



Research and
Development Center

我国各类气源成本及竞争力分析

2025年1月11日

证券研究报告

行业研究

行业深度研究

公用事业行业

投资评级 看好

上次评级 看好

左前明 能源行业首席分析师
执业编号: S1500518070001
联系电话: 010-83326712
邮箱: zuoqianming@cindasc.com

李春驰 电力公用联席首席分析师
执业编号: S1500522070001
联系电话: 010-83326723
邮箱: lichunchi@cindasc.com

邢秦浩 电力公用分析师
执业编号: S1500524080001
联系电话: 010-83326712
邮箱: xingqin hao@cindasc.com

唐婵玉 电力公用研究助理
邮箱: tangchanyu@cindasc.com

信达证券股份有限公司
CINDA SECURITIES CO., LTD
北京市西城区宣武门西大街甲 127 号金隅大厦 B 座
邮编: 100031

我国各类气源成本及竞争力分析

2025 年 1 月 11 日

本期内容提要:

- **2024 年复盘: 全球天然气消费复苏, 我国进口气量显著增长。**国际: 需求方面, 2024 年全球天然气消费量显著增长, 其中亚洲成为全球天然气消费量增长的重要拉动力; 近年来中国天然气消费增量较大, 在亚太区域的消费占比保持提升趋势。供给方面, 2024 年全球天然气产量增速有所恢复, “俄乌冲突”后的供给格局大调整阶段基本完成。LNG 贸易方面, 受限于 LNG 液化产能新增不足, 2024 年 LNG 贸易量维持缓慢增长。气价方面, 2024 年全球延续相对宽松的供需态势, 全年气价在波动中小幅上行; 展望未来, 伴随着全球 LNG 液化产能的陆续投放, 需求国的天然气价格中枢或将趋于下行, 同时亚欧与美国之间的气价差或将缩窄。国内: 2024 年国内天然气表观消费持续增长, 实现较高增速; 国产气量稳步增长, 进口气增速较高, 中中俄东线管道气及 LNG 进口均有较大增量。国内外天然气市场较为宽松的供需格局下, 我国市场化气源价格进一步下降。
- **我国各类气源成本及竞争力分析:** 我们计算并构建了 2020-2024 年华北、华东、华南三个我国沿海天然气重点消费区域的终端气源成本对比, 从对比结果来看, 我们总结归纳出几点重要结论:
 - 1、整体而言, 国产气在沿海地区的终端成本相对最低且稳定, 进口气的终端成本相对较高且波动较大。
 - 2、俄乌冲突后, 近两年我国进口气成本呈显著下行趋势, 已逐渐向国产气成本靠拢, 竞争力逐步增强。若未来几年国际油气价格下行, 我们认为进口气成本还有进一步下降的空间。
 - 3、华南、华东地区距国内主要天然气产地及进口管道气到岸边境较远, 国产及进口管道气终端成本较高, 进口 LNG 在以上两地的竞争优势相较华北更为明显, 盈利空间更大。
 - 4、作为我国 2024 至 2025 年重要的天然气增量来源, 中俄进口管道气在华北的竞争力较强, 而在华东的竞争力较弱, 我们预计至少未来一年内中俄进口管道气成本降幅有限, 长期来看若油价中枢下移, 其成本或呈缓慢下降趋势。
 - 5、2023-2024 年在油强气弱的国际能源价格走势下, 油价挂钩长协成本高居不下, HH 挂钩长协的成本优势凸显。我们判断, 在未来 2-3 年内油价中枢下行及亚欧与美国市场套利空间缩窄的预期下, 油价挂钩的长协竞争力优势或将逐步增强、具备相对气源优势。
- **城燃及资源商视角的气源竞争力展望: 从城燃采购角度来看,** 我们认为若未来油气价格趋于下行、天然气供需格局整体偏宽松, 管制气气价降幅有限, 供应比例或将逐渐减少, 非管制气合同价格有望呈下降趋势, 但在补贴中亚、中缅进口管道气销售亏损的需求、弥补因出售长输管网资产而减少的部分垄断收益、非管制气资源池中低成本进口气占比高等多重因素限制下, 其售价大幅下降或随油气价格降幅同步下降的可能性较小。非管制气定价中, 对于顺价及市场化定价的部分, 我们判断未来 2-3 年内该部分气源售价有望下降。综合我们对三大油非管制气合同价格及市场价格走势的判断, 我们认为, 未来 2-3 年内城燃公司上游采购成本有望呈下行趋势, 采购顺价或定价更为市场化的气源或对其成本改善幅度更大, 购气结构中市场化资源占比较大的城燃公司受益有望更加显著。**从资源商角度来看,** 国内管制气低价气源的占比逐渐下降, 市场化定价气源的占比趋势性提升, 上游气源的结构变化导致我国气价在被动中趋于市场化, 资源商可参与竞争的市场范围有望持续扩大。此外, 据我们不完全统计, 截至 2023 年我国城燃公司/集团在手 LNG 长协共有 30 单以上, 资源量合计超过 3000 万吨

