

我国 LNG 接收站应急调峰能力优化与安全运营策略研究

张澜菲（济南和安天然气调峰储配有限公司，山东 济南 250000）

井海翔（山东港华燃气集团有限公司，山东 济南 250000）

摘要：本文系统分析我国 LNG 接收站发展现状及应急调峰、安全运营的现存问题，结合行业实践与技术趋势提出多维度优化策略。研究表明，当前我国 LNG 接收站存在储罐容量区域分布不均、调峰协同机制不健全、设备智能化水平偏低、安全应急体系不完善等问题；针对上述问题，需从硬件设施扩建（储罐、气化装置升级）、软件机制优化（多主体协同、市场化定价）、智慧化技术应用（全流程监控、AI 预警）三方面提升应急调峰能力，同时通过设备全生命周期管理、人员专业化培训、应急预案动态完善构建安全运营保障体系。

关键词：LNG 接收站；应急调峰；能力优化；安全运营；智慧监控

中图分类号：TE88 **文献标识码：**A **文章编号：**1674-5167（2026）002-0160-03

Research on the Optimization of Emergency Peak shaving Capability and Safety Operation Strategy for LNG Receiving Stations in China

Zhang Lanfei (Jinan He'an Natural Gas Peak shaving Storage and Distribution Co., Ltd., Jinan Shandong 250000, China)

Jing Haixiang (Shandong Ganghua Gas Group Co., Ltd., Jinan Shandong 250000, China)

Abstract: This article systematically analyzes the current development status of LNG receiving stations in China and the existing problems in emergency peak shaving and safe operation. Combining industry practice and technological trends, multidimensional optimization strategies are proposed. Research has shown that there are problems with LNG receiving stations in China, such as uneven distribution of tank capacity areas, inadequate peak shaving coordination mechanisms, low level of equipment intelligence, and incomplete safety emergency systems; To address the above issues, it is necessary to enhance emergency peak shaving capabilities from three aspects: hardware facility expansion (tank and gasification device upgrades), software mechanism optimization (multi-agent collaboration, market-oriented pricing), and intelligent technology application (full process monitoring, AI warning). At the same time, a safety operation guarantee system should be constructed through equipment lifecycle management, personnel professional training, and dynamic improvement of emergency plans.

Keywords: LNG receiving station; Emergency peak shaving; Ability optimization; Safe operation; Smart monitoring

近年来，我国加快推进“双碳”目标实现，能源结构向清洁化、低碳化转型步伐加快，天然气作为优质低碳化石能源，在一次能源消费中的占比从 2015 年的 5.9% 提升至 2024 年的 11.2%（国家能源局，2024）。LNG（液化天然气）作为天然气跨区域、跨国运输的核心载体，其接收站已成为我国天然气供应体系的“战略枢纽”——不仅承担进口 LNG 接卸、储存、气化外输的基础功能，更在应对极端天气（寒潮、台风）、气源供应中断、季节性用气高峰等场景中发挥关键应急调峰作用。

1 我国 LNG 接收站发展与应急调峰现状

1.1 LNG 接收站建设规模与布局

截至 2024 年 3 月，我国已建成投运 LNG 接收站 27 座（含沿海接收站 24 座、内陆接收站 3 座），总储罐容量达 3120 万 m³，年设计处理能力突破 1.6 亿 t，形成“沿海多点覆盖、内陆局部补充”的布局体系（《中国天然气发展报告 2024》）。从区域分布看，华东（上

海洋山、浙江宁波）、华南（广东深圳大鹏、福建莆田）地区接收站密度较高，合计占全国处理能力的 65%；华北（山东青岛、河北唐山）、东北（辽宁大连）地区近年加速补能，接收站数量从 2020 年的 4 座增至 2024 年的 7 座；西北、西南地区因地理条件限制，仅建成陕西杨凌、四川广安 2 座内陆接收站，依赖 LNG 槽车运输，调峰灵活性受限。

