**【石油观察家】董秀成：中国LNG贸易风险及应对策略分析**

摘要： 随着我国天然气市场需求规模的不断扩大，运用海外进口LNG 保障市场供应成为我国天然气发展趋势，科学分析LNG 面临的市场风险以及风险规避成为重要议题。本文从市场供应、需求、价格和产业四个方面对LNG 市场风险进行系统分析，找出影响和制约我国LNG 发展的关键因素，最后对如何保障LNG 市场持续健康发展规避市场风险提出对策建议。通过推动区域天然气定价机制和价格枢纽建设、理顺国内天然气产业链体系，科学规划液化天然气产业发展布局、国内外天然气一体化投资等多维度化解国内LNG 市场风险，稳步协调实现能源结构升级，从而实现低碳经济发展模式。

关键词：中国LNG 贸易；风险；应对

全球液化天然气（LNG）贸易快速发展，成为世界上发展最快最大宗的国际贸易商品之一。截至到2017 年全球LNG 贸易量15 年内增长了40%，在世界天然气贸易量中的比例从22%增加至34%，同时LNG贸易量中现货和短期贸易量逐年有所增加。LNG 在我国成为国家分布式能源和LNG 汽车重要发展方向，另一方面也是我国特别是北方地区天然气调峰保供的主导方式。2017 年中国液化天然气LNG 进口量超越韩国，成为全球第二大LNG进口国，全年LNG 进口总量为3789万吨，进口量增速为48.4% ，占2017 年天然气消费总量的22.03%，而2017 年管道进口天然气仅占全年总消费量的17.84%。根据国际能源署2018 预测，在2017-2023 年间，中国全球天然气消费增长贡献率为37%，并将在2019 年进口量超过日本，成为世界最大的天然气进口国。到2030 年天然气在中国一次能源消费结构中所占比重将上升到15%。因此，中国LNG 产业面临着从供应到需求，从价格到市场等多方面的风险。

一、LNG 贸易供应风险

（一）气源生产风险

2017 年中国从18 个国家进口LNG 总量为3901 万吨，主要来源国是澳大利亚（1782 万吨）、卡塔尔（769 万吨）、马来西亚（421 万吨）、印度尼西亚（314 万吨）和巴布亚新几内亚（203 万吨），均超过200 万吨的进口规模。我国进口的管道天然气和LNG 进口（澳大利亚除外）主要来源于北半球，而计划年进口400 万吨LNG 的俄罗斯亚马尔项目则地处俄罗斯北极圈内，受地理环境的影响，天然气产量规律呈现冬季天然气自然产量下降同时消费量季节性增强供需紧张的趋势。我国从陆上管道天然气最大进口国土库曼斯坦，2017 年进口天然气占全国管道天然气进口量的80.5%。2017 年因设备故障和管线下气消费增加等影响，中亚地区来气量减少对我国天然气市场稳定造成一定程度影响。

（二）海运航线风险

2017 年，全世界共有275 条国家与国家之间的LNG 贸易路线，较2012 年的168 条增加了63%，相比2007 年90 条则增加了205%。2017年全球LNG 海运量高达2.92 亿吨，同比增长9%。较2000 年增长180%以上。根据进口规模，我国海上进口LNG 的来源国主要是澳大利亚、卡特尔、马来西亚、印度尼西亚和巴布亚新几内亚。除澳大利亚海运航向相对安全外，卡塔尔地处中东腹地，航线经过霍尔木兹海峡和马六甲海峡，非洲的安哥拉和巴布亚新几内亚则需要经过索马里海域等咽喉，地缘政治风险、恐怖袭击和海盗风险较高。同时长距离的海运航线在大幅度增加LNG 运输成本的同时，极端天气和海上交通事故风险概率增加。

（三）国别贸易风险

2017 年我国进口LNG 总量达到3809.4 万吨，未来进口国际LNG主要增量是通过海外一体化合作项目进行有效补充，分别是俄罗斯亚马尔项目、美国LNG 项目和加拿大液化天然气项目。美国LNG 进口受中美贸易关系影响出现了贸易间断，2017 年中国进口美国LNG 占美国出口量的15%，而2018 年6 月和9 月份中国间断美国LNG 进口,2018 年1-10 月，中国进口仅占美国总出口量的9.8%。受俄罗斯投资环境、加拿大政治法律结构的影响都将对LNG 项目的稳定供应带来国别政治和贸易风险。

