

行业研究/专题研究

2020年03月13日

行业评级:

公用事业 增持(维持)
燃气 II 增持(维持)

王玮嘉 执业证书编号: S0570517050002
研究员 021-28972079
wangweijia@htsc.com

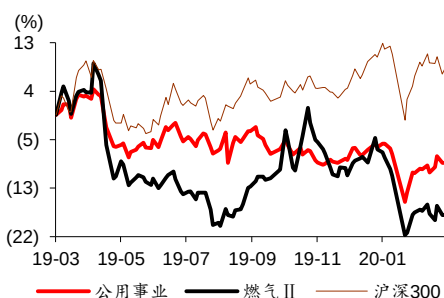
吴祖鹏 0755-82492080
联系人 wuzupeng@htsc.com

施静 010-56793967
联系人 shi_jing@htsc.com

相关研究

- 1《华测检测(300012 SZ,买入): 新获油品检测龙头,海外并购获突破》2020.03
- 2《公用事业: 行业周报(第十周)》2020.03
- 3《公用事业: 顶层设计加码, 环保“临危受命”》2020.03

一年内行业走势图



资料来源: Wind

国际油价对我国天然气成本影响几何 进口天然气有望步入“低参数”时代

油价中枢下降有望降低即期进口气价, 同时拉低长期合约参数

天然气气源成本是产业链的关键要素, 决定天然气消费量和产业链盈利能力。因国产气生产成本相对稳定, 我们认为占我国表观消费近一半的进口气的价格, 决定我国气源成本变化。近期油价下跌, 本文旨在通过分拆进口管道气、进口 LNG 中长协与进口 LNG 现货定价机制(三者占 2018 年我国天然气供给比重 18%/18%/8%), 探求原油价格对我国进口气成本影响。我们得出初步结论, 进口管道气与 LNG 中长协价格与原油价格变动强相关, 油价下跌有望拉低两者即期价格。同时油价中枢下降有望拉低新签合同的定价参数, “低参数”或将增强 LNG 接收站利润盈利能力。

进口管道气和 LNG 中长协定价与油价强相关, 有望随原油价格下跌

全球天然气形成三个区域性贸易市场(北美、欧洲和亚太)和两套定价机制(天然气交易中心竞价、与竞争能源价格挂钩)。我国当前进口管道气与进口 LNG 中长协, 主要采取与竞争能源价格挂钩的定价模式。具体能源品种的选择上, 中缅管道气与原油挂钩, 中亚管道气与成品油挂钩, LNG 中长协与 JCC(日本原油清关价格)挂钩。考虑到成品油价格与原油价格变动的强相关性, 我们测算原油价格变动对进口天然气成本的影响。从测算结果看, 原油价格下降 10%, 进口管道气平均成本下降 0.17 元/立方米, 进口 LNG 中长协平均成本下降 0.22 元/立方米。

进口 LNG 现货定价与油价弱相关, 或随全球供需宽松继续走低

LNG 现货更多受全球供需影响, 与油价弱相关。据世界银行预测, 全球 LNG 供给从 2020 年开始将显著超过需求, 供需过剩将到 2025 年才会基本消除, 对应 2020-2024 年五年 LNG 价格都处于供大于求状态, LNG 现货价格将持续承压。根据 GIIGNL 数据, 2019/2020 年全球 LNG 新增液化产能 3250/2810 万吨/年, 对应增速达 8/6%, 美澳为主要新增产能来源。受中国天然气消费增速走弱, 全球天然气消费量增速由 2018 年的 5%回落至 2019 年的 3%。由于供给增速高于需求增速, 2019 年 JKM 天然气现货价格同比下跌约 35%, 我们判断 2020 年因供需宽松现货价格或将继续走弱。

进口气有望步入“低参数”时代, 或将增强 LNG 接收站盈利能力

我国现有进口气合约确定时间集中在油价高位时期, 导致定价公式中参数赋值偏高, 即使油价大幅下跌, 高参数合约气价仍比低参数高。随着油价中枢下降, 新中长协有望步入“低参数”时代。据调研得, 城燃 80%-95% 天然气以门站价采购, 该模式下城燃较难直接受益气价降低, 管网公司成立后龙头城燃可向海外寻求低价气源, 提升议价能力。我们判断有 LNG 接收站的城燃有望受益于 LNG 价格下降, 以深燃为例, 据测算 LNG 现货价每降低 5%, 约增厚接收站 4800 万净利润, 约为 2019 年净利润的 4.5%。推荐深圳燃气(自有 LNG 接收站, 直接受益 LNG 现货价降低)、新奥股份。

风险提示: 原油价格大幅波动风险; 天然气消费增速放缓风险。

重点推荐

股票代码	股票名称	收盘价(元)	投资评级	EPS(元)				P/E(倍)			
				2018	2019E	2020E	2021E	2018	2019E	2020E	2021E
601139.SH	深圳燃气	6.84	买入	0.36	0.37	0.50	0.59	18.1	17.6	13.0	11.0
600803.SH	新奥股份	10.06	买入	1.07	1.04	1.23	1.56	9.4	9.7	8.2	6.5

资料来源: 华泰证券研究所

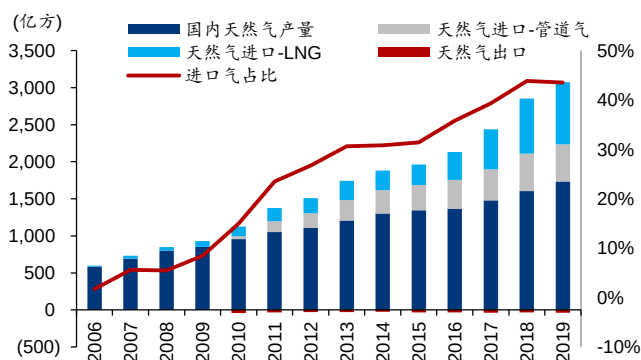
正文目录

进口气价格主导中国气源成本变化.....	3
全球天然气定价两大机制	4
全球主要天然气定价机制：交易中心竞价、与竞争能源挂钩	4
亚太 LNG 长协定价挂钩 JCC 原油价格，定价公式经历四轮演化	4
管道气以基期价格为基础，依竞争能源价格变化调节	5
进口管道气挂钩原油/成品油价格，俄气成为低价增量	7
进口管道气三大通道，中亚气为进口管道气主力	7
中亚气挂钩成品油价格，中缅气挂钩原油价格	8
中俄东线顺利投产，管道气迎低价增量	9
进口 LNG 以中长协为主，挂钩原油价格	10
需求推升 LNG 进口量，中长协为 LNG 进口主力	10
三桶油牵头 LNG 中长协进口，直线型为主要定价方式	10
现行中长协来源集中，定价参数存在差异	12
中国 LNG 中长协来源相对集中	12
测得澳大利亚 LNG 直线型中长协斜率约 14%，处于主流斜率区间	12
测得澳大利亚 LNG 直线型中长协斜率约 17%，斜率相对偏高	13
油价为 LNG 中长协核心变量	14
全球天然气供需偏松，LNG 现货将拉低进口成本	15
需求：消费增长达到拐点，预计将延续低增速	15
产能持续增长，未来两年仍有大量产能投放	16
供需宽松致使 LNG 现货价格承压	18
我国进口天然气有望步入“低参数”时代	19
进口管道气：高油价决定高参数	19
进口 LNG：高油价决定高斜率	19
油价中枢下降叠加现货占比提升，进口天然气有望步入低参数时代	20
“低参数”或将驱动 LNG 接收站利润弹性——以深燃为例	21
风险提示	22

进口气价格主导中国气源成本变化

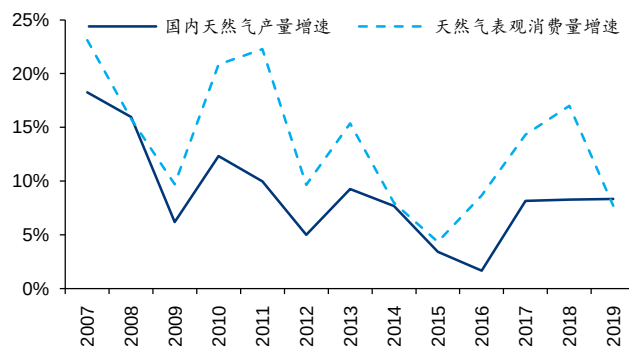
2009 年以后，随着国产气面临增速瓶颈，中国天然气表观消费量的快速增长只能通过进口管道气和进口 LNG 满足供应，天然气对外依存度大幅上升，根据国家统计局和中国海关数据，2019 年天然气对外依存度达 43%。我们认为进口气价格决定了中国气源成本变化：1) 中石油为主体的上游天然气开发商主导国产气开发，国产气生产成本总体相对稳定；2) 进口气量占比已经接近一半，对气源成本的影响权重已很高；3) 进口气随着原油价格波动较大，是气源成本的主要变化来源。

图表1：中国天然气表观消费量拆分



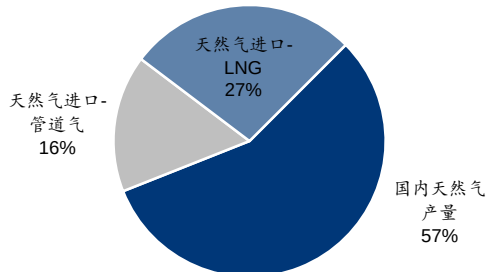
资料来源：国家统计局、中国海关、GIIGNL、华泰证券研究所

图表2：中国天然气表观消费量增速与国内产量增速



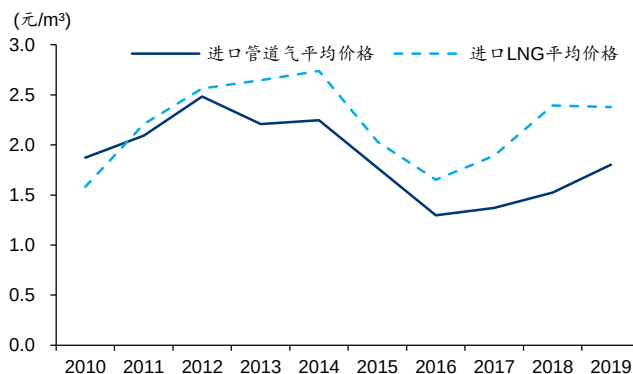
资料来源：国家统计局、中国海关、GIIGNL、华泰证券研究所

图表3：中国天然气供给拆分（2019）



资料来源：国家统计局、中国海关、GIIGNL、华泰证券研究所

图表4：中国进口气价格



资料来源：国家统计局、中国海关、GIIGNL、华泰证券研究所

全球天然气定价两大机制

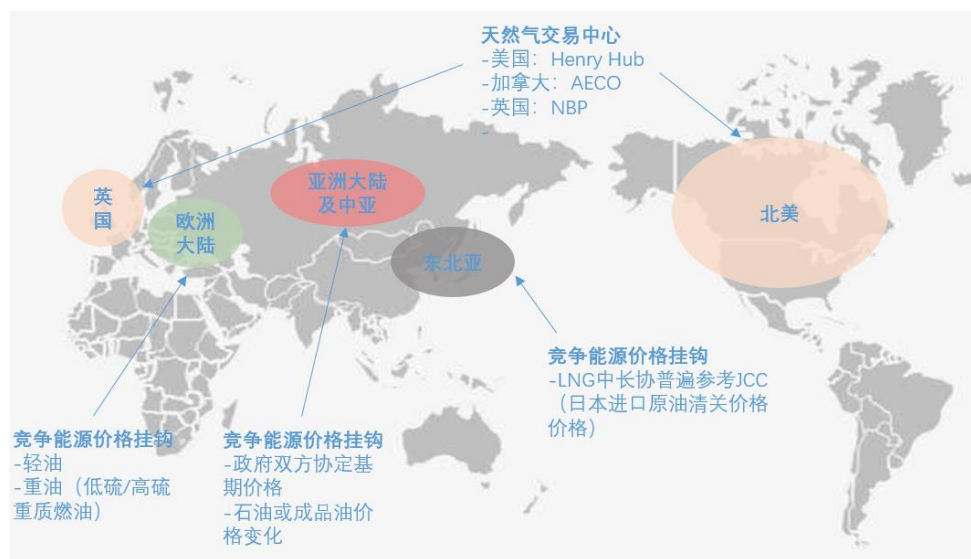
全球主要天然气定价机制：交易中心竞价、与竞争能源挂钩

全球天然气定价机制分天然气交易中心竞价、与竞争能源挂钩定价两种主要形式。虽然 LNG 液化技术能够解决天然气运输问题，但由于前期需要投入高昂资本，项目建设发展缓慢，全球天然气贸易市场尚未统一，而是形成了北美、欧洲和亚太三个区域性的天然气贸易市场，并形成两套定价机制。

