

国际LNG贸易中长期合同定价机制的演变、争议及改革方向研究

王东泽

国家管网集团天津液化天然气有限责任公司 天津 300452

摘要: 本文聚焦国际LNG贸易中长期合同定价机制,梳理其从成本加成与政府指导定价,到油价挂钩主导,再到多元化定价体系的历史演变。剖析定价基准合理性、“亚洲溢价”、合同条款灵活性等核心争议及成因。探讨改革动力与方向,涵盖短期优化定价与条款、中期培育亚洲定价枢纽、长期构建全球协同体系。同时分析中国参与改革的实践与路径,提出深化改革的政策建议。

关键词: LNG贸易; 中长期合同; 定价机制

引言: 国际LNG贸易规模持续扩大,中长期合同定价机制至关重要。其经历了不同发展阶段,从早期成本加成与政府指导,到油价挂钩主导,再到如今多元化定价体系兴起。然而,定价机制存在诸多争议,如定价基准合理性存疑、“亚洲溢价”持续等。在此背景下,研究其演变、争议及改革方向意义重大。中国作为全球最大LNG进口国,积极参与改革,探索适合自身的发展路径。

1 国际 LNG 中长期合同定价机制的历史演变

1.1 第一阶段: 成本加成与政府指导定价 (1960s-1970s)

20世纪60年代至70年代,国际LNG产业处于起步阶段,市场规模较小且技术尚未完全成熟。这一时期的定价机制以成本加成(Cost-Plus)为核心,即LNG价格由生产成本(包括勘探、开采、液化、运输等环节的固定与可变成本)加上合理利润构成。由于LNG贸易多涉及国家间能源合作,政府指导定价也占据重要地位^[1]。这一阶段的定价机制具有以下特点:(1)稳定性强:成本加成模式确保了卖方利润空间,避免了市场波动对项目收益的冲击,有利于吸引投资。(2)灵活性低:价格调整需通过重新谈判或政府干预,难以反映市场供需变化。(3)区域性明显:LNG贸易主要集中于北美与东亚之间,定价机制缺乏全球统一性。

1.2 第二阶段: 油价挂钩主导期 (1980s-2010s)

20世纪80年代,随着全球石油市场波动加剧,LNG卖方开始寻求与油价挂钩的定价模式,以转移市场风险。1985年,日本与印尼签署的LNG合同首次引入“与日本原油综合指数(JCC)挂钩”的定价方式,标志着油价挂钩时代的开启。此后,这一模式迅速成为主流,至21世纪初,全球超过80%的LNG长期合同采用油价挂钩机

制。这一阶段的定价机制具有以下特征:一是市场导向增强,油价波动直接传导至LNG价格,使定价更具动态性;二是风险转移,卖方通过油价挂钩将市场风险转移至买方,但买方也获得了对冲油价上涨的工具;三是区域差异扩大,亚洲买方因对LNG依赖度高,接受更高斜率系数,导致“亚洲溢价”现象初现。

1.3 第三阶段: 多元化定价体系 (2010s至今)

2010年后,随着全球LNG供应过剩、美国页岩气革命以及亚洲需求增长放缓,传统油价挂钩模式受到挑战,多元化定价体系逐渐形成。主要表现包括:枢纽定价兴起:欧洲通过建立国家平衡点(NBP)、荷兰TTF等天然气枢纽,推动LNG价格与区域天然气市场挂钩。美国HH指数应用:美国LNG出口以亨利枢纽(HenryHub)期货价格为基准,形成“气-气竞争”定价模式。混合定价模式:部分合同采用“油价挂钩+枢纽价格”的混合公式,以平衡市场风险。短期合同与现货交易增长:2015年后,全球LNG现货贸易占比从不足10%升至30%以上,进一步削弱了长期合同的主导地位。这一阶段的定价机制呈现以下趋势:市场化程度提升:枢纽定价与现货交易使价格更贴近供需基本面。买方议价能力增强:亚洲买方通过多元化采购、签订短期合同等方式降低对单一定价模式的依赖。区域整合加速:亚洲国家推动建立区域性定价枢纽,以削弱“亚洲溢价”。

2 国际 LNG 贸易中长期合同定价机制的核心争议及成因

2.1 定价基准的合理性争议

油价挂钩模式长期主导LNG定价,但其合理性受到质疑。批评者认为,LNG与石油在用途、供需结构上存在显著差异,油价波动未必能准确反映LNG市场供需。

例如, 2020年新冠疫情导致油价暴跌, 但LNG需求因冬季供暖需求保持稳定, 油价挂钩合同使卖方收入大幅缩水, 而买方则因低油价获得超额利润。此外, 油价挂钩还加剧了LNG价格与区域天然气市场的脱节, 导致资源错配。