二、LNG 贸易需求风险

（一）气气竞争风险

目前，我国天然气“西气东输、北气南输、海气登陆”的供应格局已经形成。陆地管道天然气进口主要包括西北方向的中亚天然气ABC三条管道，西南地区的中缅天然气管道和东北地区的中俄管道东线工程，同时国内开发的非常规页岩气、煤层气和煤制气，以及管道天然气液化工厂补充，导致海上运输进口液化天然气存在大量气气竞争风险。随着我国国家骨干管网的快速完善和管道互联互通，“点到点”槽车运输LNG 等方式市场不断成熟弥补了天然气市场不足，从而形成包括区内国产天然气、长输管道管输天然气、区内的LNG、煤制气以及非常规天然气等多元化的供应格局，这些将对进口LNG 带来较大的长期竞争压力。

（二）风险替换风险

居民燃气、季节供暖制冷和燃气汽车等不同消费对象具备差异化用气规模特点和消费变动规律。市场总体用气量的大小决定天然气的消费规模，天然气行业特点和居民生活用气模式差异，终端用气量会产生季节性波动，其中燃气需求特别是供暖季节性明显。居民和采暖用气主要受气温变化影响，我国北方地区冬季采暖用户较多，冬夏季节用气不均匀性就越大，调峰压力也越大。2011-2017 年，我国天然气消费量峰谷比值的平均值为1.4，2017 年达1.5 倍，但同期的天然气产量峰谷比值维持在1.2~1.3之间，进口LNG 数量峰谷比值始终维持在2 倍左右，2017 年达2.5倍。

（三）政策驱动风险

低碳环保的能源环境政策对我国天然气消费规模变化产生至关重要的冲击性影响。2017 年京津冀大气污染传输通道城市“2+26”城市冬季清洁取暖重点工程，导致北方供暖地区和全国的天然气缺口分别在48 亿和113 亿立方米左右。政策刺激需求规模迅速扩大，与天然气基础设施依赖呈现的低弹性供应间呈现出巨大的缺口，加之贸易中间商和运输商借机增加牟利空间，从而最终形成了2017冬季的价格暴涨和供应短缺并存的“气荒”现象。根据估计，到2020年天然气发电用气新增消费930亿立方米，煤改气新增需求则达到220 亿立方米。冬季保供的主要区域为京津冀地区、东北沈阳地区、山东地区、华东区域（苏南、浙江、河南东部）、珠三角地区等5 大区域。除了季节的影响，整体上煤改气的快速推进，中国天然气的供需缺口被放大。

三、LNG 贸易价格风险

（一）产业倒挂风险

由于我国大多数进口LNG 的长期贸易合同签定当期处于石油价格较高时期，导致我国LNG 合同价格除了早期建设的广东大鹏、上海洋山等项目外，绝大多数处于15～17 美元/MMBtu （3.75～4.25元/ 立方米）范围内。居高不下的LNG 价格再气化与管道天然气进行混合销售，导致我国进口LNG 处于价格倒挂现象，每立方米亏损约1～2 元。一方面价格倒挂导致LNG项目出现大面积亏随，同时高LNG价格与低终端用气价格加剧了我国天然气供需矛盾，扭曲市场配置作用。我国东部沿海地区LNG 经过再气化后成本不低于2.6 元/ 立方米，而目前广东（2.08）、上海（2.08）、江苏（2.06）和浙江（2.07）门站价格相比，会产生0.52-0.54元产业亏损。

