调控。通过引入基于实时气候数据和外输负荷变化的调度模型,优化设备的启停逻辑,可以确保设备在非最佳负荷区时避免过度运行,从而减少不必要的能耗。

3.3 高负荷阶段的运行策略

在高负荷阶段,接收站日均气态外输量维持在 520万 Nm^3 以上,设备长期处于接近额定工况的连续运行状态。为提升单位电耗控制精度,运行策略应采用阶梯式外输计划,按照每日用气负荷曲线划分峰段、平段与谷段,分别设定设备投用策略。峰段时段建议配置“两泵+双 ORV”结构连续运行,最大化气化路径产出效率,禁止压缩机并行运行。平段采用单泵+单 ORV 组合,罐压控制在 $20 \sim 22 \text{ kPa}$ 区间,启用气化设备负载反馈功能联动调节泵速,保持气化器在高换热效率区间运行。谷段时段压缩机全部退出,仅保留低负载运行的单气化线,避免高功耗设备空载运行导致无效能耗。

调度策略应引入罐压—流量双约束机制,以每小时动态调整罐压预测值与外输指标配合,构建压缩机启动条件库。罐压控制点设定为 22 kPa 上限与 16 kPa 下限,当预测罐压 15 分钟内升至上限时启动策略;当罐压下降至下限以下,优先调节气化线升温能力。操作系统中设置阶梯式运行模板,每日运行计划按小时段设置设备组合预案与启停门限,避免非计划外启动。运行结束后应对比预测模型与实际电耗曲线,识别误差段并修正下一周期调度参数。

能效评估可采用“单位电耗偏差累计值”作为关键指标,每日计算计划电耗与实际电耗差值累加形成能效偏移指数。若偏移值持续上升,应回溯分析压缩机运行次数、持续时间与外输量的匹配程度,识别调度失配点。建议建设基于 SCADA 与 DCS 系统融合的电耗监测看板,实时显示各时段单位气态电耗、当前设备组合、负荷等级与罐压状态,值班员根据图表调整运行模式。该阶段运行关键在于设备运行标准化与参数调度闭环,过多人工干预反而会打破平衡,应重点提升运行计划的执行刚性与反馈系统的自动调整能力。在高负荷阶段,调度策略不仅需要关注设备的运行模式和能效提升,还应考虑系统中各设备间的负荷协同。为确保设备能在最佳效率区间运行,建议进一步细化每个时段的能耗模型,通过集成流量预测与罐压模拟,对可能出现的负荷波动提前作出反应。

4 结束语

本研究围绕江苏某 LNG 接收站达产过程中的负荷演进路径与能耗特征展开分析,明确了以日均气态外输量为依据的低、中、高负荷阶段划分标准,提取了高压压缩主导下的高能耗区、中负荷切换模式下的能效波动特征及高负荷稳定运行状态下的低电耗表现,构建了压缩机启停逻辑优化、气化与压缩组合路径动态调度、阶梯式运行计划等策略体系。结果表明,不同负荷阶段的能耗差异本质源于设备组合运行效率与调控边界控制能力,运行策略应围绕负荷匹配、罐压响应与设备能效区间精细调节以实现单位能耗最小化。相关策略在高负荷阶段已验证可使单位电耗控制在 $20.8 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{t}$ 以下(在基础设备功率在其他接收站 2 倍的前提条件)具备推广至其他新建接收站的工程适用性。后续可结合 AI 预测模型与 DCS 控制参数联动机制,实现运行调度智能化发展。

参考文献:

- [1] 陈锦忠. 港口危险货物安全投入经济性及安全监管对策分析:以厦门港 LNG 接收站码头为例 [J]. 中国航务周刊, 2025(28):45-47.
- [2] 陈立东. 大型 LNG 接收站首次接卸船风险分析及应对措施探索 [J]. 化工安全与环境, 2025, 38(07):15-18.
- [3] 王舒平. 基于运行数据的热泵空调系统能耗模型及运行优化 [D]. 大连:大连理工大学, 2024.
- [4] 张艳红. 双碳背景下办公建筑运行阶段能耗影响因素分析 [D]. 北京:北京建筑大学, 2024.
- [5] 吴昊, 王城景, 王傲, 等. 新投产 LNG 接收站 BOG 处理方法优化探究 [J]. 山西化工, 2024, 44(05):111-113.