贸易需求和发达的金融市场，催生北美和英国天然气交易中心。北美天然气贸易市场起始于 1950 年代，是天然气贸易历史的开端，因贸易量大北美逐步发展出了实体天然气交易中心：美国亨利中心（Henry Hub）、加拿大 AECO。1990 年天然气期货合约在纽约商品交易所上市，经过 30 年的发展，目前纽交所天然气期货合约已经具备好的价格发现功能。1996 年英国建立了天然气交易中心-英国国家平衡点（NBP），次年伦敦国际石油交易所发布了首份天然气期货合约，NBP 也成为欧洲大部分国家天然气交易的中心。

欧洲与亚太中长期合约，主要采用与竞争能源挂钩的定价机制。早期天然气主要是为替代燃料油、汽油等成品油，故其定价与竞争性能源挂钩。具体到各个地区又各有不同：1）欧洲地区天然气离岸价采用净值回归法，即以目标市场最低的替代能源价格为基础，减去天然气运输成本与库存成本以及各种天然气相关税费，主要挂钩柴油和燃料油；2）日本地区与日本原油清关价格（JCC）挂钩，定价以等量热值的原油，叠加运输通胀等其他因素；3）俄罗斯与中亚地区多以管道气为主，主要由政府双方协定基期气价，辅以石油或成品油价格变化进行调节。

图表5：全球天然气定价机制图



资料来源：中国石油石化研究会技装委、华泰证券研究所

亚太 LNG 长协定价挂钩 JCC 原油价格，定价公式经历四轮演化

因缺乏现货贸易平台，亚太地区 LNG 贸易以长协为主，LNG 长协定价多数与 JCC 挂钩。日本于 1969 年建立首个 LNG 接受站，最早开始了亚洲地区 LNG 进出口。因为缺乏天然气现货交易平台，亚太地区天然气贸易大多以长协为主，日本 LNG 到岸价格多与日本进口原油加权平均价格（JCC）挂钩，少部分与印尼原油出口价格相联系。由于进口气量大、历史时间长，日本 LNG 到岸价格一定程度上体现了亚太地区 LNG 交易价格的总体水平，进而后进入 LNG 贸易市场的韩国、中国台湾、印度和中国，进口 LNG 大部分也沿用与 JCC 挂钩的定价机制。

因为 JCC 价格在历史上曾经历过剧烈波动，亚太地区 LNG 长协定价公式随之经历了四轮演化：

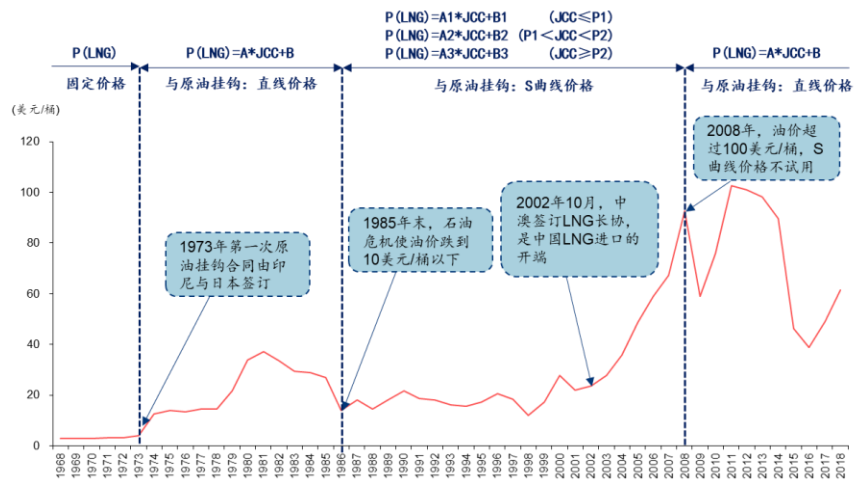
第一阶段（1973 以前）：主要采用固定价格。以 JCC 价格为基准，以热值换算并较换算后的价格有明显升水，随着气量逐渐增大，定价方式发生改变。

第二阶段（1973-1985）：直线型定价公式。1973 年，日本签订了第一个与原油价格挂钩的 LNG 长协合同，定价方式为直线型： $P(\text{LNG})=A*JCC+B$ ，A 是挂钩系数（包含热值转换系数，通常在 7%-15%），B 为常数（包含运费与通胀等），为亚洲 LNG 长协定价奠定基础。

第三阶段（1985-2008）：S 型定价公式。1985 年末第三次石油危机使油价跌到 10 美元/桶以下，为了在过高和过低油价区间对买卖双方进行保护，引入了 S 曲线，即在油价超出适用范围将对斜率和常数项进行调整。

第四阶段（2008 年后）：直线型定价公式。2004 年起油价重回上升通道，2008 年突破 100 美元/桶，有高油价保护的 S 曲线不再适用，定价合同逐渐转变回直线型。

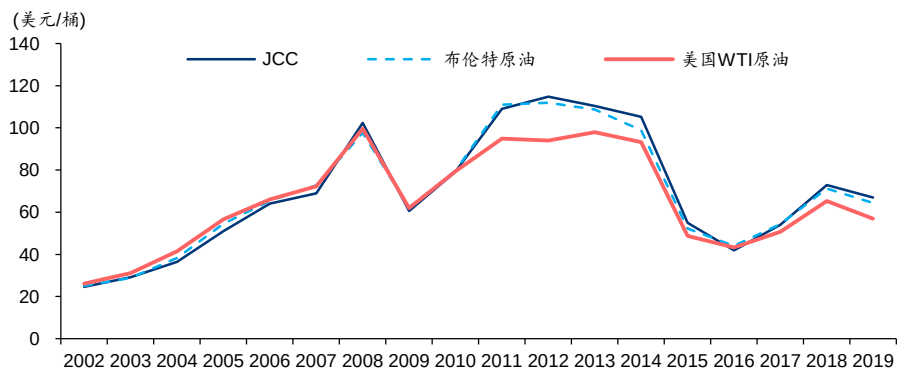
图表6：亚太 LNG 长协定价公式随原油价格经历四轮演化



注：因 JCC 暂无 1976 年起的数据，故图中为美国 WTI 原油价格

资料来源：何春蕾等《中国进口天然气价格公式研究》[J]. 天然气技术与经济，2014 年 8 月刊；华泰证券研究所

图表7：JCC、布伦特原油与美国 WTI 原油趋势

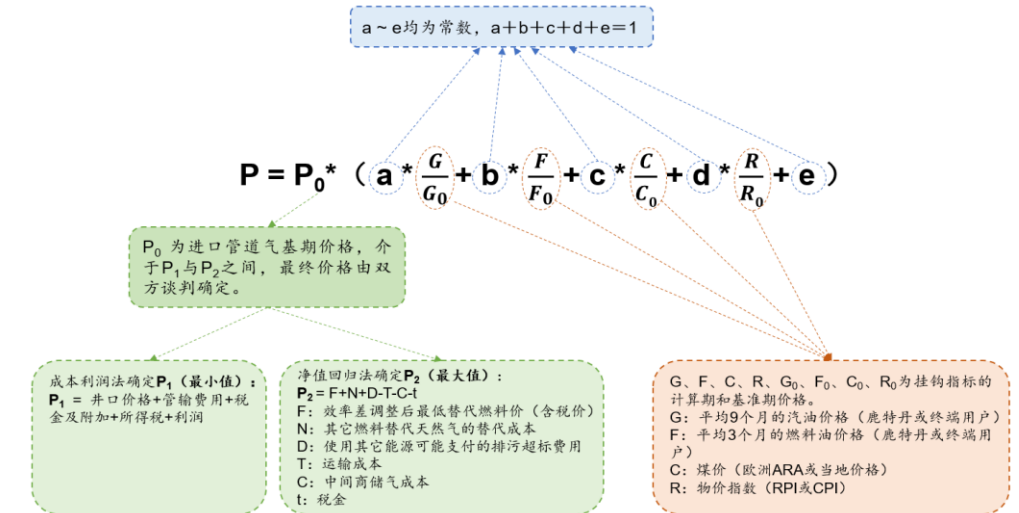


资料来源：彭博、EIA、日本石油协会、华泰证券研究所

管道气以基期价格为基础，依竞争能源价格变化调节

国际贸易管道气定价，以双方协商基期价格 P_0 为基础，并根据一揽子竞争能源价格变动进行定期调整。根据高建和董秀成《引进国外天然气购气合同价格条款研究》（天然气工业，2005 年 9 月刊）及我们的总结，管道气贸易一般采用“照付不议”长期合同，一般的定价公式由天然气基期价格 P_0 ，与调节系数两部分构成：1）基期天然气价格 P_0 ，以净值回归法测算为最高价格，以成本加成法测算为最低价格，在此基础上由双方协调而定；2）调节系数中涵盖了一揽子竞争能源价格变动，常用的能源包括 G（汽油）、F（燃料油）、C（煤）、R（物价指数）等，a-e 为常数，总和为 1。

图表8： 国际贸易管道气定价一般公式



资料来源：何春蕾等《中国进口天然气价格公式研究》[J].天然气技术与经济, 2014 年 8 月刊; 高建、董秀成《引进国外天然气管道气合同价格条款研究》[J].天然气工业, 2005 年 9 月刊; 华泰证券研究所

西欧地区管道气定价中，调节系数主要与石油产品（轻油、低硫重油）价格变动挂钩。西欧地区国家贸易管道气主要来源地是挪威和俄罗斯，根据何春蕾《中国进口天然气价格公式研究》(天然气技术与经济, 2014 年 8 月刊)，以 2009 年 Gazprom 和 Naftogaz Ukraine 签订的 2009-2019 年天然气长期合同为例，合同中 P0 为 0.45 美元/立方米（按 2009 年汇率折合 3.07 元/立方米），调节系数挂钩轻油（石脑油）和低硫重油（低硫燃料油），以 2008 年 4-12 月均价为基期价格，以季度为单位计算价格变化，并进行价格调整。该合同约定重谈机制，双方认为公式天然气进口价格不能反映市场真实状态时，都可以申请复议。

