



2026年3月31日

每周二出版

责任编辑:程强 电话:59963258 邮箱:chengq@sinopec.com 审校:张春燕 版式设计:王强

液化天然气:迈向未来的核心能源

阅读提示

LNG(液化天然气)作为清洁、高效、灵活的优质能源,在全球能源供应体系中占据重要地位。受地缘政治、能源转型、工业革命等多重因素交织影响,液化天然气产业既面临严峻挑战,更迎来难得机遇。3月19-20日,第六届中国液化天然气大会在天津成功召开。大会以“合作共赢,智创未来——引领 LNG 产业迈向可持续未来”为主题,旨在汇聚全球行业智慧,共商 LNG 产业可持续发展大计。

大会由中国石油学会石油储运专业委员会、全国天然气标准化技术委员会、国家能源液化天然气技术研发中心、中国石油天然气销售分公司、中国石化天然气分公司、中海石油气电集团有限责任公司、国家管网液化天然气有限公司共同主办。来自全球 30 余个国家和地区的 1100 余名代表参会,围绕全球 LNG 产业动态、政策标准、低碳液化工艺、超大型储罐建造、航运储运、数字孪生应用、核心装备研发等关键议题深入探讨,为全球 LNG 产业突破复杂环境瓶颈、迈向可持续发展建言献策。本版整理刊发部分专家观点,敬请关注。

本版文字由 本报记者 程强 整理

LNG 产业发展潜力巨大

与会专家一致认为,无论是全球还是我国,过去 10 年天然气包括 LNG 产业都经历了快速发展,未来发展潜力仍然巨大。

过去 10 年,全球及我国的能源结构持续向多元化、清洁化转型,但化石能源仍为主导。其中,天然气是化石能源中唯一增长的品种,全球天然气消费占比从 22% 升至 25%,我国天然气消费占比也从 6% 提升至 9%。

全球天然气消费量从 2015 年的 3.5 万亿立方米增至 2025 年的 4.3 万亿立方米,10 年增长 23%;贸易量从 1.04 万亿立方米增至 1.27 万亿立方米,增长 22%。而在全球天然气贸易结构中,LNG 占比从 2015 年的 30% 持续攀升至 2025 年的 46%。

国际燃气联盟副主席李雅兰认为,能源的未来,不是能源替代而是能源扩张,而天然气是满足低碳发展的主要能源。过去 10 年,全球能源年均增长率为 2%。未来 10 年,能源需求将持续增加,2035 年将比 2025 年增长 15%,年均增长率约 1.4%。化石能源中只有天然气在总量上和能源结构中不断增长。

未来天然气可替代高碳能源、为电网提供灵活性,在保障能源安全中发挥重要作用。李雅兰认为,天然气不是通往未来的桥梁,它本身就是未来的一部分,不是单纯的“过渡能源”,而是全球能源体系中的“长期核心能源”与“终极能源”。“十五五”期间,天然气供应增速快于需求增速,全球进入买方主导的宽松周期。LNG 项目进入集中投产期,年均新增产能约 4000 万吨/年,到 2030 年全球 LNG 总产能有望突破 9 亿吨/年,美国和卡塔尔引领产能增长;全球天然气年消费量将从 4.3 万亿立方米增至 4.8 万亿立方米。

“十五五”期间,我国天然气供需两旺。供应端,到 2030 年,国产气量有望突破 3100 亿立方米,LNG 总接收能力有望从 1.6 亿吨/年增至 2 亿吨/年。需求端,交通用气与电力调峰是结构性增长极。

中国石油经济技术研究院首席经济学家戴家权认为,我国天然气消费正从政策驱动向市场驱动转变。“十三五”以来的消费增量受“煤改气”等环保政策和基础设施建设协同驱动,但“十四五”以来增速放缓。

未来,“推进散煤替代、推动煤炭消费达峰”等规划建议,为工业领域创造巨大“气代煤”发展空间;发电用气在电力需求与灵活性需求双重驱动下,成为“十五五”增速最快领域;LNG 重卡保持较快增长态势,用气人口规模持续扩大,拉动城燃用气稳定增长。

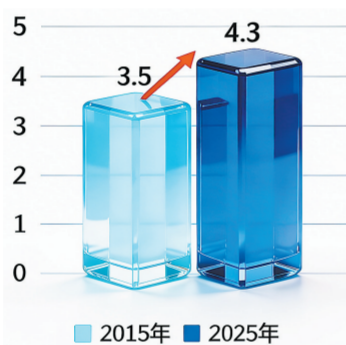
预计 2026 年我国天然气消费量 4500 亿~4550 亿立方米,增速 4.2%~5.3%;2030 年消费量约 5500 亿立方米,“十五五”期间年消费增速 5%。还有机构预计,到 2040 年,我国天然气消费量将达到 7000 亿立方米。