/年（约合 420 亿方/年），其中已经在执行的长协资源量超过 1600 万吨/年（约合 220 亿方/年），待执行长协资源量超过 1400 万吨/年（约合 200 亿方/年）。其中，拥有美国 HH 价格挂钩的长协的公司为新奥股份、中国燃气、佛燃能源、广州发展、广东省能源集团；拥有近年油价挂钩长协的公司包括广东省能源集团、新天绿能、广州发展、广汇能源等。我们判断，未来 2-3 年内，HH 挂钩长协有望保持盈利性但盈利空间或将缩窄，油价挂钩长协盈利空间有望扩大，其中早期油价挂钩长协有望减亏，近期油价挂钩长协盈利能力有望进一步增强。

- **投资建议：**从华北、华东、华南三地气源终端成本来看，国产常规气成本最低，其次为非常规气；油、气价格挂钩的进口管道气及进口 LNG 长协、现货价格相对较高且变化较大。2023-2024 年在油强气弱的国际能源价格走势下，油价挂钩的长协成本高居不下，HH 挂钩的长协成本优势凸显。我们判断在未来 2-3 年内油价中枢下移及全球 LNG 供给端产能释放后亚欧与美国市场套利空间缩窄的预期下，油价挂钩的长协竞争优势或将逐步增强。从中下游城燃公司采购的角度来看，我们认为未来 2-3 年内城燃公司的购气成本仍有较大下行空间，价差也有望持续修复，其中中石油合同气价有望下行，但降幅有限，因此购气结构中市场化资源占比较大的城燃公司受益有望更加显著。从资源商的角度来看，上游气源的结构变化导致我国气价在被动中趋于市场化，可参与竞争的市场范围有望持续扩大，此外油价挂钩的长协盈利能力有望增强。然而，长期来看，在国际油气价格频繁波动、地缘政治局势多变的大环境下，对于 LNG 进口资源商来说，构建一个油气挂钩长协兼备的多元化上游资源池、分散单一能源品价格波动带来的风险或为长期更加重要的考量。**相关受益标的包括：**1) **拥有多元化资源池优势的全国性城燃公司：**新奥股份（A）（浙江舟山 LNG 接收站，144 万吨早期油价长协+90 万吨 HH 挂钩长协在执行+810 万吨 HH 及油价挂钩长协待释放）/新奥能源（H）、中国燃气（370 万吨 HH 挂钩长协待释放）。2) **背靠央企集团、拥有上游资源及下游拓展优势的全国性城燃公司：**昆仑能源（背靠国内最大天然气资源商中石油，气源优势强，购销价差稳定+下游气量增速高）、华润燃气（背靠华润集团，商业气量占比大，下游售气量增速快）。3) **拥有油、气挂钩长协资源的地方性燃气公司：**华南地区：佛燃能源（HH 挂钩长协）、九丰能源（早期油价挂钩长协+广东东莞 LNG 接收站）、深圳燃气；华北地区：新天绿能（近年油价挂钩长协+河北曹妃甸 LNG 接收站）。4) **地方性长输管线标的：**蓝天燃气、皖天然气、陕天然气。
- **风险因素：**地缘政治等因素影响下全球油气价格大幅波动；宏观经济大幅下滑导致国内天然气消费量增速不及预期；天然气价格机制改革实施进展不及预期。

目录

一、2024年复盘：中国需求拉动全球天然气消费复苏	6
1.1 国际：天然气消费量重回正增长，全年气价在震荡中小幅上行	6
1.2 中国：天然气消费量维持高增速，进口气量显著增长	8
二、我国各类气源成本及竞争力分析	10
2.1 我国气源结构：国产气占据主要地位，进口气占比持续提升	10
2.2 各类气源成本分析：国产气沿海终端成本显著低于进口气，油价挂钩长协竞争力或将增强	14
三、城燃及资源商视角的气源竞争力展望	22
3.1 我国天然气销售定价方式：我国天然气销售定价可大致分为管制气和非管制气两类	22
3.2 城燃采购角度：中石油非管制气价降幅有限，市场化气源成本改善幅度更为显著	24
3.3 资源商角度：气价在被动中趋于市场化，油价挂钩长协盈利能力有望增强	27
四、投资建议	31
风险因素	32

表目录

表 1：我国主要天然气进口管线情况	12
表 2：我国已投运及在建、扩建 LNG 接收站项目梳理（截至 2024 年 9 月）	13
表 3：国产及进口天然气成本计算公式	14
表 4：天然气主产区到沿海终端消费市场的运费情况（自 2024 年 1 月 1 日起）	15
表 5：我们对未来几年国际油气价格的假设	22
表 6：我国气源定价模式	23
表 7：2024 年中石油、中石化合同气定价表	23
表 8：中石油、中石化已剥离的管道资产统计	25
表 9：三大油 2018 年前签订且目前在执行的 LNG 长协情况统计	26
表 10：中国城燃公司/集团在手 LNG 长协情况（不完全统计）	30
表 11：可比公司估值表（截至 2025/1/3）	31