中国管道气定价中，中缅气与原油挂钩，中亚气与成品油挂钩。中国进口管道气定价与国际管道气贸易定价方式基本一致，定价公式关键在于关联成品油或原油的选择。根据《中国天然气进口价格机制研究》，中国已签订的管道气长期进口协议中，从缅甸进口的管道气与原油价格挂钩，而来自土库曼斯坦、乌兹别克斯坦和哈萨克斯坦三个中亚国家的则与新加坡燃料油等油品价格挂钩。

图表9： 挪威、俄罗斯出口管道气定价公式

公式	变量	含义
挪威出口管道气价格公式： $P = P_0 + 0.6 * f_1 * k_1 * (G - G_0) + 0.4 * f_2 * k_2 * (LSFO - LSFO_0)$	G LSFO f_1, f_2 k_1, k_2	轻油价格（欧元/t） 低硫重油价格（欧元/t） 为根据天然气交货地点变化的调整系数 热值换算系数
俄罗斯出口西欧的管道气价格公式： $P = P_0 * (a * \frac{G}{G_0} + (1-a) * \frac{F}{F_0}) * b$	G F a b	轻油价格（美元/t） 低硫重油价格（美元/t） 轻油权重 折价系数，≤1，一般对俄罗斯周边国家（前苏联地区）进行一定幅度优惠，对西欧国家不优惠
俄罗斯与乌克兰签订合约的价格公式： $P = 450 * (0.5 * \frac{G}{935.74} + 0.5 * \frac{F}{520.93}) * a$	450 G F a 备注	双方协商的基期价格（美元/10 ³ m ³ ） 最近 9 个月的轻油平均价格；935.74 为轻油基期价格（2008 年 4-12 月平均价格）（美元/t） 最近 9 个月的低硫重油平均价格（硫含量 1% 以下）；520.93 为重油基期价格（2008 年 4-12 月平均价格）（美元/t） 系数，2009 年为 0.8（相当于 20% 折扣），2010 年以后为 1（相当于无折扣） 1) 价格根据公式以季度为单位进行调整； 2) 合同中有价格重议条款，即合同双方认为公式天然气进口价格不能反映市场真实状态时，都可以申请复议重新协商价格公式。

资料来源：何春蕾等《中国进口天然气价格公式研究》[J].天然气技术与经济, 2014 年 8 月刊; 高建、董秀成《引进国外天然气管道气合同价格条款研究》[J].天然气工业, 2005 年 9 月刊; 周志斌等《国外天然气能量计量与计价综述》[J].天然气技术与经济, 2011 年 5 月刊; 华泰证券研究所

进口管道气挂钩原油/成品油价格，俄气成为低价增量

进口管道气三大通道，中亚气为进口管道气主力

中国现存的天然气进口管网主要包括西部的中亚线，西南的中缅线和东北的中俄东线。中亚线由新疆进入，主要进口土库曼斯坦、乌兹别克斯坦、哈萨克斯坦三国的天然气，目前 A、B、C 线合计 550 亿方/年已经投产，D 线 300 亿方/年正在建设。中缅线由云南进入，主要进口缅甸的天然气，根据中石油 2017 年发布的《中缅油气管道企业社会责任专题报告》一期工程输气量为 52 亿立方米/年，二期工程增加到 120 亿立方米/年，2013 年 7 月 28 日，中缅天然气管道正式通气。据中国商务部 2019 年 12 月 10 日公告，中俄东线由黑龙江进入，主要进口俄罗斯的天然气，2019 年 12 月中俄东线北段已投产通气，2020 年供气 50 亿立方米，随着今后中段和南段的陆续建成投产，输气量将逐步提升至每年 380 亿立方米。中俄远东线 100 亿方/年正在筹划。

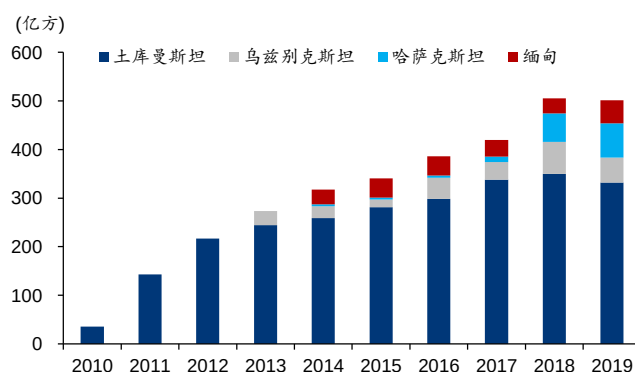
进口管道气以中亚气为主力，进口来源走向多元化。中国目前进口管道气来自中亚（土库曼斯坦、乌兹别克斯坦、哈萨克斯坦）及缅甸，根据中国海关数据，2019 年，进口中亚道气 454 亿方，占管道气整体进口量的 91%，其中土库曼斯坦进口 332 亿方，是中亚气的绝对主力。2019 年 12 月中俄东线开通后，中国进口管道气又引入一剂增量，进口管道气来源走向多元化。

图表10： 中国天然气进口管网图



资料来源：中国石油天然气集团有限公司官网、俄气管网、华泰证券研究所

图表11： 中国管道天然气进口量拆分



资料来源：中国海关、华泰证券研究所

图表12： 中国进口天然气管道建设进程

	投产时间	起始地	入境点	开工时间	长度 (km)	管容 (亿方/年)
中亚 A 线	2009 年 12 月	格达伊姆 (土乌边境)	霍尔果斯	2007	1833	150
中亚 B 线	2010 年 10 月	格达伊姆 (土乌边境)	霍尔果斯	2007	1833	150
中亚 C 线	2014 年 5 月	格达伊姆 (土乌边境)	霍尔果斯	2012	1840	250
中亚 D 线	/	土库曼斯坦复兴气田	乌恰	2014	1000	300
中缅线	2013 年 7 月	缅甸若开邦	瑞丽	2010	711	一期 52; 二期 120
中俄东线	2019 年 12 月	科维克金和恰杨金气田	黑河	2014	3000	东线 380; 远东 100
中俄西线	/	西西伯利亚	/	/	/	300

资料来源：王晓菁《中国天然气进口价格机制研究》[D]. 中国石油大学(北京), 2016、华泰证券研究所

图表13： 中国管道天然气进口合约

类别	买方	卖方	项目所在位置	签署年份	周期（年）	开始供应	结束供应	气量（亿方/年）
中亚管道气合同								
中长期	中石油	土库曼斯坦	格达伊姆	2007	30	2009	2039	300
中长期	中石油	土库曼斯坦	复兴气田	2011		/	/	250
框架协议	中石油	乌兹别克斯坦	格达伊姆	2010	30	2012	2042	100
框架协议	中石油	哈萨克斯坦	别伊涅乌	2008		2014		50-100
短期	中石油	哈萨克斯坦	哈萨克斯坦西部	2018	5	2018	2023	50
中缅管道气合同								
中长期	中石油	缅甸	缅甸若开邦	2009	30	2013	2043	120
中俄管道气合同								
中长期	中石油	Gazprom	科维克金和恰杨气田	2014	30	2019	2049	380
框架协议	中石油	Gazprom	西西伯利亚	2014	/	/	/	300

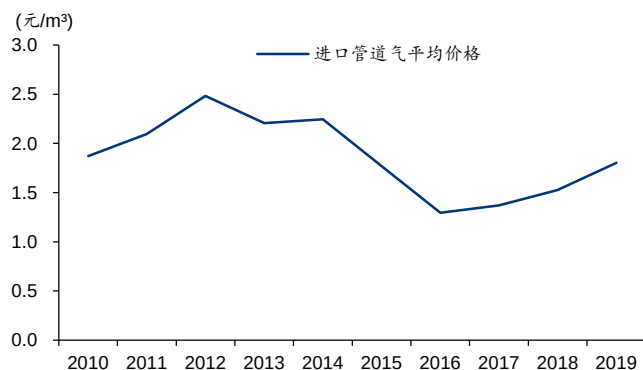
资料来源：人民网、新华社、国家能源局、华泰证券研究所

中亚气挂钩成品油价格，中缅气挂钩原油价格

中国管道气定价中，中缅气与原油挂钩，中亚气与成品油挂钩。中国进口管道气定价与国际管道气贸易定价方式基本一致，采用双方协定基准价格 P0，随后根据调节因子中油品价格变动进行调节。根据《中国天然气进口价格机制研究》，中国已签订的管道气长期进口协议中，从缅甸进口的管道气与原油价格挂钩，而来自土库曼斯坦、乌兹别克斯坦和哈萨克斯坦三个中亚国家的则与新加坡燃料油等油品价格挂钩。

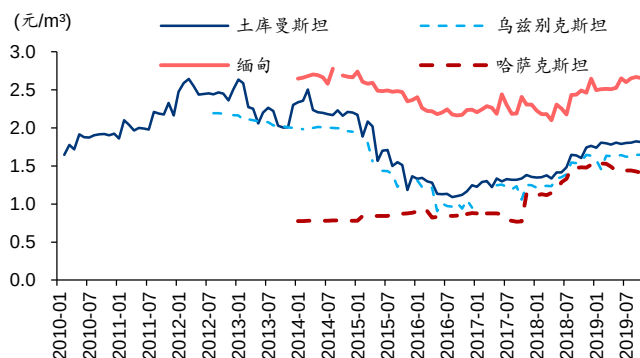
中国进口管道气的平均价格波动较大，2019 年平均价格为 1.8 元/方，其中缅甸气价最贵，土库曼斯坦、乌兹别克斯坦的气价居其次，最便宜的是哈萨克斯坦的气价。因成品油为原油下游产品，成品油价格波动与原油价格变动浮动基本一致，因而我们假设油品价格变动幅度与原油价格波动一致，并测算得原油价格下降 10%，中国进口气平均成本下降 0.17 元/立方米。

图表14： 中国进口管道气平均价格



资料来源：wind、中国海关、华泰证券研究所

图表15： 中国进口管道气价格（分国家）



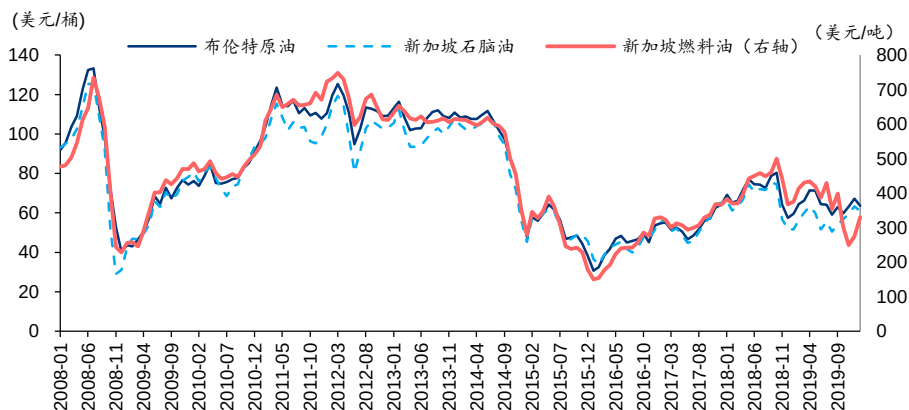
资料来源：wind、中国海关、华泰证券研究所

图表16： 原油价格与中国进口管道气敏感性测算（元/立方米）

油品价格变动	土库曼斯坦	乌兹别克斯坦	哈萨克斯坦	缅甸	俄罗斯	管道气均价
30%	2.32	2.09	1.90	3.34	1.87	2.26
20%	2.14	1.93	1.75	3.08	1.73	2.09
10%	1.97	1.77	1.61	2.82	1.58	1.92
0%	1.79	1.61	1.46	2.57	1.44	1.74
-10%	1.61	1.45	1.31	2.31	1.30	1.57
-20%	1.43	1.29	1.17	2.05	1.15	1.39
-30%	1.25	1.13	1.02	1.80	1.01	1.22