1.2 应急调峰的主要方式与实践效果

当前我国 LNG 接收站的应急调峰主要通过“储存-气化-外输”全链条协同实现，核心方式包括三类：①储罐储备调峰：利用低温储罐（-162℃）储存 LNG，在需求高峰时提升气化负荷，增加外输量；需求低谷时降低气化量，补充储罐储备。此类方式是最基础的调峰手段，占当前调峰总量的 70%，但受储罐容量限制，单座接收站的连续调峰能力通常不超过 15 天（如大连 LNG 接收站储罐容量 80 万 m³，连续调峰极限为 12 天）。②船运应急调峰：通过临时增加

LNG 运输船靠泊频次，补充接收站库存。2023 年冬季，华北地区因寒潮导致需求激增，青岛 LNG 接收站紧急协调 3 艘 LNG 船提前靠泊，单日接卸量达 6.5 万 t，有效缓解供应压力；但该方式受航运周期（国际航线通常需 15-20 天）、港口作业条件（台风、大雾影响靠泊）限制，应急响应存在滞后性。③气化能力弹性调峰：通过升级气化装置（如将传统 ORV 开架式气化器替换为 SCV 浸没燃烧式气化器），提升单位时间气化量。例如，宁波 LNG 接收站 2022 年将气化能力从 1200 万 m³/日提升至 1800 万 m³/日，应急调峰时的最大外输量增加 50%，可快速响应区域管网压力需求。

2 我国 LNG 接收站应急调峰与安全运营的现存问题

2.1 应急调峰能力的核心短板

①硬件设施不足，区域供需错配。一是储罐容量结构性短缺：华北、东北等冬季用气高峰区域，接收站平均储罐容量仅为华东地区的 60%，导致冬季调峰“储不足、输不够”；二是气化与外输瓶颈：部分老旧接收站气化装置超期服役，最大气化量仅 800 万 m³/日，无法满足高峰需求；三是管网衔接不畅：内陆接收站多依赖槽车运输，外输效率仅为管道运输的 1/5，应急响应效率低。

②协同机制不健全，市场化程度低。一是多主体联动缺失：LNG 接收站、管网公司、城市燃气公司、工业用户之间未建立统一调峰调度平台，信息割裂导致“调峰决策滞后”——2023 年山东某接收站因未及时获取工业用户减产信息，过度气化导致储罐液位降至 20%，后续需紧急采购现货补充；二是调峰定价机制僵化：当前我国 LNG 调峰价格多采用“成本加成法”，未充分体现“高峰溢价、低谷优惠”，工业用户参与调峰的积极性不足，导致民生用气与工业用气的调峰优先级难以平衡；三是气源保障单一：我国 LNG 进口依赖长期合同，现货采购比例仅 25%，国际市场价格波动时，接收站难以通过现货快速补充库存。

2.2 安全运营的主要风险点

①设备老化与故障风险。我国首批投运的 LNG 接收站已运营 15 年以上，部分核心设备（储罐保冷层、气化器换热管、BOG 回收压缩机）出现老化：2021-2023 年，全国 LNG 接收站因设备故障导致的非计划停机共 12 起，平均每次停机影响外输量 500 万 m³/日；其中，储罐保冷层破损导致的 LNG 蒸发率升高，不仅增加天然气损耗，还可能引发储罐压力异常升高的安全隐患。

②智能化监控水平滞后。多数接收站仍采用“人工巡检 + 传统传感器”的监控模式，存在“盲区多、

预警慢”问题：一是泄漏检测不及时，传统点式传感器仅能覆盖储罐、气化器周边 10% 的区域，2022 年江苏某接收站因管道泄漏未及时发现，导致天然气扩散至周边区域，引发紧急疏散；二是设备健康状态难预判，缺乏对气化器、压缩机等设备的实时振动、温度、压力数据的 AI 分析，无法提前识别潜在故障（如轴承磨损），只能“事后维修”。