图目录

图 1：全球天然气消费量及增速（亿方）	6
图 2：全球主要地区天然气消费结构及亚欧消费量增速（亿方）	6
图 3：亚太地区分国别天然气消费量及中国占比（亿方）	6
图 4：2020-2025E 全球主要地区天然气消费量变动及预测（十亿方）	6
图 5：2014-2024M9 全球主要国家天然气产量（亿方）	7
图 6：2019-2025E 全球天然气供应量变动（十亿方）	7
图 7：2014-2023 年全球 LNG 出口结构及美国占比（亿方）	7
图 8：2025E-2028E 全球新增 LNG 液化产能分布（百万吨/年）	7
图 9：2020/03-2024/12 国际三大市场气价走势（美元/百万英热）	8
图 10：2024 年国际三大市场月均气价（美元/百万英热）	8
图 11：2011-2024M11 中国天然气表观消费量及增速（亿方）	9
图 12：2017-2024M11 中国国产及进口天然气供应量及增速（亿方）	9
图 13：2020/03-2024/12 全国 LNG 出厂价与 LNG 现货到岸价情况	9
图 14：2020/01-2024/11 我国进口 LNG 及管道气均价（美元/百万英热）	9
图 15：2023 年我国天然气供应结构（亿方）	10
图 16：2013-2024 年中国天然气供应结构及对外依存度（亿方）	11
图 17：我国天然气产量结构及非常规气占比（亿方）	11
图 18：我国主要天然气气田分布图	11
图 19：我国主要天然气管网图	11
图 20：2017-2023 年中亚、中俄、中缅进口管道气运量（亿方）	12
图 21：中亚进口管道气回归公式的拟合情况	15
图 22：中俄进口管道气回归公式的拟合情况	15
图 23：2020-2024E 华北终端的各类气源成本及竞争力对比（元/方）	16
图 24：2020-2024E 华东终端各类气源成本及竞争力对比（元/方）	16
图 25：2020-2024E 华南终端的各类气源成本及竞争力对比（元/方）	17
图 26：国产天然气上游开采成本（元/方）	18
图 27：进口气到岸成本（2024E，不含税费，元/方）	18
图 28：2020 年以来布伦特油价、中国 LNG 进口到岸价及 HH 月度价格走势	19
图 29：2013-2024M11 我国月度 LNG 进口量（亿方）	19
图 30：华北、华东、华南三地国产气及进口管道气终端成本对比（2024E，元/方）	19
图 31：华北、华东、华南三地 LNG 价格指数对比（元/吨）	19

图 32: 华北、华东地区中俄管道气与其他进口气价对比 (元/方)	20
图 33: 2022-2025E 中俄东线管道气供应量及预期 (亿方)	20
图 34: 不同油气价格水平下 HH 挂钩长协及油价挂钩长协对应到岸成本 (不含税费, 美元/百万英热)	21
图 35: 基于我们油气价格假设情景下 2025E-2027E 华东地区进口气源终端成本及竞争力的对比 (含税费, 元/方)	22
图 36: 2011-2023 年中石油国产气及进口气经营利润 (亿元)	24
图 37: 2013-2016 年中石油进口气分类亏损金额	24
图 38: 2018-2024H1 港股全国性城燃公司采购成本变化 (元/方)	27
图 39: 2018-2024H1 港股全国性城燃公司平均价差变化 (元/方)	27
图 40: 不同油气价格下长协终端销售成本与中石油合同内非管制气售价对比 (华东区域, 含税费, 元/方)	27
图 41: 2022-2024 年中石油非采暖季管制气与非管制气资源分配比例	28
图 42: 2019-2023 年我国管制气气源量及占比 (亿方)	28
图 43: 不同气价假设下 HH 挂钩长协与 LNG 现货到岸价的价差 (美元/百万英热)	29
图 44: 不同油价假设下近期油价挂钩长协与 LNG 现货到岸价的价差 (美元/百万英热)	29
图 45: 不同油价假设下早期油价挂钩长协与 LNG 现货到岸价的价差 (美元/百万英热)	29

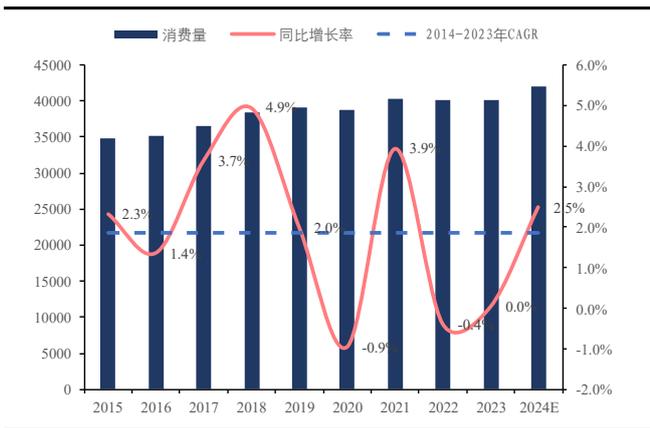
一、2024 年复盘：中国需求拉动全球天然气消费复苏

1.1 国际：天然气消费量重回正增长，全年气价在震荡中小幅上行

需求：2024 年全球天然气消费量重回正增长，亚洲是需求增长的主要拉动力。2022 年“俄乌冲突”以来，全球天然气消费量连续两年基本持平。尽管 2023 年国际气价明显回落，但天然气消费量未见显著修复（同比仅微增 0.04%）。分区域来看，2023 年欧洲天然气消费量同比下降 6.9%，大幅减量 343 亿方；亚太、中东及北美地区仍有明显的需求增长，2023 年同比增速分别为 1.6%/2.0%/1.0%，增量分别为 151/116/104 亿方。2024 年前三季度，全球天然气消费量同比增长 2.8%，高于前 9 年的 CAGR 1.86%，主要受益于欧洲天然气消费下降趋势的放缓以及亚洲较为强劲的需求复苏。根据 IEA 的预计，2024 年全年，全球天然气消费量将同比增长 2.5%。此外，IEA 预计 2025 年亚洲仍将延续全球天然气增长的主要拉动力，中东地区消费量也将保持稳步增长，而欧洲消费增速则有望由下滑转为小幅正增长。