注：管道气均价按进口量加权，其中假设中亚气与中缅气进口量为 2019 年进口量，俄罗斯进口量为 50 亿方；

资料来源：彭博、中国海关、华泰证券研究所

图表17： 布伦特原油与新加坡成品油现货价格

资料来源：Wind、彭博、华泰证券研究所

中俄东线顺利投产，管道气迎低价增量

中俄东线 2019 年 12 月开通，是当前进口管道气的主要增量。根据中国商务部，按照俄对华供气合同，2020 年、2021 年和 2022 年俄罗斯天然气工业公司将通过“西伯利亚力量”天然气管道分别向中国输送天然气 50 亿、100 亿和 150 亿立方米。俄方决定根据供气合同最低输气量，即合同总输气量的 85% 供气。未来实际输气量将根据管道第一年试运行情况而定。

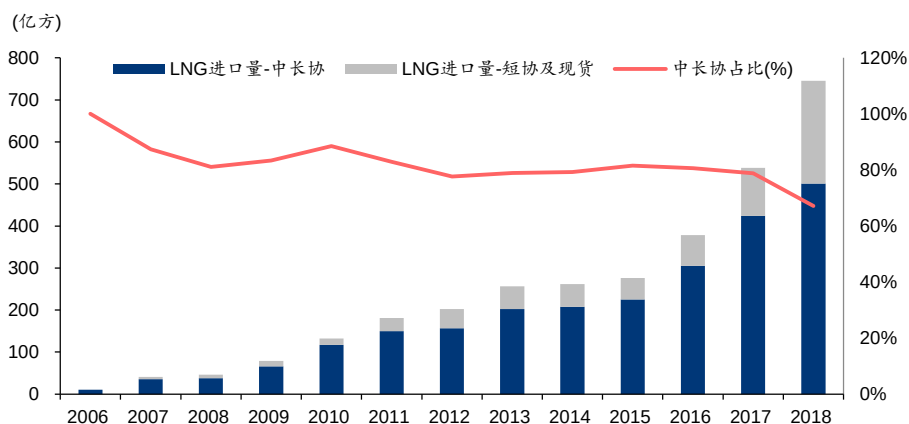
中俄气报关价 1.44 元/立方，接近中国进口管道气最低价。根据海关总署 2020 年 1 月 20 日公告，自 2019 年 12 月中俄天然气管道正式开通一个月以来，以管道运输方式进口气态天然气 3.23 亿立方米，贸易额 4.64 亿元人民币，我们测算得俄气报关价 1.44 元/方。我们根据海关数据，结合人民银行发布的 2019 年 12 月美元兑人民币平均汇率 7.0128 换算，2019 年 12 月土库曼斯坦、乌兹别克斯坦、哈萨克斯坦、缅甸进口管道气价格分别为 1.72/1.54/1.47/2.37 元/立方米，中俄气报关价低于当期进口管道气最低价。

进口 LNG 以中长协为主，挂钩原油价格

需求推动 LNG 进口量，中长协为 LNG 进口主力

LNG 进口在天然气表观消费结构中占比逐年提升，其中以中长协为主，短协及现货贸易崭露头角。受国家对于清洁能源需求的政策要求，中国天然气产量及管道进口量不足以满足国内天然气需求，继而推动 LNG 进口量逐年攀升。2016-2019 年 LNG 进口量 CAGR 达 32%，在天然气表观需求中的占比从 2016 年的 17.7%，提升至 2019 年的 27.2%，LNG 进口在天然气表观消费结构中占比逐年提升。中国 LNG 进口长期以来以中长协为主，根据国际液化天然气进口国组织（GIIGNL）数据，2018 年 LNG 中长协进口量为 501 亿方，占整体 LNG 进口量的 67%。同时随着 LNG 进口量的快速扩张，LNG 短协及现货贸易快速发展，2018 年 LNG 短协及现货进口量达 244 亿方，而 2016 年仅为 73 亿方。

图表18：中国 LNG 进口量拆分



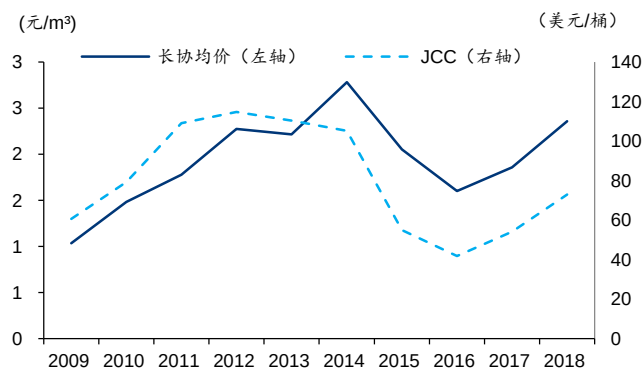
资料来源：GIIGNL、中国海关、华泰证券研究所

三桶油牵头 LNG 中长协进口，直线型为主要定价方式

LNG 中长协进口由三桶油主导，近五年买方逐渐多元化。根据国际液化天然气进口国组织（GIIGNL）2018 年年度数据统计，国内主力 LNG 买方是中海油、中石油、中石化，2015 年开始油价处于低位，国有发电集团、区域性能源企业和城市燃气企业陆续签订近 20 个中长协和短协，丰富了买方的多元性。此外，卖方为了保证 LNG 供应的稳定性，逐渐推出资源池供货，例如 BP portfolio、Shell portfolio、Total portfolio 等等，买卖双方还会在签订合同的同时约定各种调节机制，这些措施在一定的基础量上，为买卖双方提供了更大的灵活性。

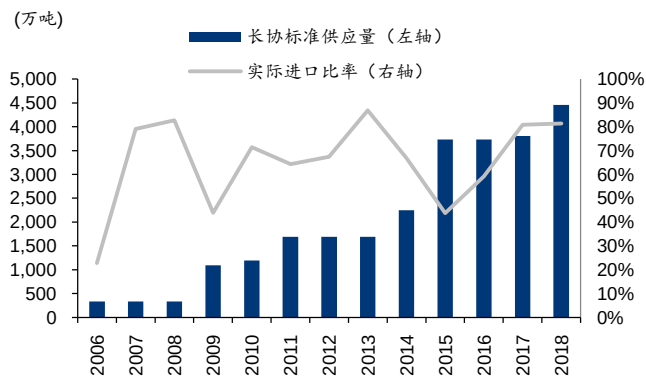
中国仅 3 个中长协合同采用 S 曲线定价，其余合同均采用直线定价，且大部分不含重谈条款。根据 GIIGNL 数据，截至 2018 年末，中国中长协生效合同共计 19 个，其中仅 3 个中长协合同采用 S 曲线定价（3 个 S 型合同供气量约占 2018 年长协气量的 24.5%，且 2006 年中海油与印度尼西亚的 S 型合同含重谈条款），其余 16 个中长协合同均采用直线定价。2018 年，19 个合同标准供气量约 4458 万吨，实际供气量占比为 81%，部分中长协合同 2018 年开始供气，供气量没能达到合同标准水平。GIIGNL 在其 2018 年年度报告中预计 2019-2021 年中国 LNG 中长协标准供气量约为 5438、5838、6238 万吨。

图表19: JCC 与中国长协均价



资料来源: 彭博、中国海关、华泰证券研究所

图表20: 中国长协标准供应量及实际进口比率



资料来源: 彭博、中国海关、华泰证券研究所

图表21: 中国 LNG 中长协协议

类别	买方	签署价格公式	项目所在位置	卖方	签署年份	周期 (年)	开始供应时间	结束供应时间	气量 (万吨/年)
中长期	中海油	S 型	澳大利亚西北大陆架项目	Woodside	2002	25	2006	2031	330
中长期	中海油	S 型	印度尼西亚东固项目	BP	2004	25	2009	2034	260
中长期	中海油	S 型	马来西亚 Tiga 项目	Petronas	2006	25	2009	2034	300
中长期	中海油	直线型	卡塔尔	Qatargas	2008	25	2009	2034	200
框架协议	中海油	直线型	Total 全球的 10 个项目	Total	2008	20	2010	2030	150
中长期	中海油	直线型	澳大利亚柯蒂斯项目	BG	2010	20	2014	2034	360
中长期	中海油	直线型	全球 LNG 资源组合	BG	2013	20	2015	2035	500
中长期	中海油	直线型	美国德克萨斯	BP	2014	20	2019	2039	150
框架协议	中海油	直线型	加拿大不列颠哥伦比亚省	Woodfibre	2018	13	2023	2036	75
框架协议	中海油	直线型	刚果	NewAge	2018	20	2021	2041	100
框架协议	中海油	直线型	Petronas Portfolio	Petronas	2018	5-10	2019		
中长期	中石油	直线型	澳大利亚高庚	Shell	2008	20	2011	2031	200
中长期	中石油	直线型	卡塔尔	Qatargas	2008	25	2011	2036	300
关键条款协议	中石油	直线型	澳大利亚高庚	Exxon Mobil	2009	20	2015	2035	225
中长期	中石油	直线型	俄罗斯亚马尔	Novatek	2014	15	2019	2034	300
中长期	中石油	直线型	墨西哥湾 (美国项目)	Cheniere	2018	25	2018	2043	120
中长期	中石油	直线型	卡塔尔	Qatargas	2018	22	2018	2040	340
中长期	中石化	直线型	巴布亚纽几内亚	ExxonMobil	2009	20	2014	2034	200
中长期	中石化	直线型	澳大利亚太平洋	APLNG	2011	20	2015	2035	760
中长期	中石化	直线型	太平洋西北 LNG 项目	Petronas	2014	20	2019	2039	480
中长期	华电	直线型		BP	2015	20	2020	2040	100
中长期	华电	直线型		Chevron	2015	10	2020	2030	100
中长期	新奥	直线型		Chevron	2016	10	2018	2028	65
中长期	新奥	直线型		Origin Energy	2016	5	2018	2023	28
中长期	新奥	直线型		Total	2016	10	2018	2028	50
框架协议	广州燃气	直线型		Woodfibre LNG	2016	25	2020	2045	100
框架协议	九丰	直线型		Petronas	2016	6	2017	2023	70
框架协议	九丰	直线型		Chevron	2016	10	2018	2028	50
				USA/Monkey	2016	20	2022	2042	200
备忘录	九丰	直线型		Island LNG					
备忘录	中国燃气	直线型		DelfinFLNG	2017	15	2021	2036	300
中长期	浙能	直线型		ExxonMobil	2018	20	2020	2040	100
框架协议	新奥	直线型		Mexico Pacific	2018	15			100
框架协议	新奥	直线型		NextDecade	2018	20	2023	2043	100
框架协议	新奥	直线型		Venture Global	2018	20	2024	2044	100
框架协议	新奥	直线型		Woodside	2018	10	2025	2035	100