2.2 “亚洲溢价”的持续性争议

“亚洲溢价”指亚洲LNG进口价格长期高于欧洲和北美市场的现象。以2019年为例, 日本LNG进口均价为10.5美元/百万英热单位(MMBtu), 而欧洲TTF枢纽均价仅为4.8美元/MMBtu。其成因包括; 合同条款差异: 亚洲合同斜率系数(0.14-0.16)显著高于欧洲(0.10-0.12), 且缺乏价格复审机制。市场结构: 亚洲缺乏区域性天然气枢纽, 难以形成竞争性市场价格。政治因素: 部分亚洲国家通过长期合同保障能源安全, 愿意接受较高价格。

“亚洲溢价”不仅增加了亚洲买方的成本, 还削弱了其国际竞争力, 引发广泛不满。

2.3 合同条款的灵活性争议

传统LNG合同以“照付不议”(Take-or-Pay)和“目的地限制”(Destination Clause)为核心条款, 限制了买方的灵活性。这些条款在供应紧张时保护了卖方利益, 但在供应过剩时却使买方面临库存积压和价格下跌风险。2015年后, 随着LNG市场转向买方市场, 买方对合同灵活性的诉求日益强烈^[2]。

2.4 争议的深层成因剖析

市场结构失衡; LNG卖方集中度高(如卡塔尔、澳大利亚、美国占全球出口量的60%以上), 而买方分散, 导致议价能力不对等。政策干预; 部分国家通过补贴、税收优惠等政策支持本国LNG产业, 扭曲了市场价格。基础设施瓶颈; 亚洲国家缺乏足够的再气化终端和管道网络, 限制了区域市场整合。金融工具缺失; 亚洲缺乏成熟的天然气期货市场, 买方难以通过套期保值对冲价格风险。

3 国际 LNG 贸易中长期合同定价机制的改革动力与方向

3.1 改革的内在动力

全球LNG市场正经历着深刻变革, 其内在改革动力源于多方面因素。从市场供需层面看, 全球LNG供应过剩问题突出, 2020年产能利用率不足80%, 与此同时需求增长却明显放缓, 年均增速从2010-2019年的6%降至2020-2025年的3%。这种供需失衡的态势迫使卖方不得不调整定价策略, 以吸引买方, 从而推动市场定价机制改革。在买方市场, 亚洲买方通过多元化采购渠道、签订短期合同以及投资上游项目等多种方式, 显著增强了自

身的议价能力, 对现有定价体系形成冲击。技术进步也是重要推动力, 浮式再气化装置(FSRU)和模块化液化工厂的出现, 降低了市场准入门槛, 使得更多参与者能够进入市场, 促进了市场竞争的加剧。全球碳减排目标的压力下, 天然气作为煤炭的替代能源需求增加, 但高价格可能阻碍这一进程, 因此促使定价机制向更加市场化的方向转型, 以适应环保需求和能源转型趋势。

3.2 短期改革方向: 优化现有定价体系与合同条款

在短期内, 优化现有定价体系与合同条款是改革的关键方向。引入价格复审机制是重要举措之一, 通过在合同中设置定期价格调整条款, 放松目的地限制同样具有重要意义, 允许买方在特定条件下转售货物, 可有效提高市场流动性。以2016年澳大利亚与韩国签署的合约为例, 该合同首次允许买方将部分货物转售至第三方, 为市场带来了新的活力。另外, 发展混合定价模式也是短期改革的重要路径, 结合油价挂钩、枢纽价格和现货指数, 能够降低对单一基准的依赖风险。

3.3 中期改革方向: 培育亚洲区域定价枢纽

从中期来看, 培育亚洲区域定价枢纽是推动LNG市场改革的重要目标。建设完善的基础设施是基础, 扩大再气化终端容量, 完善区域管道网络, 能够促进天然气跨境流动, 提高区域市场的互联互通水平。以中国为例, 正在推进“全国一张网”建设, 计划到2025年天然气管道总里程达到16.3万公里, 这将为区域天然气市场的发展提供有力支撑^[3]。发展金融工具同样不可或缺, 建立区域性天然气期货市场, 能够为市场参与者提供价格发现和风险管理功能。上海期货交易所已于2021年推出低硫燃料油期货, 未来可在此基础上探索天然气期货上市, 进一步完善市场金融体系。推动政策协调也是关键, 亚洲国家可通过签署政府间协议, 统一税收、监管和贸易规则, 降低市场壁垒。