（二）贸易方式风险

LNG 贸易方式主要包括中短期合同、现货交易、易货交易等多种贸易形式。近年国际低油价状态下，现货和短期贸易量逐年有所增加，2017 年比2012 年增加了23%。2012 年至2017 年世界LNG 贸易中短期和现货贸易量保持在25%至29%之间。在2017 年中国进口的LNG 中，有862.1 万吨来自现货或短期合同，占总进口量的24.7%。中国日益明显的天然气季节性需求高峰导致国际现货采购数量增加，对亚太地区乃至全球市场LNG 价格贸易结构和价格体系产生冲击，导致LNG 季节性现货价格波动性进一步增加，不利于我国长期稳定的发展天然气市场，增加了天然气消费的经济成本。 以卡塔尔、 俄罗斯和美国为代表的LNG 国家市场供应规模不断扩大，给我国LNG 长期供应合同的条款优化尤其是定价方式、 价格复议和目的地限制等方面创造了有利的外部条件，积极利用这一时机特点，优化进口来源、 降低供应风险和进口成本，保障我国天然气进口量价稳定和渠道稳定。

（三）进口价格风险

不同于国际原油市场，全球天然气市场主要特征之一就是呈现区域差异化性定价。天然气价格波动的主要原因是天然气市场供需双方面弹性缺乏，在供应中断或者需求扩大时，产业链供需恢复平衡周期长，市场冲击效应明显。中国海关统计数据显示，2018 年上半年LNG 进口量约为2300 万吨，增加50%，价格同期上涨13%；管道天然气进口量约为1800 万吨，增加20%，价格上涨4%。LNG 定价方式趋向多元化，但增速缓慢。与油价挂钩仍然是中长期LNG 合同首选定价方式，截止2020 年，亚洲和中东买家进口的LNG 合同量中仍有80%与油价挂钩。我国的进口LNG 定价与国际原油市场价格挂钩，主要通过中长期贸易合同进行，合同的协议期一般都在20-30 年，合同价格缺乏灵活性。由于长久以来日本进口LNG 形成的亚洲地区定价基准，导致我国长期以来不得不以高于欧美价格进口LNG，不符合更不利于我国能源市场发展现状和未来趋势。

四、LNG 贸易产业风险

（一）调峰能力风险

2017 年全国天然气贸易量已经达到920 亿立方米，对外依存度40%左右，而地下储气库工作气量仅占年消费量的4.2%，地下储气库储备规模存在较大差距，输气管道建设水平与消费水平不相匹配。我国目前已建成储气库25 座，其中中国石油23 座，中国石化2 座，共形成调峰能力70 亿立方米。与国外相比，美国有392 座地下储气库，储气规模占年天然气消费量的18.10%，德国、法国和意大利储气规模占年消费量分别达到了30%、27%和26%，我国无论是储气总规模还是储气比例都与发达国家存在很大差距。

（二）管网壁垒风险

我国天然气管道网络体系整体不够完善，和美国相比，我国仅相当于美国七分之一的天然气管网却运营了四分之一的天然气消费量，所以我国天然气管网建设还需要大量的投资，另一方面我国天然气管网主要是由三大石油公司投资建设，互联互通相对不足。我国天然气整体消费量的大幅增长，近年来随着各省市天然气管网公司和民营LNG 接收站的多元化投资引入，有效落实《天然气基础设施建设与运营管理办法》、《油气管网设施公平开放监管办法（试行）》，理顺我国天然气引入的第三方公平上网，管网气源市场互联互通和天然气运营商的剥离运营，成为突破管道壁垒障碍的风险。天然气管网一体化的要求日益明显，多气源、多管网、多方向的天然气干线、支线、互联互通成为天然气消费保供的客观要求。国家需要进一步明确包括LNG 设施在内的第三方开放条件和运行准则，保障多方共赢准则下，共享天然气产业基础设施，避免低水平重复建设和利用效率不足。

（三）产业链条风险

整个LNG 产业链主要包括上、中、下游三个环节。产业链条价值、规模、进度是否协调一致，特别是天然气产业环节当中LNG 的储存和装载、运输，接收站（包括储罐和再气化设施）和供气主干管网的建设是否存在瓶颈约束。LNG 产业从天然气气田开始，涵盖管网运输、液化站、LNG 海运、液化接收站，最后通过再气化管道或者LNG 槽车运输，产业链条长，技术要求高，设备投资大，建设周期至少要五年左右，LNG 上游气田及液化厂总投资一般在100 亿美元以上，LNG接收站投资则要达到10 亿美元，LNG 远洋船只2 亿美元以上。LNG接受站整体利用率不高、季节性开工现象明显，储气规模不足、管网未互联互通、天然气消费用户燃料转换能力不足、天然气基础设施的产业环节不匹配、地区分布不均衡问题凸显。