资料来源: GIIGNL、华泰证券研究所

图表22: LNG 协议中常见调节机制

调节机制	名称	含义
Take or Pay - Make Up	照付不议与补提	买方承诺每年购买最低数量的 LNG；如果实际采购量不足这一最低数量，则就短缺部分（通常按照是否够整船为分界）买家仍然需要支付货款（Take or Pay）；就买家已经支付货款但尚未提货的部分，买家日后可以进行免费补提（Make Up）。补提时是否需要调价是一个经常需要谈判的商业点。
DQT/DFQ - Make Good	下浮灵活性和回提	在双方商定的年合同量（ACQ）的基础上，买方每年有一定的灵活性进行减量（DQT/DFQ），从而减少照付不议机制下的最低采购数量。每年减量的数量/比例上限和累计减量的数量/比例上限是经常需要谈判的商业点。另外，有些卖家也可能基于技术或运营等理由要求卖家的下浮灵活性。在买家（或卖家）行使减量的灵活性后，可能有权利（或有义务）在后续年度将减去的量加入到年度合同量中（Make Good）；回提的指定权、强制性、比例等也是经常需要谈判的商业点。
UQT/UFQ - Excess Gas	上浮灵活性和额外量	在双方商定的年合同量的基础上，买方有一定的灵活性在某一年度增加采购量（UQT/UFQ），用以应对可能的市场需求上涨。另一方面，一些绑定特定供货来源的合同会要求卖家在有余量（Excess Gas）的时候应当优先询问买方的购买意向。上浮灵活性和额外量的比例、上限、强制性等是经常需要谈判的商业点。
Ramp Up Period	渐增期	考虑到买卖双方新建设施的调试期，以及买方下游市场的成长期，在供货期伊始，双方可能无法按照预定的稳产期年合同量进行供货，因此需要设定一段供货量逐步增加的时间段。
FM Restoration	不可抗力回调	受不可抗力影响，LNG 购销可能中断。在不可抗力事由消失后，一些合同可能规定相关受影响的合同量需要在日后进行补足。这一点取决于双方的商业需求，也是经常需要谈判的商业点。

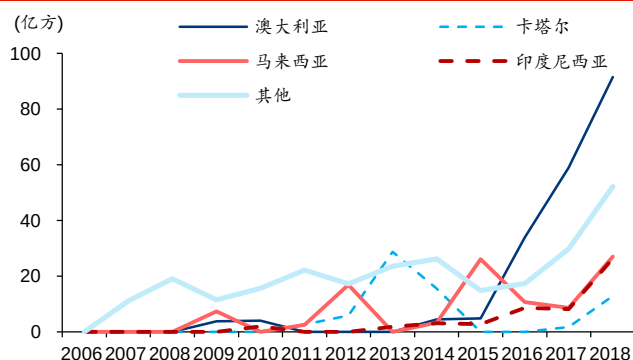
资料来源：GIIGNL、华泰证券研究所

现行中长协来源集中，定价参数存在差异

中国 LNG 中长协来源相对集中

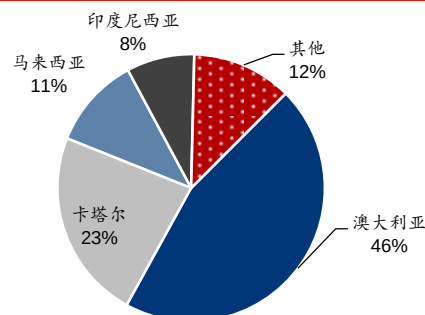
中国的 LNG 中长协进口来源相对集中，2018 年澳洲、卡塔尔占比接近 70%。根据 GIIGNL 数据，2018 年中国从澳大利亚、卡塔尔、马来西亚和印尼四个国家进口的中长协 LNG 占比达到 88%。2014 年后，巴布亚新几内亚、美国与俄罗斯的 LNG 长协合同不断落地，预计三个国家未来几年的 LNG 长协气量不断增加。

图表23: 中国 LNG 中长协进口量拆分



资料来源：GIIGNL、华泰证券研究所

图表24: 2018 年中国 LNG 中长协分地区情况



资料来源：GIIGNL、华泰证券研究所

测得澳大利亚 LNG 直线型中长协斜率约 14%，处于主流斜率区间

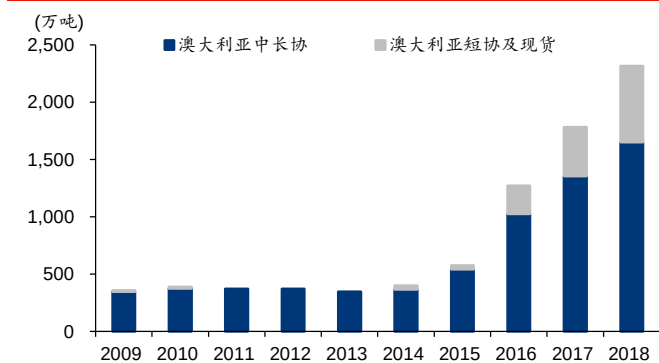
根据 GIIGNL 数据，截至 2018 年末，来自澳大利亚的生效长协合同共 4 个，其中 2002 年签署的合同以 S 曲线方式定价，其余以直线型定价。自 2009 年以来澳大利亚长协合同一直低于中国 LNG 进口长协均价，其中 2002 年签署的长协合同对拉低价格起到重要作用。我们根据中国海关及 GIIGNL 数据，拆分出 2009-2018 年卡塔尔 LNG 中长协的进口量与进口金额，并将其与 JCC 进行回归，测算得直线型定价公式斜率 A 为 14%，截距 B 为 1.2。

图表25: 澳大利亚长协生效合同 (不包含资源池类型长协合同)

类别	买方	签署价格公式	卖方	项目所在位置	签署年份	周期 (年)	开始供应时间	结束供应时间	气量 (万吨/年)
中长期	中海油	S 型	Woodside	澳大利亚西北大陆架项目	2002	25	2006	2031	330
中长期	中海油	直线型	QCLNG	澳大利亚柯蒂斯项目	2010	20	2014	2034	360
中长期	中石化	直线型	APLNG	澳大利亚太平洋	2011	20	2015	2035	760
中长期	中石油	直线型	ExxonMobil	澳大利亚高度	2009	20	2016	2036	225

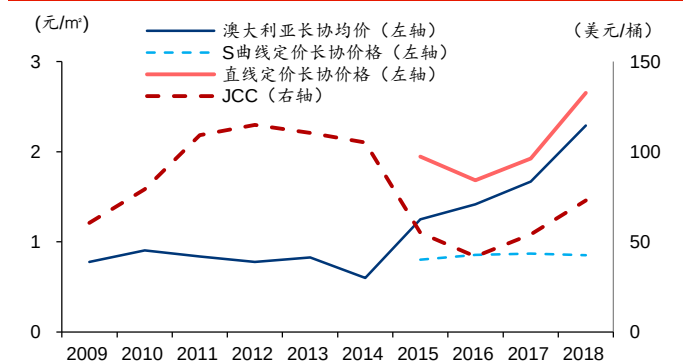
资料来源: GIIGNL、华泰证券研究所

图表26: 澳大利亚 LNG 进口量拆分



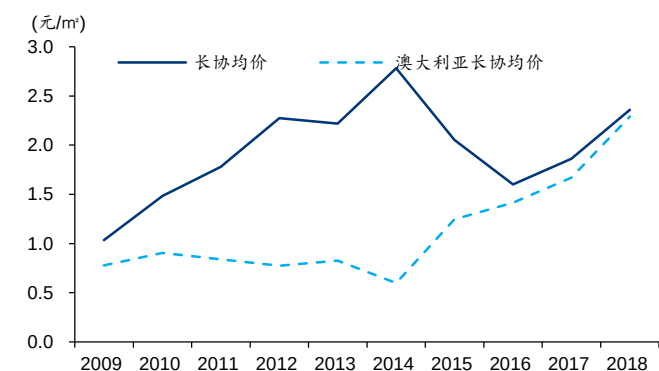
资料来源: GIIGNL、中国海关、华泰证券研究所

图表27: 澳大利亚中长协价格与 JCC



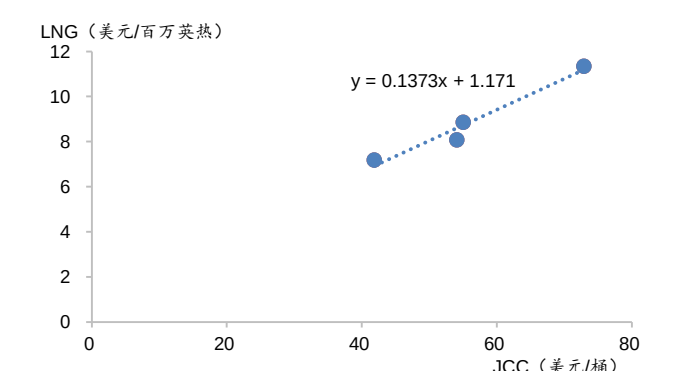
资料来源: GIIGNL、中国海关、华泰证券研究所

图表28: 澳大利亚中长协均价与中国中长协均价



资料来源: GIIGNL、中国海关、华泰证券研究所

图表29: 澳大利亚中长协定价公式测算



资料来源: GIIGNL、中国海关、华泰证券研究所

测得卡塔尔 LNG 直线型中长协斜率约 17%，斜率相对偏高

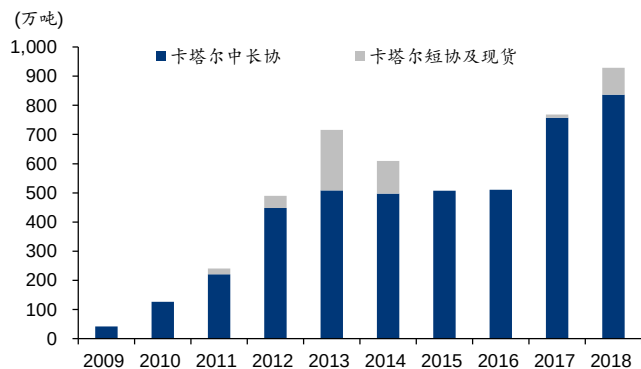
根据 GIIGNL 数据, 截至 2018 年末, 来自卡塔尔的生效长协合同共 3 个, 均以直线型定价。自 2009 年以来卡塔尔长协合同一直高于中国 LNG 进口中长协均价, 主因合同签订年份 2008 年 JCC 均价 102 美元, 为油价高点, 导致直线型定价公式中 $P(LNG)=A \cdot JCC+B$ 中的斜率 A 较高。我们根据中国海关及 GIIGNL 数据, 拆分出 2009-2018 年卡塔尔 LNG 中长协的进口量与进口金额, 并将其与 JCC 进行回归, 测算得直线型定价公式斜率 A 为 17%, 截距 B 为 0.3。

图表30: 卡塔尔长协生效合同 (不包含资源池类型长协合同)

类别	买方	签署价格公式	卖方	项目所在位置	签署年份	周期 (年)	开始供应时间	结束供应时间	气量 (万吨/年)
中长期	中海油	直线型	Qatargas III	卡塔尔	2008	25	2009	2034	200
中长期	中石油	直线型	Qatargas IV	卡塔尔	2008	25	2011	2036	300
中长期	中石油	直线型	Qatargas II T1/T2	卡塔尔	2018	22	2018	2040	340