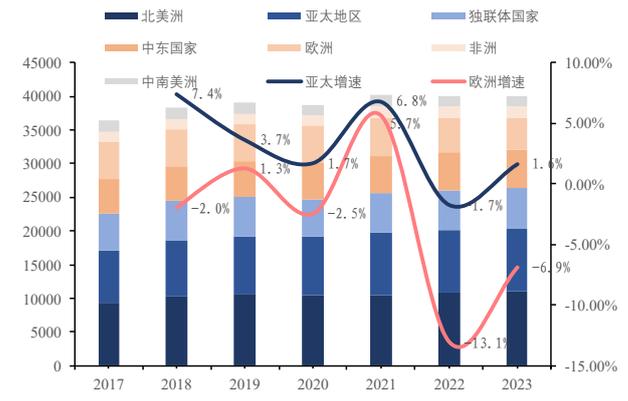
近年来中国天然气消费增量较大，在亚太区域的消费占比保持提升趋势。2014-2023 年中国天然气消费量保持快速增长，在亚太地区的天然气消费量占比连年上升，至 2023 年已达到 43.28%，成为亚太地区天然气消费第一大国以及推动亚太乃至全球天然气消费量增长的重要动力。

图 1：全球天然气消费量及增速（亿方）



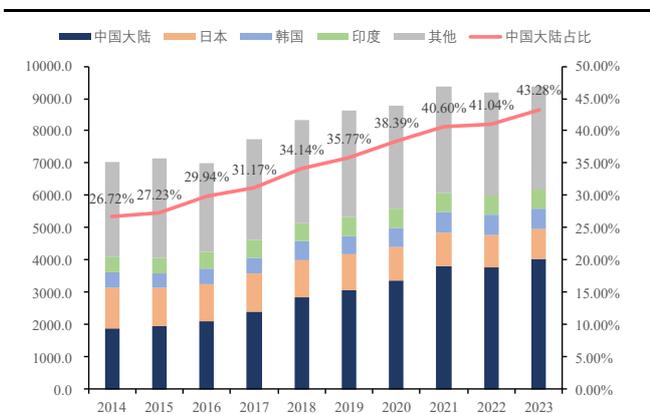
资料来源：EI，信达证券研发中心

图 2：全球主要地区天然气消费结构及亚欧消费量增速（亿方）



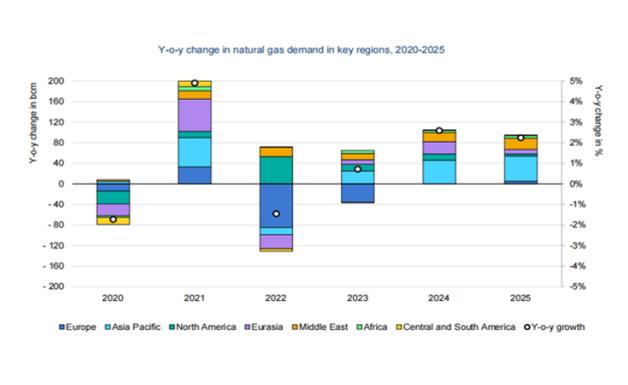
资料来源：EI，信达证券研发中心

图 3：亚太地区分国别天然气消费量及中国占比（亿方）



资料来源：EI，信达证券研发中心

图 4：2020-2025E 全球主要地区天然气消费量变动及预测（十亿方）

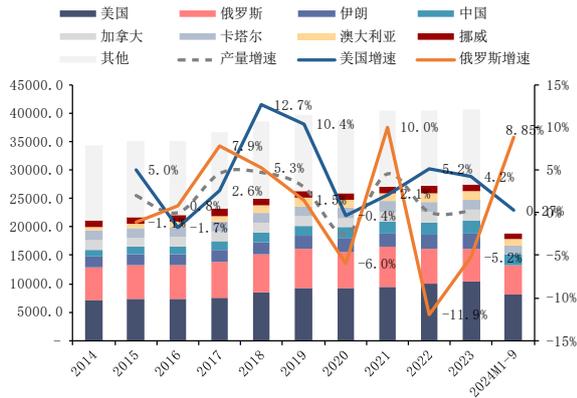


资料来源：IEA，信达证券研发中心 注：2020-2023 为实际值，2024-2025 为 IEA 预测值

供给：2024 年全球天然气产量增速有所恢复，“俄乌冲突”后的供给格局大调整阶段基本

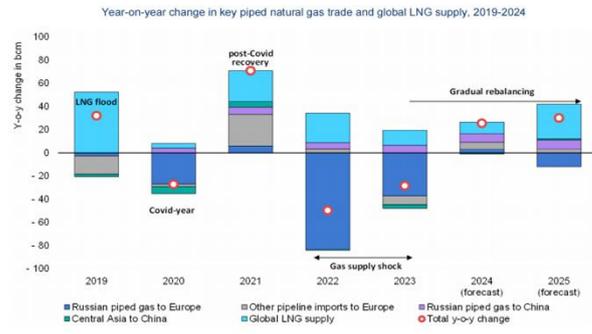
完成。2022-2023 年全球天然气总产量增速仅分别为 0.12%/0.26%，但其中俄罗斯产量分别大幅下降 11.14%/4.77%（减量 838/320 亿方），同时美国、中东及中国的增产弥补了俄罗斯的供给减量，在高气价、高油价背景下美国天然气大幅增产，增速分别高达 3.72%/5.80%（增量分别为 489/419 亿方）。2024 年以来，全球天然气供给格局大调整的阶段基本完成，全球产量增速有所恢复，据 IEA 预计 2024 年全球天然气产量增长约 1.65%。分区域来看，美国 2024 年以来受 HH 价格低迷影响，产量增速放缓（2024M1-9 同比仅 0.27%）；俄罗斯在对华出口管道气增加下产量有所修复，2024M1-9 产量同比正增长 8.85%。展望未来，我们预计随着 2025-2027 年新一批 LNG 液化出口设施的投产，美国天然气产量有望重回较快增速，带动全球天然气供给趋于宽松。

图 5：2014-2024M9 全球主要国家天然气产量（亿方）



资料来源：EI, JODI-Gas, 国家统计局, 信达证券研发中心