五、中国LNG 贸易风险应对策略

（一）推动LNG 区域性贸易中心建设

建立成熟的亚太天然气交易市场，以国际天然气市场买方市场格局趋势和我国大规模进口天然气为契机，加块推进中国的天然气基准价格体系，有效降低天然气价格进口风险。国际上看美国、英国等国家已经成为区域价格基准体系，能够及时反映本区域天然气市 场特点。 中国在努力推动区域天然气贸易中心建设同时，可以联合日本、 韩国等国家，建立东北亚天然气交易中心为目标，利用国际市场非常规天然气爆发增长和国际LNG液化产能大幅增长的有利契机，脱离LNG 进口价格与日本进口原油加权价格（JCC）相挂钩基准，加速价格复议谈判。

（二） 拓展天然气产业发展空间

 加强对LNG 进口环节的监管，持续理顺天然气价格机制。 我国天然气价格市场化改革是我国未来的发展趋势，充分利用价格手段理顺天然气产业链传导机制，解决天然气价格发展中的产业价格倒挂现象。 建成天然气上中下游协调稳定发展的产供销体系，国家采取对天然气勘探开发适度放开、 中游储运领域一体化经营和终端分销有限特许经营的不同环节差异化产业政策，进口价、 管输价、 储气费、 门站价和分销价层层递进的天然气价格传导体系，真实反映各产业环节投资成本和运行费用，有效吸引行业投资建设，建成收益合理、 成本与收益匹配、 体现供需波动的科学天然气价格体系。

（三） 避免气与气恶性竞争现象

 国家要科学制定能源发展战略规划和天然气产业发展规划，一方面可以积极引领国家各级部门和行业企业进行投资布局，另一方面可以有效防止天然气产业发展的盲目性，避免重复投资建设，防止气与气恶性竞争的现象发生。 天然气产业基础设施建设依赖明显，尤其是天然气储气和分销中下游领域公共品属性明显，不同的天然气气体来源和供气形式存在较大的设施投资需求和差异化成本，控制避免LNG 与管道气的供应矛盾和恶性竞争，LNG 运输、 储备和液化接收设施建设稳重有序，平衡管道气、 LNG 资源平衡流向，合理控制LNG 与管道气市场供应范围，发挥国家层面战略规划作用、 实现天然气资源协调分布。

（四） 多元化分散进口来源风险

加强海外天然气开发投资，实现海外多元化天然气供应格局。 我国海外进口的天然气主体是贸易进口方式，部分是海外合作项目形成的权益天然气。 与国际直接采购天然气相比，海外权益天然气不受进出口贸易环境的影响，供应稳定性特征明显，我国在俄罗斯亚马尔和加拿大LNG 项目上已经开始大规模进行海外投资开发和权益产气，一方面可以扩大我国石油公司海外勘探开发规模，同时还可以开拓LNG 资源多元化进口渠道。 签署稳定供应合作框架协议，走出去建立海外LNG 生产液化基地，采用资本运作和项目合作等多种方式，收购LNG 权益项目，保障稳定进口来源。

（五） 提升天然气储备调峰能力

 发达国际天然气市场发展的经验表明，稳定健康的天然气储气量至少要达到年消费量的15%左右，美国多年一直稳定在18%左右，而全球地下储气库调峰能力大约是全球消费量的10%。 我国天然气进口依存度已经超过40%，建立规模高效的天然气储备体系势在必行。 国家《 天然气“ 十三五” 发展规划》 中提出，逐步建立以地下储气库为主，天然气气田调峰、配合CNG、LNG（液化天然气）储备站，可中断用户调峰为补充的综合性调峰系统。我国已经明确要求，到2020 年各级地方政府至少形成不低于保障本行政区域日均3 天需求量的储气能力；城镇燃气企业到2020 年形成不低于年用气量5%的储气能力。由供气企业、地方政府、城镇燃气企业各方分别实现各自的储气能力指标，补足储气调峰短板。

来源：知网