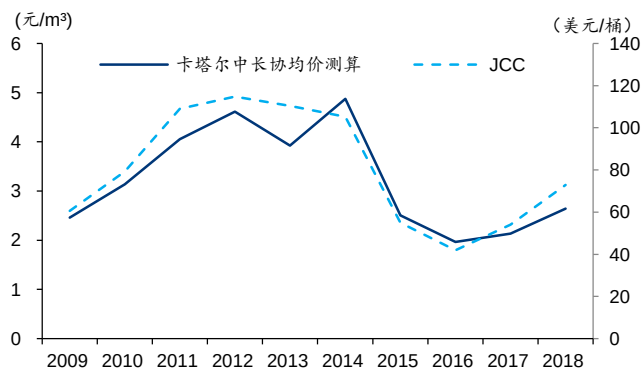
资料来源: GIIGNL、华泰证券研究所

图表31: 卡塔尔 LNG 与进口量拆分



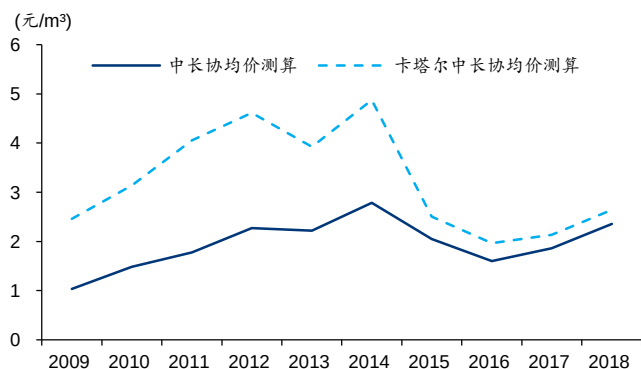
资料来源: GIIGNL、中国海关、华泰证券研究所

图表32: 卡塔尔中长协价格与 JCC



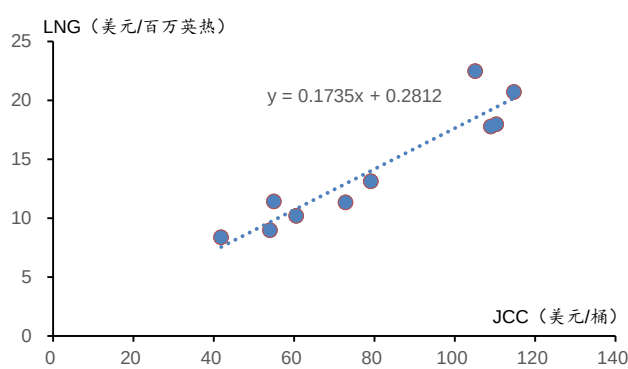
资料来源: GIIGNL、中国海关、华泰证券研究所

图表33: 卡塔尔长协均价与中国长协均价



资料来源: GIIGNL、中国海关、华泰证券研究所

图表34: 卡塔尔中长协定价公式测算



资料来源: GIIGNL、中国海关、华泰证券研究所

油价为 LNG 中长协核心变量

由于澳大利亚、卡塔尔的中长协合同占比接近 70%，我们判断澳卡两国 LNG 中长协价格基本决定了 LNG 中长协价格中枢，可以测度两国中长协价格相对 JCC 的敏感性，判断我国 LNG 中长协价格相对油价的变化趋势。我们根据上文拟合的澳大利亚与卡塔尔的价格公式，测算得 JCC 价格下降 10%，澳大利亚与卡塔尔中长协价格分别下降 0.18/0.29 元/立方米，用两者进口量加权平均，即测得我国 LNG 中长协均价下降 0.22 元/立方米。

图表35: JCC 价格与中国 LNG 中长协敏感性测算

JCC 价格变动	JCC 油价 (美元/桶)	澳大利亚 (元/立方米)	卡塔尔 (元/立方米)	LNG 中长协均价 (元/立方米)
30%	87.1	2.78	3.78	3.11
20%	80.4	2.60	3.50	2.90
10%	73.7	2.42	3.21	2.68
0%	67.0	2.23	2.93	2.46
-10%	60.3	2.05	2.64	2.24
-20%	53.6	1.86	2.35	2.03
-30%	46.9	1.68	2.07	1.81

注: 1) LNG 中长约均价按 2018 年澳大利亚、卡塔尔 LNG 中长协进口量加权; 2) 澳大利亚中长约价格按直线型与 S 型按 2018 年进口量加权

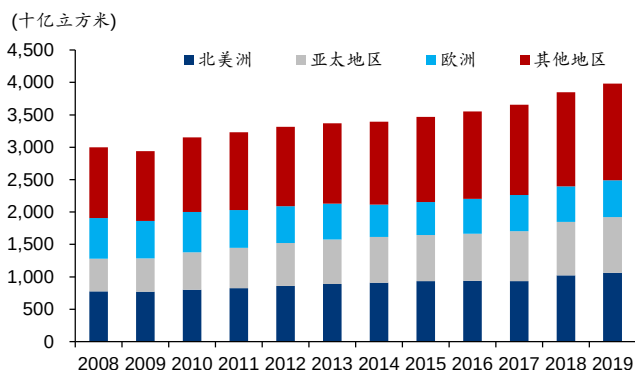
资料来源: 彭博、中国海关、华泰证券研究所

全球天然气供需偏松，LNG 现货将拉低进口成本

需求：消费增长达到拐点，预计将延续低增速

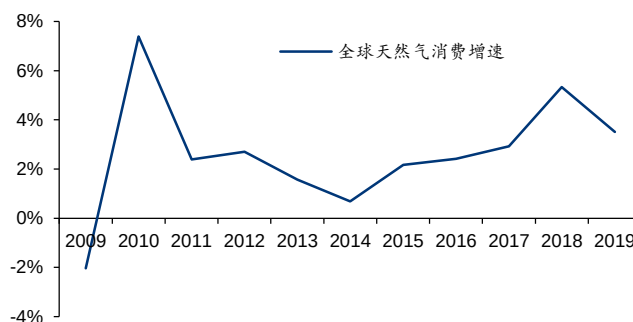
全球天然气消费量增速在 2018 年达到高点。由于原油价格和煤炭价格下跌，挤压天然气需求，BP 世界能源统计年鉴显示，全球天然气增速于 2014 年跌至 1%。2015 年以后，随着原油价格、煤炭价格反弹，天然气价格劣势减弱，需求增速恢复。在天然气需求增速恢复的过程中，亚太特别是中国拉高了全球天然气需求增速，全球天然气需求增速在 2018 年达到 5%，近 10 年来是仅次于 2010 年的高增速。

图表36：全球天然气消费结构（2008-2019）



资料来源：BP 世界能源统计年鉴、中国石化报、华泰证券研究所

图表37：全球天然气消费量增速（2009-2019）

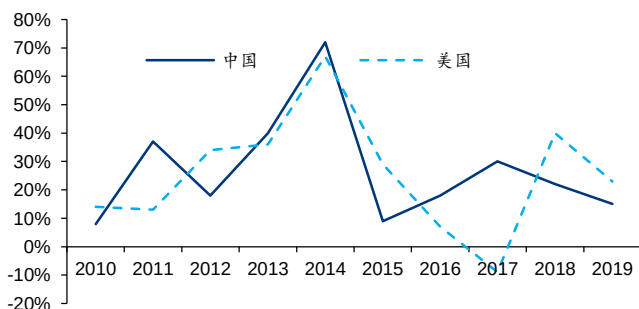


资料来源：BP 世界能源统计年鉴、中国石化报、华泰证券研究所

2019 年我国天然气消费增速回落，预计 2020 年增速同比持平。2016 年开始，为了治理大气污染，中国政府推动强力煤改气计划，包括城市工业锅炉煤改气和北方地区农村冬季取暖煤改气。叠加中国自身经济反弹带动的工商业天然气需求增速的恢复，中国天然气消费量增速从 2015 年的 3% 提升到 2018 年的 18%。2019 年受管网检修、全国气温偏高、及储气库预存气释放等因素影响，我国天然气消费增速回落至 8%。我们在 2020 年 2 月 2 日发布的《疫情或拖累短期天然气消费，长期增势不改》报告中预计，2020 年天然气表观消费量 3289 亿方，对应增速 8.5% 同比持平，天然气下游需求中，城市燃气、工业用气、天然气发电为增长主力。

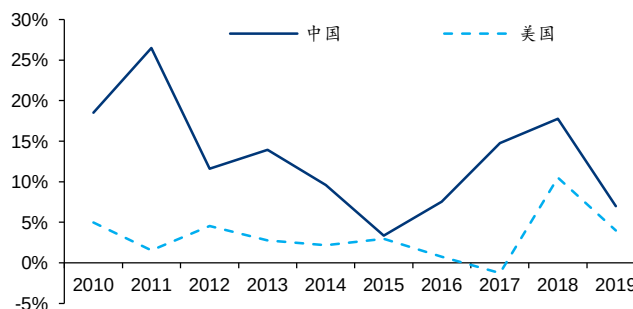
预计未来全球天然气消费延续放缓态势。2018 年我国天然气消费增量，占全球天然气消费增量比重达到 30%。即使 2019 年我国增速回落，仍然占全球天然气消费增量 15%，是全球天然气消费的主要增长来源。中国天然气消费量增速在 2018 年出现了拐点，受此影响，全球天然气消费量增速在 2018 年确立拐点，增速由 2018 年的 5% 回落至 2019 年的 3%，我们预计全球天然气消费将延续低增速。

图表38：全球天然气消费增量美国、中国占比（2010-2019）



资料来源：BP 世界能源统计年鉴、中国石化报、华泰证券研究所

图表39：美国、中国天然气消费量增速（2010-2019）

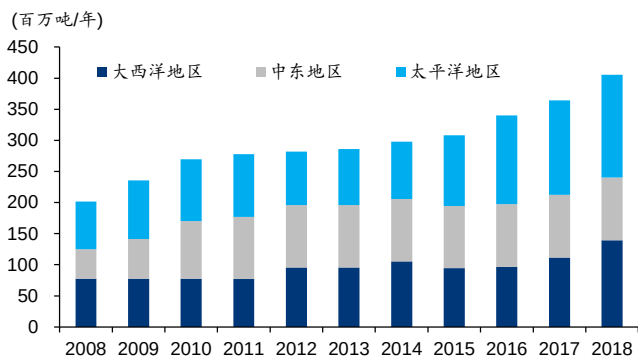


资料来源：BP 世界能源统计年鉴、中国石化报、华泰证券研究所

产能持续增长，未来两年仍有大量产能投放

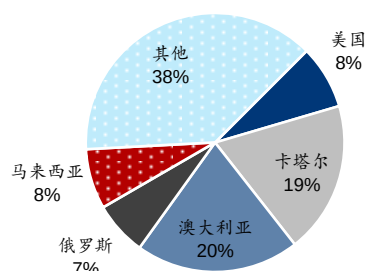
截止 2018 年底，全球 LNG 产能 4.1 亿吨/年，澳大利亚、卡塔尔、美国是主要的 LNG 出口国，LNG 产能分别占 20%、19%、8%。2015 年以来，LNG 产能建设加快，从 2015 年的 3.1 亿吨增加到 2018 年的 4.1 亿吨，CAGR 达 10%，远高于 2010-2014 年 3% 的 CAGR。2015 年以来的 LNG 产能增量主要来自澳大利亚和美国，澳大利亚的增量来自 Wheatstone 和 Gorgon 两大项目，美国的增量由页岩气产量驱动。