图 6：2019-2025E 全球天然气供应量变动（十亿方）



资料来源：IEA, 信达证券研发中心 注：2020-2023 为实际值，2024-2025 为 IEA 预测值

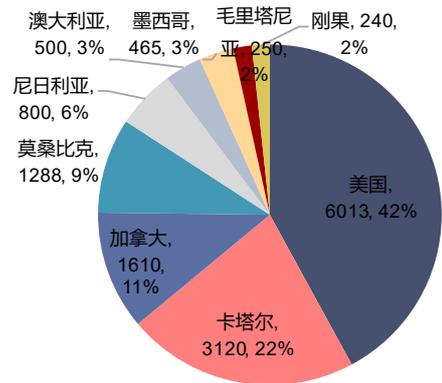
LNG 贸易：受限于 LNG 液化产能新增不足，2024 年 LNG 贸易量维持缓慢增长。由于 2024 年全球 LNG 新投产产能有限，全球 LNG 供应增速较低，2024 年前三季度增速仅为 2%，据 IEA 预计全年 LNG 贸易量增速维持在 2%左右（与 23 年持平）。IGU 预计 2025-2027 年，北美、中东等国家/地区的在建 LNG 液化项目有望相继投产，全球 LNG 贸易量有望恢复高增速。

图 7：2014-2023 年全球 LNG 出口结构及美国占比（亿方）



资料来源：EI, JODI-Gas, 信达证券研发中心

图 8：2025E-2028E 全球新增 LNG 液化产能分布（百万吨/年）



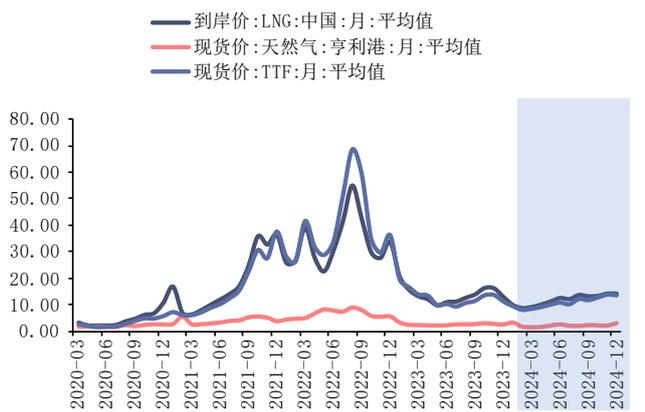
资料来源：IGU, 中国石化经研院公众号, Upstream, 美通社, GCaptain Daily, Wood Mackenzie, 信达证券研发中心

气价复盘：2024 年全球延续相对宽松的供需态势，全年气价在波动中小幅上行。2024 年中国到岸气价及欧洲 TTF 气价在 8-14.5 美元/百万英热区间内波动，全年前低后高、进入旺季后震荡上行。中国 LNG 现货到岸全年均价 12 美元/百万英热，欧洲 TTF 全年均价约 11 美元

/百万英热。而美国 HH 气价全年在 1.5-3.5 美元/百万英热区间内波动，全年气价中枢约 2.2 美元/百万英热。**分市场来看：**1) 欧洲、亚洲为全球 LNG 的主要流向地，对气源的竞争关系导致气价联动性较强。2024 年以来亚洲需求增长大幅好于欧洲，亚洲相对于欧洲的溢价持续存在。而四季度以来，由于欧洲大部分地区气温下降、采暖用气需求提振，同时风力发电量疲软、燃气发电需求预期上升，多重因素的共同作用下，欧洲天然气消费量增长，去库速度加快，欧洲气价边际抬升，与中国到岸价的价差显著缩水。2) 美国市场方面，年初采暖季后美国气价走势相对萎靡，年中跌破部分厂商盈亏平衡点导致减产，下半年气价回升至 2 美元/百万英热以上。四季度开始，美国气温下降、飓风导致墨西哥湾部分油气生产设施受影响，叠加特朗普当选美国总统后美国 LNG 出口量增长的预期增强，美国 HH 气价有明显上行。