据测算,若我国天然气在能源结构中占比达到 25% 的全球平均水平,用量约为 1.2 万亿立方米。所以,未来我国天然气、LNG 的发展潜力巨大。

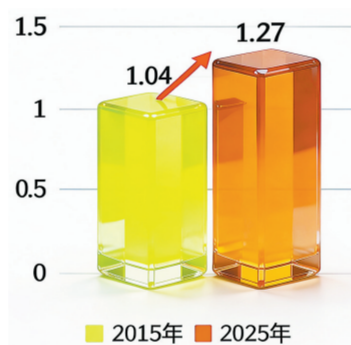
北京大学能源研究院特聘研究员谢丹认为,由于具备强资产配置与流动性属性,LNG 将有别于管道气成为独立的能源品种。目前,我国非管道 LNG 已形成“国产液厂+沿海接收站+槽车/罐箱网络+储备中心+终端应用”的闭环,但独立交易机制仍不完善。国内 LNG 交易以沿海接收站和国内液厂为主,基本以“承德—石家庄—郑州—武汉”一线分成了进口 LNG 市场和国产 LNG 市场,缺乏完善的交易机制和枢纽节点。需要建立完善的交易点和市场机制,为其成为独立的能源品种创造条件。



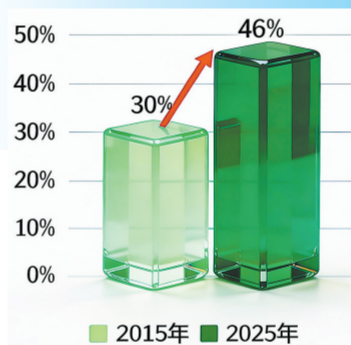
全球天然气消费量(万亿立方米)



全球天然气贸易量(万亿立方米)



LNG 在全球天然气贸易中的占比



我国 LNG 储存技术国际一流

据介绍,中国海油攻克了 3 万~27 万立方米超大型 LNG 储罐核心技术,形成了国内首创、国际一流的大型 LNG 储罐技术品牌 CG-Tank®,入选国家能源领域首台(套)重大技术装备、中央企业科技创新成果推荐目录,能源行业核心型高价值专利(技术)成果,在“一带一路”项目,以及中国海油、国家管网、上海申能等国内外 80 座大型 LNG 储罐中产业化应用。

前沿及差异化存储技术研发方面,中国海油形成了以地下/半地下 LNG 储罐、全混凝土 LNG 储罐、海上 LNG 储罐等系列新型存储罐型为主体的创新研究成果。完成国内首个万方级液氢储罐原理样机开发,大型液氢储罐技术开发,形成低碳低温源自核心技术能力。

中国石化也掌握世界最大 27 万立方米 LNG 低温储罐建造核心技术,实现内罐焊接自动化,在国内首次应用负 163 摄氏度低温国产化焊材。与中国集团联合研发全自动化

LNG 卸料臂安全平稳接船超 100 艘,可视化自动对接系统提升对接效率 40%。在天津 LNG 二期建成国内首座双码头 LNG 接收站,迈入千万吨级行列;在青岛 LNG 三期建成投用全球最大、国内首座 27 万立方米全容式 LNG 储罐。中国石化建成天然气调控中心,实现对分散在全国 20 余个省市的 62 座输气站场远程调控、无人值守。

国家管网围绕“安全+智能”主线,通过“自动化减人、智能化无人”提升现场本质安全水平,积极推动 LNG 接收站由传统“站场监视、经验控制、人工巡检、本地维护”运行模式,向“远程监控、专业运维、全面感知、自主优化”智能模式转变,通过罐表系统国产化+设备与生产线“一键启停”+自动装车+自动对接卸料臂等科研项目,降低设备维护成本、降低劳动强度、提高劳动效率,促进新质生产力建设。

中国工程院院士张来斌说,我国低温 LNG 储罐结构多为全容式或薄膜型,并辅

双层或多层壳体及高效保温系统,实现安全、低温且长期稳定储存。我国 LNG 接收站规模持续扩大,卸卸与储存能力同步提升,接收站功能不断拓展,逐步向区域调峰枢纽演化。

LNG 接收站建设呈多储罐、大容积储罐的发展趋势。目前,我国 LNG 接收站总储存能力 2540 万立方米,其中 27 万立方米储罐贡献率超 12.5%、总数 18 座,居世界第一。国内 LNG 接收站多采用 16 万立方米、22 万立方米、27 万立方米等固定容量储罐,国外储罐则因需求灵活设计,并随着技术发展趋向更大单体规模,以兼顾用气需求和经济性。

张来斌说,我国 LNG 接收站安全标准体系持续完善,基本构建了接收站安全运行的制度框架,未来技术研发方向包括:LNG 储罐本质安全设计、LNG 重特大事故致灾机理与模拟仿真,以及 LNG 接收站应急处置技术与装备、设备设施检测技术、风险分析与预警技术、安全智能运维、安全防御技术体系等。

LNG 冷能利用成为热点

天然气在常压下的典型液化温度约为负 162 摄氏度,因此其在气化时会释放高品位的冷能。据测算,我国现有接收站 1 年释放的冷能当量可供广东省家用冰箱用冷 1 年以上。