图表40： 全球 LNG 液化产能（2008-2018）



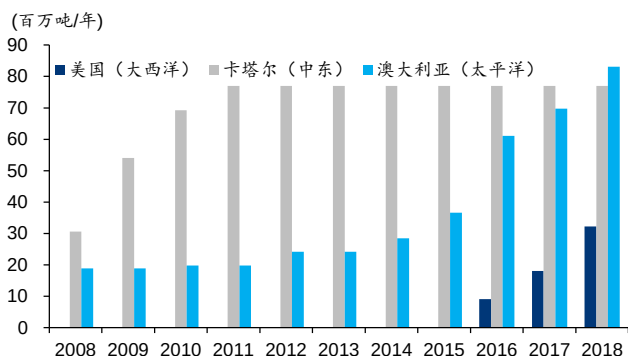
资料来源：GIIGNL，华泰证券研究所

图表41： 全球 LNG 液化产能分布（2018）



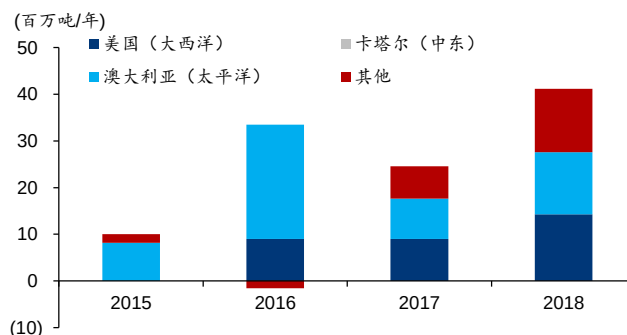
资料来源：GIIGNL，华泰证券研究所

图表42： 代表国家 LNG 产能（2008-2018）



资料来源：GIIGNL，华泰证券研究所

图表43： 新增 LNG 液化产能拆分（2015-2018）



资料来源：GIIGNL，华泰证券研究所

全球 LNG 供给增速快于天然气消费量增速，供需宽松的形势将加强。据陈蕊和白桦《近年国际天然气市场回顾及 2025 年展望》（中国石油大学学报，2019 年第 35 期）及我们核对梳理，全球 2019 年在建、计划及完成前期工作的 LNG 项目合计 14 个，主要新增产能来自美国（1950 万吨/年），其次是澳大利亚（1250 万吨/年）。2020 年美国依然是新增产能的主要来源，预计美国新增产能 2370 万吨/年。根据 GIIGNL 数据，2018 年全球 LNG 液化总产能 4.1 亿吨/年，我们预计 2019 年新增产能 3250 万吨/年，增速达 8%，2020 年新增产能 2810 万吨/年，增速达 6%。

图表44： 2019 年 LNG 新增产能项目

国家	项目	生产线	设计能力/(万吨/年)
美国	Cameron LNG	T1	400
美国	Corpus Christi LNG	T1	450
美国	Elba Island LNG	T1-6	150
美国	Freeport LNG	T1	500
美国	Corpus Christi LNG	T2	450
俄罗斯	Portovaya LNG	T1	50
澳大利亚	Prelude FLNG		350
澳大利亚	Lchthys LNG	T1	450
澳大利亚	Lchthys LNG	T2	450
合计		14	3250

资料来源：陈蕊，白桦.近年国际天然气市场回顾及 2025 年展望[J].中国石油大学学报(社会科学版)，2019 年第 35 期；郜婕.全球 LNG 市场供应将持续宽松[J].中国石化杂志，2019 年 10 月刊；华泰证券研究所

图表45： 2020 年 LNG 新增产能项目

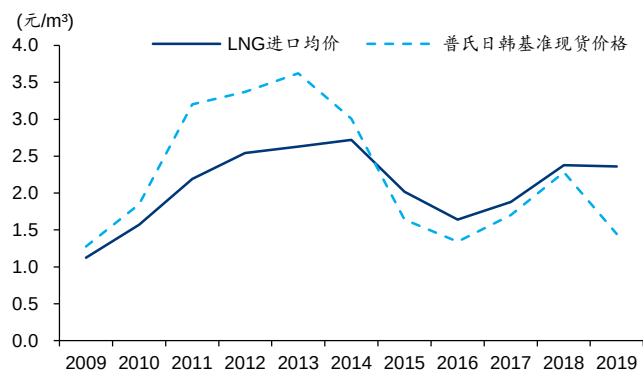
国家	项目	生产线	设计能力/(万吨/年)
美国	Cameron LNG	T2、T3	800
美国	Corpus Christi LNG	-	150
美国	Elba Island LNG	T7-10	100
美国	Freeport LNG	T2、T3	1020
美国	SabinePass LNG Debottleneck		300
俄罗斯	Portovaya LNG		150
俄罗斯	Yamal LNG	T4	90
马来西亚	PELNG Dua LNG		150
马来西亚	Oman LNG	T1	50
合计			2810

资料来源：陈蕊，白桦.近年国际天然气市场回顾及 2025 年展望[J].中国石油大学学报(社会科学版)，2019 年第 35 期；郜婕.全球 LNG 市场供应将持续宽松[J].中国石化杂志，2019 年 10 月刊；华泰证券研究所

供需宽松致使 LNG 现货价格承压

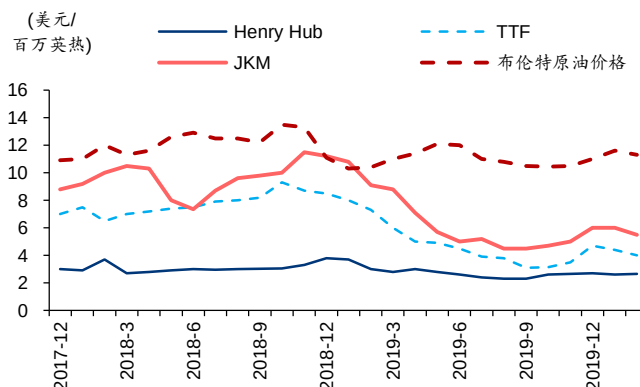
全球主要天然气和 LNG 基准价格出现下降。JKM 天然气现货价格(普氏日韩价格能源标杆)是亚太地区主要的 LNG 现货价格指标, 2018 年 2 月 JKM 达到 12 美元/MMBtu 的高点, 2019 年大幅下降, 2019 年 9 月跌至 5 美元/MMBtu, 2020 年以来由于供需宽松进一步下跌。与之对应, 中国 LNG 进口均价也有所下降, 从 2018 年的 2.38 元/方略下降至 2019 年的 2.36 元/方。

图表46: 中国 LNG 进口均价与普氏日韩基准现货价格



资料来源: 中国海关、BP 统计年鉴 2019、华泰证券研究所

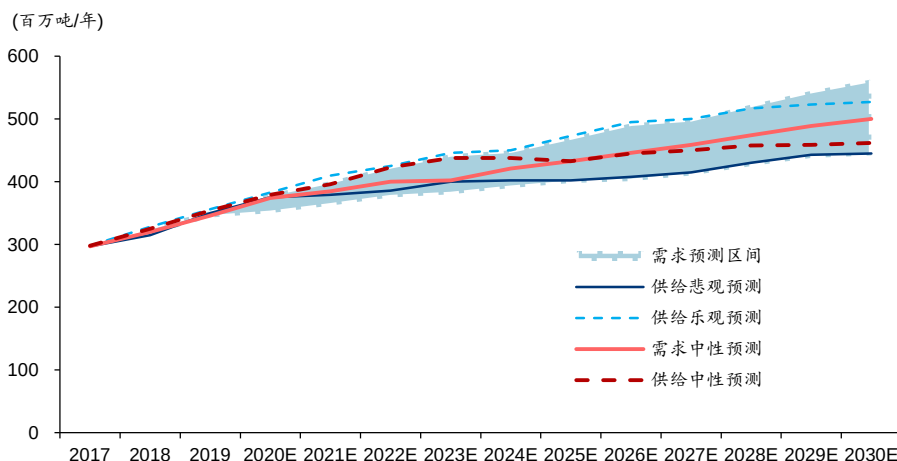
图表47: 全球主要天然气现货价格



资料来源: Platts、华泰证券研究所

未来五年 LNG 供大于求, LNG 现货价格承压。根据世界银行预测, 全球 LNG 供给从 2020 年开始将显著超过需求, 供需过剩将到 2025 年才会基本消除, 对应 2020-2024 年五年 LNG 价格都处于供大于求状态, LNG 现货价格将持续承压。近 10 年来, 全球 LNG 贸易中, 短期/现货品种的占比已经大幅提高, 现货价格对全球天然气平均价格的影响权重提升。LNG 现货价格的下跌, 将拉动全球天然气平均价格的下降。

图表48: LNG 供需情景分析



资料来源: 世界银行、TLG Analysis、华泰证券研究所

我国进口天然气有望步入“低参数”时代

进口管道气：高油价决定高参数

进口管道气的价格存在明显的差异，是因为进口管道气定价公式中的参数设定不同。我们关心的是，签订协议时，不同的油价水平是否会影响定价公式的参数，从而对后续的进口管道气价格产生持续性影响。

进口管道气首年高油价对应当前高气价。俄气进口的供应协议在 2014 年 5 月签订，当时的油价超过 100 美元，但是 2019 年 12 月首批进口的俄气报关价格仅有 1.44 元/方，说明进口管道气的定价公式，是通气之前确定的，而非签订协议的时候确定。由于无法掌握进口管道气的详细定价公式，我们以进口管道气首年的布伦特油价均价作为进口管道气挂钩的油价水平。分析发现，一般来说进口管道气通气当年的油价越高，则当前的进口天然气价格越高，侧面印证了表明高油价背景下产生了更高的定价公式参数。

图表49：进口管道气价格分析

管道气进口国	2019 年 12 月进口价格 (元/方)	通气年份	通气年份布伦特油价 (美元/桶)
缅甸	2.37	2013	109
乌兹别克斯坦	1.54	2012	112
土库曼斯坦	1.72	2009 (一期)	63
		2014 (二期)	99
哈萨克斯坦	1.47	2014 (一期)	99
		2018 (二期)	72
俄罗斯	1.44	2019	64

资料来源：彭博、中国海关、华泰证券研究所

进口 LNG：高油价决定高斜率

跟以上分析相同，如果所有进口 LNG 的定价公式一致，则同一个时间点所有的进口 LNG 的价格应该是相同的，进口 LNG 价格差异说明定价公式的参数存在差异。我们同样关心的是，签订协议时，不同的油价水平是否会影响定价公式的参数，从而对后续的进口 LNG 价格产生持续性影响。

目前中国进口 LNG 主要来自澳大利亚和卡塔尔，中长协以直线型协议为主，对应固定的公式参数，因此协议签订当年的油价对定价公式影响较大。**高油价下的 LNG 定价斜率更高。**分析发现，参考年份的油价越高，则定价公式的斜率越高。这表明，在油价高的年份签订的 LNG 长协，有着更高的斜率。高参数导致即使油价大幅下跌，高斜率的进口气价相对低斜率协议依然更高。