③应急体系与人员能力不足。一是应急预案针对性差：部分接收站的应急预案“通用化”，未结合台风、寒潮、泄漏火灾等不同场景制定专项方案，2023 年福建某接收站遭遇台风时，因码头加固措施不足，导致 LNG 运输船无法靠泊，影响应急补能；二是人员操作风险：LNG 接收站操作涉及低温、高压、易燃介质，对人员专业性要求极高，但部分基层员工培训频次不足，2022 年山东某接收站因员工误操作导致 BOG 回收阀关闭，储罐压力骤升，被迫紧急泄压；三是区域应急联动薄弱：接收站与周边消防、医疗、环保部门的联动机制不健全，事故发生时应急救援响应时间平均达 40min，远超行业标准的 20min。

3 我国 LNG 接收站应急调峰能力优化策略

针对上述问题，结合技术发展趋势与行业实践，从“硬件升级、机制完善、智慧赋能”三个维度提出应急调峰能力优化策略：

3.1 硬件设施：扩建与升级并重，平衡区域布局

①优化储罐与气化装置建设。一是重点区域储罐扩建：在华北、东北等调峰缺口大的区域，新建 10-15 万 m³ 级大型低温储罐，将单站平均罐容提升至 120 万 m³，使连续调峰能力从 12 天延长至 20 天；二是气化装置升级：将老旧 ORV 气化器逐步替换为 SCV 气化器，同时新增“ORV+SCV”并联系统，使单站最大气化量提升 60%；三是内陆接收站补能：在西北、西南新增内陆接收站，配套建设 LNG 铁路运输专线，将槽车外输占比降至 30% 以下，提升内陆地区调峰灵活性。

②强化管网互联互通。推动“沿海接收站 - 区域主干管网 - 城市支网”的无缝衔接，例如：在华北地区构建“青岛 - 唐山 - 天津”接收站管网环线，实现库存共享；在长三角地区打通上海洋山、浙江宁波、江苏如东接收站的跨省市管网，应急调峰时的资源调配范围从单站扩展至区域集群，提升调峰冗余度。

3.2 机制创新：多主体协同，市场化驱动

①构建统一调峰调度平台。由国家能源局牵头，联合 LNG 接收站运营企业、管网公司、城市燃气公司（如北京燃气、上海燃气）搭建“全国 LNG 应急调峰调度平台”，实现“需求预测 - 库存监控 - 资源调配

-外输指令”全流程数字化管理：平台实时采集区域用气需求、接收站库存、管网压力数据，通过算法自动生成调峰方案，并同步推送至各主体，解决信息割裂问题。

②完善市场化调峰定价机制。推行“阶梯调峰气价+可中断用气补偿”模式：一是针对工业用户，制定“高峰溢价”与“低谷优惠”，引导用户错峰用气；二是签订可中断用气合同，对自愿参与调峰的工业用户给予补偿，同时明确中断优先级，平衡供需矛盾。

③多元化气源保障。优化 LNG 进口结构，将现货采购比例从 25% 提升至 40%，通过“长期合同+现货灵活采购”降低价格波动风险：一是与卡塔尔、澳大利亚、美国等主要出口国签订“弹性长期合同”，保障基础供应；二是在新加坡、上海等港口设立 LNG 现货交易平台，缩短现货采购周期，应急时可快速补充库存；三是推动国内 LNG 产能建设，提升国产 LNG 占比，降低进口依赖。

3.3 智慧赋能：大数据与 AI 驱动，提升调峰精准度

①需求预测智慧化。基于大数据分析构建“区域用气需求预测模型”，整合历史用气数据、气象数据、经济数据等变量，通过 LSTM 神经网络算法预测未来 7 天、30 天的用气需求，预测准确率提升至 95% 以上。