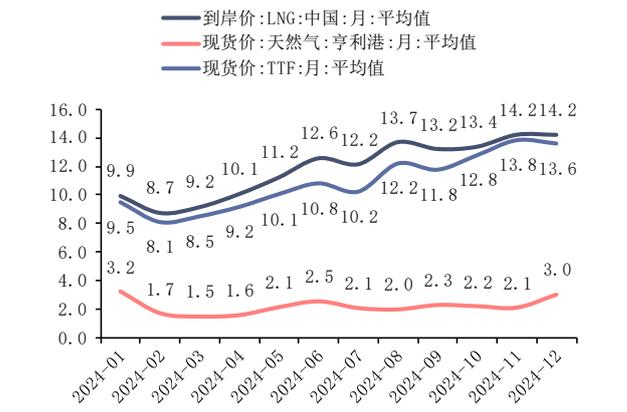
展望未来，伴随着全球 LNG 液化产能的陆续投放，需求国的天然气价格中枢或将趋于下行，同时亚欧与美国之间的气价差或将缩窄。我们预计未来 2-3 年亚欧气价中枢将呈现下行趋势，有望降至 8-10 美元/百万英热。而美国受益于出口能力的增强，HH 气价中枢有望稳中有升，考虑到由于美国本土天然气产量的价格弹性较大以及特朗普上任后将鼓励传统能源增产，我们预计 HH 气价中枢将提升至 2.5-3.5 美元/百万英热。

图 9：2020/03-2024/12 国际三大市场气价走势（美元/百万英热）



资料来源 iFinD，信达证券研发中心

图 10：2024 年国际三大市场月均气价（美元/百万英热）



资料来源 iFinD，信达证券研发中心

1.2 中国：天然气消费量维持高增速，进口气量显著增长

需求：2024 年国内天然气表观消费增速进一步提升。我国天然气表观消费量在经历 2022 年的下滑后，在 2023 年重回增长态势，2024 年国内天然气表观消费增速进一步提升。2024 年 1-11 月，全国天然气表观消费量 3885.7 亿方，同比增长 8.9%，增量约 317.6 亿方。

供应：2024 年 1-11 月我国天然气总供应量 3929.4 亿方，其中中国产气占比 57.2%，进口管道占比 24.8%，进口 LNG 占比 18%。1) 国内产量方面，2024 年国内天然气产量继续稳步增长。2024 年 1-11 月，规模以上工业天然气产量 2246 亿立方米，同比增长 6.4%，增量约 135.1 亿方。2) 进口气方面，2024 年中俄东线管道气及 LNG 进口均有较大增量。2024 年 1-11 月进口天然气 12024 万吨（约合 1638.4 亿方），同比增长 12%，增量约 180 亿方；其中进口管道气 5063 万吨（约合 708.8 亿方），同比增长 14%，增量约 87 亿方；进口 LNG 6961 万吨（约合 974.5 亿方），同比增长 10.5%，增量约 93 亿方。2024 年我国天然气进口增量主要来源于中俄东线输气量以及 LNG 进口量的大幅增加。其中，2024 年以来中俄东线进口增

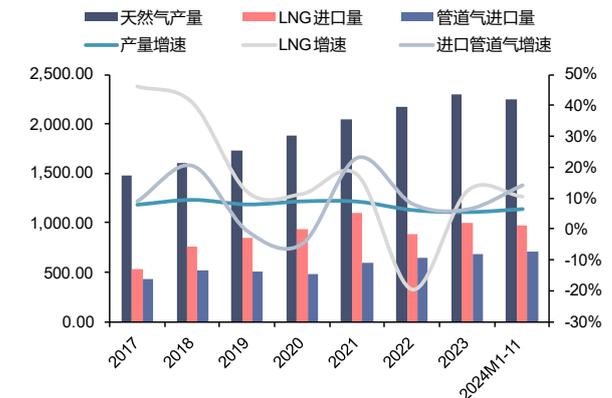
量约 70 亿方，且 2025 年中俄东线有望达产 380 亿方，继续贡献增量 80 亿方左右。

图 11: 2011-2024M11 中国天然气表观消费量及增速 (亿方)



资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

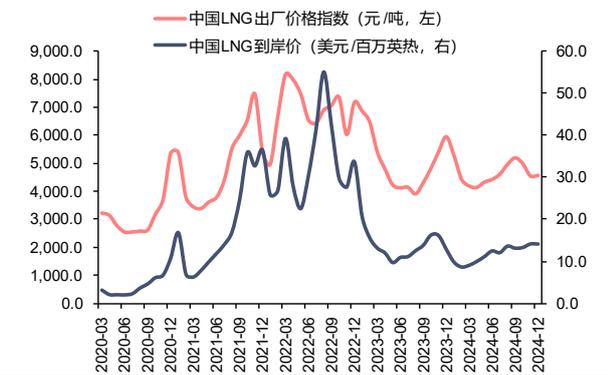
图 12: 2017-2024M11 中国国产及进口天然气供应量及增速 (亿方)