图表50：进口 LNG 气价格分析

LNG 进口国	长约类型	测算定价公式斜率	2018 进口均价 (元/方)	主要协议签署年份	期间油价均值 (美元/桶)
卡塔尔	直线型	17%	2.65	2008	99
澳大利亚	直线型	14%	2.29	2008-2011	88

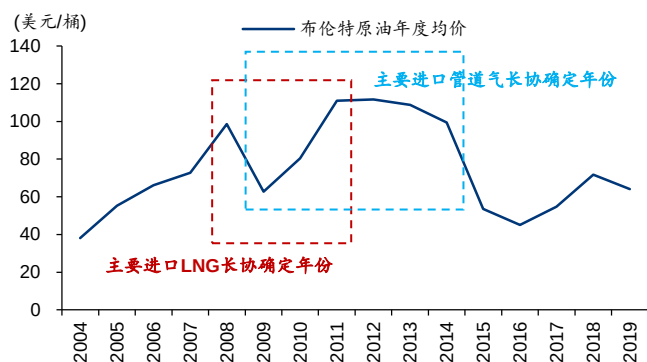
资料来源：GIIGNL、中国海关、华泰证券研究所

油价中枢下降叠加现货占比提升，进口天然气有望步入低参数时代

中国主要进口气长协公式在高油价背景下确定。中国进口管道气主要长协公式的确定年份在 2009-2014 年，对应油价中枢大约 90-110 美元/桶；进口 LNG 主要长协公式的确定年份在 2008-2011 年，对应油价中枢 80-100 美元/桶。因此，中国现有进口气长协公式确定的时间是油价高位的 2009-2014 年，导致定价公式中的参数赋值偏高，油价大幅下跌后，长协气将比现货贵，高参数长协气比低参数的长协气贵。

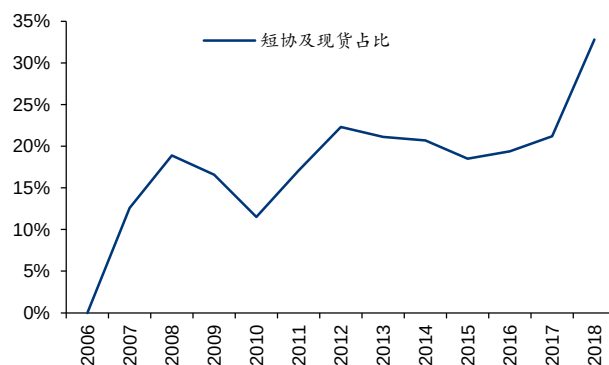
随着油价中枢下降，新长协有望步入“低参数”时代。美国页岩油革命带来大量低成本的原油供应，供给曲线平坦化决定油价中枢下降。在低油价背景下，中国新增的天然气长协将受益于低参数，未来石油价格即使上涨，低参数下的长协进口气的价格也会更低。**现货占比上升，长协稀缺性下降，定价参数承压。**2018 年中国短协及现货的占比达到 33%，国内企业购买天然气的选择变多，如果长协价格较现货明显贵，企业可以选择购买现货而不签长协。我们认为，未来五年现货价格承压也决定了长协定价参数承压。

图表51： 布伦特油价年度均价



资料来源：Wind、华泰证券研究所

图表52： 中国进口 LNG 中短协及现货占比



资料来源：TLG Analysis、华泰证券研究所

“低参数”或将驱动 LNG 接收站利润弹性——以深燃为例

我们对深圳燃气天然气储备与调峰库工程项目（LNG 接收站）进行测算。根据深圳燃气 2019 年 8 月 19 日发布的 2019-036 号公告披露，深圳市天然气储备与调峰库工程项目主要建设内容包括：在深圳市大鹏新区葵涌街道下洞建设一座 8 万立方米的液化天然气（LNG）储罐、气化能力为 24 万方/小时的气化系统及相应配套设施，项目投资总额为 147,795 万元。同时配套天然气高压管道支线项目投资总额为 19,489 万元，两个项目投资总额合计为 167,284 万元。根据我们的调研信息，深圳燃气 LNG 接收站采取的是独立贸易商运营模式，暂不对第三方开放，项目达产之后，成本端主要为海外气源采购、LNG 接收站运营支出（人工、水电、流动资金财务费用等）以及项目折旧；收入端仅为 LNG 或者气态天然气销售收入。

根据我们对深圳燃气等燃气企业的调研信息，结合广东地区工业燃气与民用燃气的市场售价等信息，我们对上述四个变量进行如下初始设置：

- (1) LNG 接收站利用率为 80%；
- (2) 进口 LNG 价格为 1.45 元/立方米（根据 Bloomberg，2019 年普氏基准 LNG 现货价为 6 美元/百万英热单位，人民币兑美元汇率设定为 1: 6.9）；
- (3) LNG 销售价格为 2.77 元/立方米（根据上海石油天然气交易中心数据，目前广东地区 LNG 出厂价格为 3819 元/吨，1 吨 LNG=1380 立方米）；
- (4) 气态天然气售价为 2.2 元/立方米（根据我们调研数据，参考目前广东地区下游气电厂燃气销售价）；
- (5) 项目运营期间，40%的周转量按照液来液走形式进行销售；在上述运营数据、变量设定的基础上可以测算出该项目的现金流及净现值数据，具体如下表。经过测算，在项目初始投资 16.73 亿元、行业基准投资收益率 10%的条件下，测算得该项目累计净现值为 26 亿元，项目 IRR 达到 20%，投资回报期为 4 年，NPV 达到 9.3 亿元。

图表 53：深圳燃气 LNG 接收站项目现金流与净现值测算（亿元）

年份	-3	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
现金流入	0	0	0	0	9	14	18	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	24	
销售收入	0	0	0	0	9	13	18	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	
现金流出	3	6	6	2	7	10	14	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	
建设投资	3	6	6																										
流动资金				0																									
经营成本					5	8	11	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	
税金及附加					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
增值税					1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
所得税					0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
还本付息					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
NCF	-3	-6	-6	-2	3	4	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	7	
累计 NCF	-3	-6	-12	-13	-11	-7	-2	3	9	15	21	26	32	38	43	49	55	61	66	72	78	83	89	95	101	106	112	118	124
净现值	-4	-6	-5	-1	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1
累计净现值	-4	-6	-11	-13	-11	-8	-5	-2	1	4	6	8	10	12	14	15	17	18	19	20	21	22	23	23	24	25	25	26	26

注：1) 折现率采用行业基准收益率 10%；2) 以投产第一年为 1；

资料来源：华泰证券研究所

我们同时对深燃接收站进行敏感性测算，因为深燃目前暂无签订中长约，故其 LNG 进口成本随亚太 LNG 现货价格波动。根据我们测算，LNG 进口现货价格每降低 5%，约增厚接收站净利润 4800 万元。2020 年 1 月 9 日发布的 2020-001 号公告披露 2019 年归母净利润为 10.55 亿，接收站净利润增厚 4800 万元占 2019 年归母净利润的 4.5%。

图表54： 现货价格对深圳燃气 LNG 接收站净利润敏感性测算

LNG 进口现货价格 (元/方)	销售收入 (万元)	经营成本 (万元)	折旧与摊销 (万元)	利润总额 (万元)	净利润 (万元)
1.60	219,360	145,109	6,691	45,449	34,087
1.52	219,360	138,709	6,691	51,849	38,887
1.45	219,360	132,309	6,691	58,249	43,687
1.38	219,360	125,909	6,691	64,649	48,487
1.31	219,360	119,509	6,691	71,049	53,287

注：该测算为 LNG 接收站稳态期相关财务数据测算

资料来源：彭博、中国海关、公司公告、华泰证券研究所

图表55： 现货价格对深圳燃气 LNG 接收站盈利能力敏感性测算

LNG 进口现货价格变动	LNG 进口现货价格 (元/方)	IRR	稳态净利润率	净利润变动 (万元)
10%	1.60	18.0%	15.5%	-9600
5%	1.52	19.3%	17.7%	-4800
0	1.45	20.5%	19.9%	0
-5%	1.38	21.7%	22.1%	4800
-10%	1.31	22.8%	24.3%	9600

资料来源：彭博、中国海关、公司公告、华泰证券研究所

风险提示

1) 原油价格大幅波动风险。2020 年 3 月 8 日国际原油价格大幅下跌，主因沙特宣布增产叠加全球新型冠状病毒扩散等中短期因素所致。国际原油价格受国际原油供需、地缘政治等多重因素影响，后续油价仍存在大幅波动的风险。

2) 天然气消费增速放缓的风险。2017-2018 年受益于京津冀等地区各级政府大力推进煤改气政策落地，居民端和工业端燃气需求大为放量，带动我国天然气消费大幅增加。2019 年受管网检修、全国气温偏高、及储气库预存气释放等因素影响，我国天然气消费增速回落，如果后续相关环保政策落地低于预期，将会对天然气消费增速造成一定冲击。

免责声明

本报告仅供华泰证券股份有限公司（以下简称“本公司”）客户使用。本公司不因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于本公司认为可靠的、已公开的信息编制，但本公司对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告所载的意见、评估及预测仅反映报告发布当日的观点和判断。在不同时期，本公司可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。同时，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本公司力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供参考，不构成所述证券的买卖出价或征价。该等观点、建议并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对客户私人投资建议。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及作者均不承担任何法律责任。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

本公司及作者在自身所知情的范围内，与本报告所指的证券或投资标的不存在法律禁止的利害关系。在法律许可的情况下，本公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，也可能为之提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。本公司的资产管理部、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人等任何形式侵犯本公司版权。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“华泰证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权力。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

本公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格，经营许可证编号为：91320000704041011J。

全资子公司华泰金融控股（香港）有限公司具有香港证监会核准的“就证券提供意见”业务资格，经营许可证编号为：A0K809

©版权所有 2020 年华泰证券股份有限公司

评级说明

行业评级体系

一报告发布日后的 6 个月内的行业涨跌幅相对同期的沪深 300 指数的涨跌幅为基准；

一投资建议的评级标准

增持行业股票指数超越基准

中性行业股票指数基本与基准持平

减持行业股票指数明显弱于基准

公司评级体系

一报告发布日后的 6 个月内的公司涨跌幅相对同期的沪深 300 指数的涨跌幅为基准；

一投资建议的评级标准

买入股价超越基准 20%以上

增持股价超越基准 5%-20%

中性股价相对基准波动在-5%~5%之间

减持股价弱于基准 5%-20%

卖出股价弱于基准 20%以上

华泰证券研究

南京

南京市建邺区江东中路 228 号华泰证券广场 1 号楼/邮政编码：210019

电话：86 25 83389999 / 传真：86 25 83387521

电子邮件：ht-rd@htsc.com

深圳

深圳市福田区益田路 5999 号基金大厦 10 楼/邮政编码：518017

电话：86 755 82493932 / 传真：86 755 82492062

电子邮件：ht-rd@htsc.com

北京

北京市西城区太平桥大街丰盛胡同 28 号太平洋保险大厦 A 座 18 层

邮政编码：100032

电话：86 10 63211166 / 传真：86 10 63211275

电子邮件：ht-rd@htsc.com

上海

上海市浦东新区东方路 18 号保利广场 E 栋 23 楼/邮政编码：200120

电话：86 21 28972098 / 传真：86 21 28972068

电子邮件：ht-rd@htsc.com