②船运调度智能化。与国际航运公司合作，开发“LNG 船运智能调度系统”，实时监控船舶位置、航行速度、港口天气，优化靠泊计划：系统可根据接收站库存预警自动触发“紧急船运指令”，调整船舶航线，将应急靠泊响应时间从 15 天缩短至 10 天；同时，通过区块链技术实现船舶、接收站、海关的信息共享，简化通关流程，提升接卸效率。

4 我国 LNG 接收站安全运营保障措施

4.1 设备全生命周期管理：从“事后维修”到“预测性维护”

①建立设备健康档案。为接收站核心设备建立数字化健康档案，记录设备型号、投运时间、维护记录、故障历史等信息；采用无损检测技术定期检测储罐保冷层、管道焊缝，每季度生成设备健康报告，识别老化风险。

②预测性维护技术应用。在关键设备上安装振动、温度、压力传感器，实时采集运行数据，通过 AI 算法分析数据趋势，预测设备故障：例如，对气化器换热管的温度数据进行分析，当数据出现异常波动时，系统自动预警“换热管结垢”，并推送维护建议，避免非计划停机；2023 年，宁波 LNG 接收站应用该技术后，设备故障预警准确率达 92%，非计划停机次数减少 60%。

③老旧设备升级替换。制定“老旧设备淘汰计划”，对服役超过 15 年、故障频发的设备优先替换：例如，深圳大鹏 LNG 接收站 2024 年完成 4 台老旧 BOG 压缩机的替换，新设备的能耗降低 20%，运行稳定性提升 30%；同时，采用新型材料，提升设备安全性能与使用寿命。

4.2 智能化监控体系：全流程覆盖，实时预警

①泄漏检测全覆盖。构建“点-线-面”三维泄漏检测系统：一是在储罐、气化器、管道阀门等关键节点安装点式可燃气体传感器；二是在管道沿线铺设光纤传感电缆，实现管道泄漏的线性检测；三是在接收站厂区内部署激光雷达泄漏检测系统，实现区域面状覆盖，可快速定位微量泄漏。系统数据实时传输至中控室，泄漏发生时自动触发声光报警，并推送泄漏位置至巡检人员，响应时间缩短至 1min。

②安全风险可视化。利用数字孪生技术构建接收站“虚拟镜像”，将设备运行数据、监控数据、气象数据映射至虚拟模型，实现安全风险可视化：例如，台风来临前，虚拟模型可模拟台风对码头、储罐的冲击力，预测可能受损的设备，提前制定加固措施；同时，通过 AR 技术辅助巡检，巡检人员佩戴 AR 眼镜即可查看设备健康数据、历史故障，提升巡检效率与准确性。

5 结论与展望

本文通过对我国 LNG 接收站应急调峰与安全运营的研究，得出以下结论：当前我国 LNG 接收站已形成规模化布局，但应急调峰存在硬件不足、机制不健全、智慧化水平低等问题，安全运营面临设备老化、监控滞后、应急能力弱等风险；通过硬件扩建与升级、机制协同与市场化创新、智慧化技术应用，可有效提升应急调峰能力，同时通过设备全生命周期管理、智能化监控，构建安全运营保障体系。

参考文献：

- [1] 宋明智. 天然气产业与液化天然气 (LNG) 布局分析——以广西壮族自治区为例 [J]. 天然气技术与经济, 2025, 19(04): 64-71.
- [2] 张振生, 林素辉, 边远, 等. LNG 接收站天然气外输管网优化调度 [J]. 石油与天然气化工, 2025, 54(04): 43-49.
- [3] 姚凯, 肖操, 林符洪, 等. 27 万 m³ LNG 低温储罐质量管理提升 [J]. 中国石油和化工标准与质量, 2025, 45(15): 13-15.
- [4] 成玲. 基于数字孪生的 LNG 加气站泄漏风险智能预警与防控系统研究 [J]. 装备维修技术, 2025, (04): 45-47+51.
- [5] 戴海川. 2025 年全球 LNG 市场发展分析 [J]. 能源, 2025(07): 78-83.