【石油观察家】刘满平：依托贸易体量提升我国天然气定价话语权

相对于北美和欧洲市场，亚洲市场的国际液化天然气价格水平总体偏高，“亚洲溢价”不仅给相关国家造成国民收入损失，还带来“成本推动型”通货膨胀以及产业竞争力削弱等诸多问题。上月稍早时候在上海举行的第十九届国际液化天然气大会上，诸多市场人士认为，当前全球的国际液化天然气缺乏一个独立价格，“亚洲溢价”非常突出，行业发展面临挑战。

影响亚洲天然气（主要是LNG）价格形成的主要因素，涉及能源安全、地理、政治、LNG贸易和定价方式、供应成本等多个方面，这些因素彼此之间相互交织。今天，我国已成全球第一大天然气进口国，对外依存度超过45%，受“亚洲溢价”的影响更为巨大和深远。因此，非得采取措施积极应对不可。

　　全球天然气不是一个统一的市场，区域分割特点比较明显，北美、欧洲和亚洲三大区域市供需形势有所差异。自页岩气革命以来，北美市场天然气生产能力大幅提升，美国本地天然气价格下降较快，欧洲市场由于经济增长整体较慢，过去10年天然气消费需求处于缓慢增长态势，亚洲市场消费增速最为强劲，去年LNG进口保持两位数以上增长，占比全球需求的70%。我国已成为推动全球LNG消费增长的主要推动力。

　　由于美国、加拿大天然气生产能力大幅提高，供应充足，天然气价格水平处于全球市场中最低水平。欧洲市场在2011年以前长期采用油气价格联动的定价模式，2011年后逐步转为市场化的“气对气”模式，目前超过 50%的天然气供应通过现货交易，部分地区则达到了70%。而在亚洲市场，天然气生产商、销售商及管道气供应商相对有限，主要采用与原油进口平均价格挂钩的方式，这种油气联动的定价机制使该地区LNG价格成为全球最高的价格。

　　出于对能源供应安全的担心，亚洲地区天然气进口国愿意支付一定的额外价格来保证天然气的供应安全，这超过的部分就形成了“能源安全溢价”。为此，亚洲地区天然气进口国在与上游资源方签署贸易合同时，一般以包含“目的地限制”和“禁止转售”等限制条款在内的长期合同为主，现货交易相对有限。两款限制条款中，“目的地限制”规定了LNG买家必须自行消纳不得转售，“禁止转售”忽视了买家的需求弹性，无论需求多寡均不得调整。这种不灵活的贸易模式很容易让LNG出口国在需求价格弹性小的亚洲市场实行相对高价，从而实现垄断利润。

　　考虑到贸易限制、液化及运输成本等因素，“亚洲溢价”问题短期内难以消除，其溢价程度主要取决于全球LNG市场的供需形势。自2014年以来，国际LNG市场从卖方市场逐步转变为买方市场，市场供需整体宽松，现货和短期合同贸易量比重不断增大。我国应利用好这个机遇，多措并举，有效消除“亚洲溢价”带来的影响。

　　目前国产气与进口气相比仍有较大的成本优势，因此，应立足国内，加大国内资源的勘探开发力度，确保国内天然气供给的主导地位，这不仅能提高天然气供应安全保障程度，还有利于解决“亚洲溢价”问题。其次，还要利用好国外资源市场，鼓励和扶持国内企业到海外去参与天然气上游勘探和开发，充分利用国外油气资源，建立长期稳定的海外天然气供应基地。

　　抓住当下全球LNG买方市场的机遇，尽可能从多个国家、多个渠道、多个项目，采用多种方式进口天然气，降低对单一地区LNG的依赖度。积极参与出口国天然气勘探开发项目、LNG液化项目的投资，依托上中下游一体化，在下游天然气溢价中实现风险对冲。此外，积极探索和尝试新的LNG定价和贸易方式。例如，推进现有LNG合同的优化，包括调整定价方式、明确价格复议机制和放宽目的地限制等。对于新签的LNG合同，应采取“长贸合同保基础、现货和短贸合同保稳定”的思路。

　　目前我国天然气市场参与主体还不多，尚未建立充分的天然气市场机制，这制约了市场的发展和定价权的提升。为此，笔者以为，应按油气体制改革总体方案的部署，从上中下游推动天然气全产业链市场化改革，培育多元化的市场竞争主体。进一步推进天然气价格市场化，建立科学合理的天然气价格形成机制。加快天然气交易中心建设，推进天然气现货和期货市场体系建设，实现天然气价格发现，避免价格扭曲。我国应充分发挥天然气贸易体量巨大的优势，依托与中东、中亚、俄罗斯和非洲的天然气贸易合作，加快推进人民币计价和结算功能，建立人民币结算的天然气价格体系，加强多方战略合作，争取主导亚太地区天然气贸易规则，提升我国在天然气定价方面的话语权。

　　在地区能源互惠合作，特别是联合议价机制、地区储备体系建设、地区交易中心建设等方面，中、日、韩都存在进一步加强合作的共同需求。据此，应积极推动中、日、韩等国天然气生产、输配、消费之间的互联互通，基础设施及信息共享，建立油气进口协调与沟通机制，采取联合采购的方式，推动建立联合议价机制，避免多头竞价，推动建立联合议价机制。

（来源：公众号燃气学堂 上海证券报）