3.4 长期改革方向: 构建全球协同的定价体系

从长期视角出发, 构建全球协同的定价体系是LNG市场发展的必然趋势。建立全球天然气基准是核心任务之一, 推动主要消费和生产地区(如北美、欧洲、亚洲)的枢纽价格联动, 形成具有代表性的全球基准, 能够使全球天然气市场价格更加合理和透明。完善市场监管也是重要保障, 加强国际组织(如国际能源署、国际天然气联盟)的协调作用, 制定统一的定价规则和透明度标准, 能够规范市场秩序, 促进公平竞争。促进技术合作同样不可或缺, 通过共享液化技术、碳排放数据等方式, 降低生产成本, 推动价格合理化。例如, 美国与日本合作开发的“小型模块化液化技术”可降低资本支

出20%-30%，这不仅有助于提高生产效率，还能对全球天然气价格产生积极影响，推动全球LNG市场朝着更加协同、高效的方向发展。

4 中国参与 LNG 定价机制改革的实践与路径

4.1 中国的市场地位与面临的挑战

中国作为全球最大的LNG进口国，其市场地位举足轻重。2022年，中国LNG进口量高达7893万吨，占全球总量的22%，这一数据充分彰显了中国在全球LNG贸易中的核心角色。然而，尽管进口规模庞大，中国在定价机制中却仍处于被动地位。目前，中国超过90%的长期合同采用油价挂钩模式，且斜率系数（0.15-0.16）显著高于欧洲，这意味着中国需承担更高的价格波动风险。同时，国内天然气市场整合度较低，“管网独立”尚未完成，区域价格差异大，导致难以形成统一的市场价格，削弱了市场的整体竞争力。金融工具的缺失也是一大挑战，中国缺乏天然气期货市场，企业难以通过有效的金融手段对冲价格风险，进一步限制了市场参与者的灵活性和抗风险能力。

4.2 现有实践探索

为应对定价机制中的被动局面，中国已开展了一系列实践探索。在采购策略上，中国积极实施多元化战略，通过签订长期合同锁定资源基础，同时参与美国HH指数定价合同，引入市场化定价元素，并大幅增加现货采购比例（2022年现货占比达35%），以降低对单一定价模式的依赖。在上游投资方面，中国海油、中国石油等企业通过参股卡塔尔NorthField、澳大利亚Ichthys等大型项目，获取资源话语权，增强供应链稳定性。管网改革方面，2019年国家管网公司的成立标志着中国向“管住中间、放开两头”的市场化方向迈出关键一步，有助于打破垄断，促进市场竞争^[4]。上海石油天然气交易中心推出的中国LNG出厂价格指数，为区域定价提供了重要参考，推动了市场价格的透明化和合理化。

4.3 深化改革的政策建议

为进一步深化改革，提升中国在全球LNG定价机制中的话语权，需从多个方面入手。首先，应完善国内市场体系，加快管网独立改革，建立全国统一的天然气交易平台，推动省级管网公司整合，形成高效、透明的市场环境。其次，发展金融衍生品市场至关重要，可在上海期货交易所或上海国际能源交易中心推出天然气期货合约，吸引国内外投资者参与，为企业提供有效的风险管理工具。加强国际合作也是关键一环，可通过与沿线国家共建LNG接收站和管道网络，扩大区域市场影响力，促进资源优化配置。推动技术创新同样不可或缺，应加大对浮式液化、碳捕集与封存（CCUS）等技术的研发投入，降低生产成本，提升产业竞争力。最后，积极参与国际规则制定，在G20、国际能源论坛等平台上倡导建立公平、透明的全球LNG定价机制，削弱“亚洲溢价”，维护自身利益。

结束语

国际LNG贸易中长期合同定价机制处于动态变革中，从历史演变到当下争议，再到未来改革方向逐渐明晰。中国作为重要参与者，虽面临挑战，但通过采购策略调整、上游投资、管网改革等实践已取得一定成效。未来，中国需持续完善国内市场体系、发展金融衍生品市场、加强国际合作等，提升在全球定价机制中的话语权，推动国际LNG贸易健康、有序发展。

参考文献

- [1]才晏.LNG贸易中长期协议定价策略的发展趋势[J].中国化工贸易,2025(19):1-3.
- [2]周颖.LNG国际贸易合同变化浅析[J].中外能源,2024,29(7):17-21.
- [3]张春宝,熊森泰.美国液化天然气长期合同风险分析及应对策略[J].国际石油经济,2022,30(5):25-32.
- [4]赵旭.全球LNG贸易资源供应新趋势及中国能源企业LNG业务发展建议[J].国际石油经济,2021,29(10):82-89.