中国工程院院士孙丽丽说,LNG 气化能耗占接收站总能耗的 95% 以上,冷能未规模化高效利用,开发高水平自主可控的 LNG 接收站冷能高效利用关键技术对我国天然气产业绿色低碳高质量发展意义重大。

目前,中国石化已设计建设全球首个千万吨级 LNG 接收站与百万吨级乙烯工厂长距离(22 公里)冷能跨域循环耦合利用工业示范,年可节能 4.87 万吨标准油、减少二氧化碳排放 15.8 万吨。相关技术推广到青岛、龙口等 LNG 接收站,整体投资降低 10%~15%,运行成本降低 15%~20%。

此外,中国石化在多领域探索冷能利用,各接收站因地制宜,在冷能空分、冷能空调、冷水养殖、冷能发电、橡胶粉碎、冰雪世界、能源岛等方面积极探索,部分已取得一定成效。如龙口 LNG 接收站建设温排水管道,利

用电厂温排水预热进行 LNG 气化,实现降本增效;青岛 LNG 接收站建成冷水养殖厂房,首次实现周边产业冷能利用;天津 LNG 接收站正在建设冷能空分供冷站流程,与中圣集团合作开展冷能空分业务。

中国海油则不断突破现有冷能利用方式,构建高附加值 LNG 冷能利用方案,打造海油特色冷能利用产业集群。目前,正在推进以 LNG 接收站为核心的冷能利用技术示范,以技术革新推动冷能梯级利用,提升整体冷能利用率。

围绕冷能空分、冷能发电、冷水养殖等用冷场景,中国海油已建成 1 个发电项目、2 个冷水养殖示范项目 3 个空分项目,整体利用率 12%。

在冷能发电技术方面,中国海油自主研发国内首套 5 兆瓦级冷能发电机组,累计发电超 2100 万千瓦时;国内首套 LNG 撬装冷能发电装置成功实现工程化应用,填补国内 LNG 气化站冷能发电技术空白。在冷水养殖技术方面,建成全球首个基于 LNG 冷源的陆基工厂化循环水养殖项目。

LNG 重卡迎来黄金窗口期

得益于相对经济优势,车用 LNG 增长迅猛,是 2025 年唯一快速增长的天然气消费领域。

戴家权介绍,我国进口 LNG 利用有两种模式。一是 LNG 在接收站气化后,直接注入国家或区域天然气管网,主要保障城市燃气、发电、大型工业用户等稳定用气,具有供应规模大、覆盖范围广的特点。2025 年,气化量占 LNG 进口总量的 79%。

二是 LNG 在接收站通过槽车运输至终端,即液来液走模式,主要用于管网未覆盖区域的工业燃料、车船加注(LNG 重卡和船舶)、城市应急调峰及分布式能源项目,具有灵活、快速响应的特点。2025 年,槽批量占 LNG 进口总量的 21%。

目前,我国东南部沿海依托进口 LNG 形成珠三角、长三角、环渤海三大枢纽集群;西北、西南、华北依托国产 LNG 形成重卡核心市场。据了解,2025 年我国 LNG 加气站突破 7000 座,LNG 重卡在西北、华北干线物流与矿区场景等场景中快速放量。

中国海油能源经济研究院能源经济与政策研究中心主任王恺说,2025 年我国 LNG 重卡销量创 19.8 万辆新高,保有量近 103 万辆。尽管电车成本更低,但 LNG 重卡在长途物流具备不可替代性,2040 年为替代临界点。预计 2030 年 LNG 重卡保有量达 150 万辆,加气需求量达 3200 万吨以上。

以新疆为例,国家管网集团西部管道有限责任公司副总经理王新介绍,从新疆消费结构看,交通用气占比高达 92.5%,占据绝对主导地位;城燃、工业及发电用气占比合计不足 8%,市场结构高度集中。

目前,新疆 LNG 重卡市场占有率近 70%。新疆作为中欧班列和疆煤外运核心走廊,长途运输需求稳定,为 LNG 重卡提供刚性市场基础。LNG 重卡较柴油车燃料成本低 30% 以上,在长途干线运输中经济性优势显著。新能源重卡受限于续航与充电设施,LNG 重卡向 800 公里以上长途干线场景加速集聚。

尽管发展迅猛,但我国 LNG 市场还存在基础设施结构性短板与区域不均衡问题,LNG 卫星站与小型气化站数量不足,LNG 加气站 70% 集中在东部,中西部站点密度为东部的 1/3,影响 LNG 重卡跨区域运输连续性。

谢丹建议,构建“沿海枢纽扩容—内陆节点加密—多式联运贯通”的三级网络,提升非管道 LNG 的供给韧性与覆盖广度。特别是在华北、华中、西北、西南地区布局内陆卫星站,采用“槽车+罐箱+储备中心”模式,增强市场补充能力。建议加密西北、华北干线物流走廊加气站点,每 50 公里覆盖一座,织密终端网络。