资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

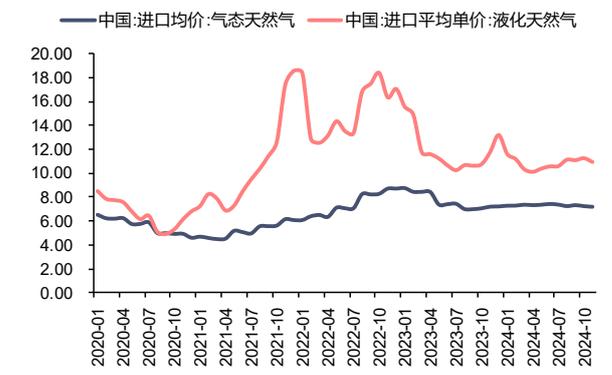
气价: 2024 年我国市场化气源价格进一步下降。2024 年我国市场化气源价格均有下降，其中进口气方面，我国进口管道气采购采用长协模式，价格波动幅度小，2024M1-11 均价为 7.28 美元/百万英热 (约合 1.9 元/方)，同比仅下降 4.9%。进口 LNG 降幅较大，2024M1-11 进口 LNG 平均单价 (含长协及现货) 为 10.87 美元/百万英热 (约合 2.8 元/方)，同比下降 8.1%；其中，现货到岸均价降幅更为显著，2024 年 LNG 进口到岸均价 11.9 美元/百万英热 (约合 3.1 元/方)，同比下降 14.1%。我国天然气对外依存度高，国内、国外气价联动性较强，我国 LNG 出厂价与 LNG 现货到岸价走势基本一致，波动幅度稍小，2024 年全国 LNG 出厂均价 4631.3 元/吨 (约合 3.3 元/方)，同比下降 7.9%。

图 13: 2020/03-2024/12 全国 LNG 出厂价与 LNG 现货到岸价情况



资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

图 14: 2020/01-2024/11 我国进口 LNG 及管道气均价 (美元/百万英热)



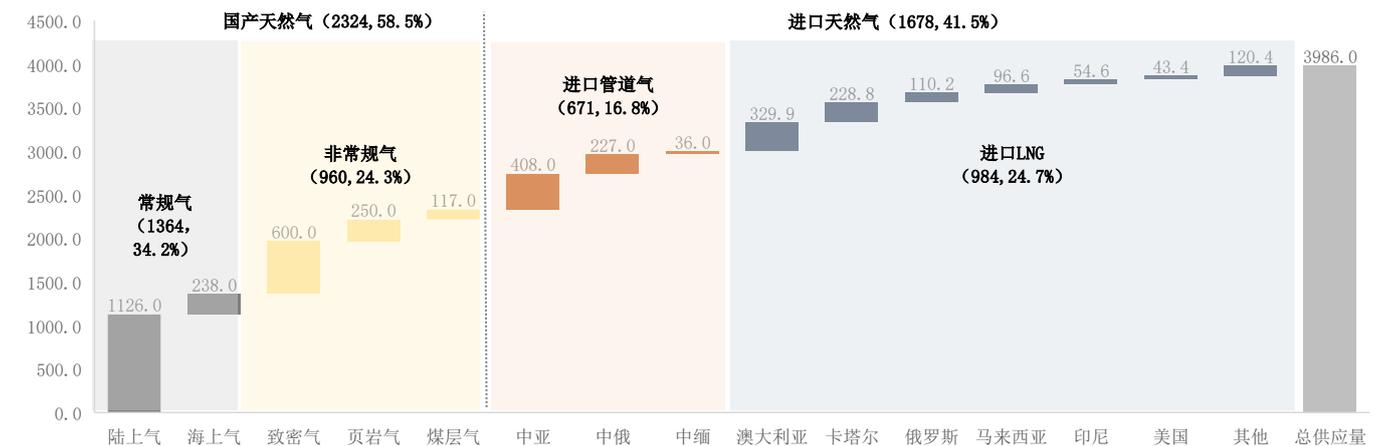
资料来源: Wind, 信达证券研发中心

二、我国各类气源成本及竞争力分析

2.1 我国气源结构：国产气占据主要地位，进口气占比持续提升

国产气在我国天然气供应中占据主要地位，占比近60%，进口气占比在40%左右。2023年我国天然气生产总量为2324亿方，约占总供应量的58.5%，其中常规气1364亿方，占比34.2%；非常规气超过960亿方，占比24.3%。此外，我国进口天然气1678亿方，占比41.5%，其中进口管道气671亿方，占比16.8%，主要来自中亚、俄罗斯、缅甸等地区和国家，进口LNG 984亿方，占比24.7%，主要来自澳大利亚、卡塔尔、俄罗斯、马来西亚、印尼及美国等。

图 15：2023 年我国天然气供应结构（亿方）

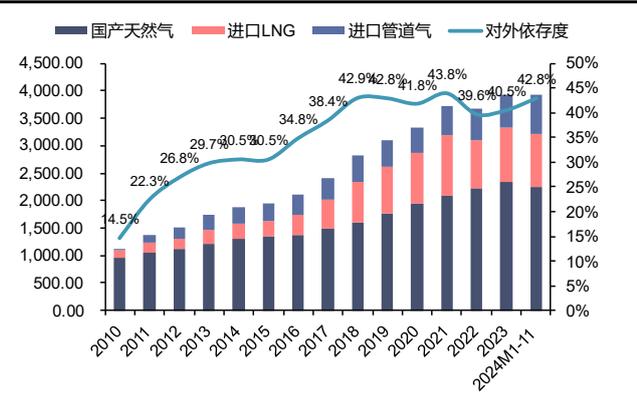


资料来源：国家能源局，经济参考网，中国智库网，俄罗斯卫星通讯社，中国石油新闻中心，中国石油石化，信达证券研发中心 注1：由于统计口径不同，加总计算出的总供应量与统计局发布的表观消费量略有出入；注2：海上气产量为年末预计数值，非实际产量；注3：常规气量为天然气产量-非常规气量算出；注4：煤制气未被统计在非常规气产量中；注5：中缅管道气量为进口管道气总量-中俄进口气量-中亚进口气量计算

近年来国产常规气量增速显著放缓，国产气增量主要依托非常规气上产来实现。随着我国高品位常规油气资源的开采消耗，常规天然气产量增速显著放缓，2016-2023年我国常规气CAGR为4.3%，与此同时，受益于非常规气开采技术突破及政策支持，我国非常规气产量快速扩张，2016-2023年非常规气CAGR达到15.6%。2023年我国非常规天然气产量突破960亿立方米，同比增长约14%，占我国天然气总产量的比重已由2016年25.3%提升至43%。

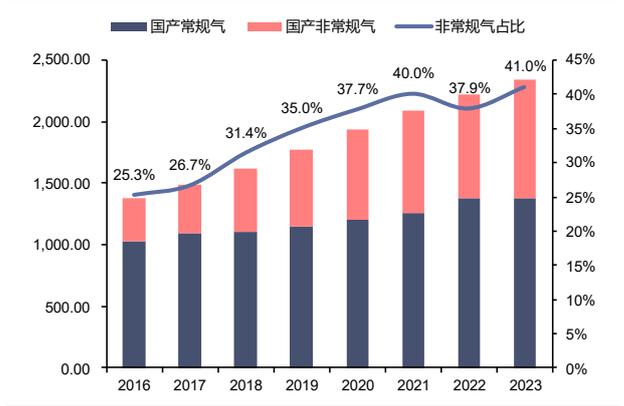
我国进口天然气量显著增长，对外依存度在经历2022年的短暂下降后重回抬升趋势；近年来中俄管道气量爬坡提供进口管道气供应增量，我们预计未来几年国内消费增量主要依靠国内LNG进口增长及非常规气增产来满足。随着我国经济的持续发展以及能源转型的深入推进，我国天然气消费量快速增长，显著超过了国产气量的增长，由此产生的供需缺口导致我国天然气进口量大幅增加，其中贸易更加灵活的LNG增长最为强劲，2013-2023年我国LNG进口量CAGR达到14.6%；于此同时，我国天然气对外依存度也随之上升，尽管在2022年受到极端高气价的影响，对外依存度出现了短暂的下降，但随后又重回增长态势，2024年1-11月我国天然气对外依存度已达42.8%。2019年以来主要受益于中俄天然气管道投产后输气量逐年爬坡，带动我国进口管道气量显著增长，我们预计该管线将于2025年达产；未来几年内暂无进口管道投产，我们预计未来几年国内消费增量主要依靠国内LNG进口增长及非常规气增产来满足，尤其随着以美国、卡塔尔为代表的LNG出口大国增量产能的逐步释放，我国LNG进口量有望进一步增长，进口结构中美国LNG气量占比或将持续提升。

图 16: 2013-2024 年中国天然气供应结构及对外依存度 (亿方)



资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

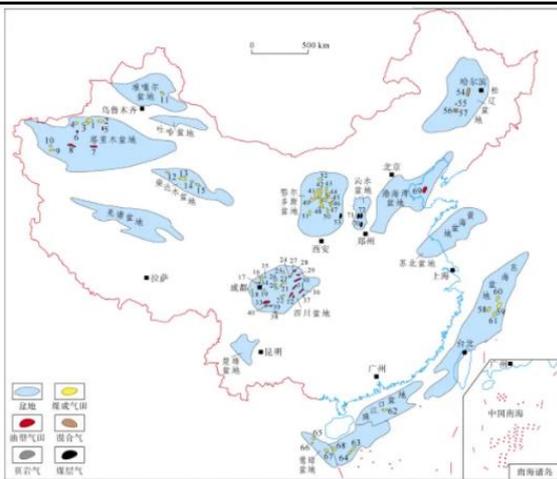
图 17: 我国天然气产量结构及非常规气占比 (亿方)



资料来源: iFinD, 新华社客户端, 上海石油天然气交易中心, 中国石油新闻中心, 石油商报, 国家能源局, 邹才能等《中国天然气发展态势及战略预判》, 邹才能等《非常规油气勘探开发理论技术助力我国油气增储上产》, 邹才能等《中国非常规油气沉积学新进展》, 信达证券研发中心

我国陆上主要在产气田多分布于中西部地区, 如西北、西南以及晋陕蒙地区, 而主要天然气消费市场位于东部沿海。国产陆上气的供需存在空间错配问题, 主要气田产出的天然气需通过长输管线输送至沿海终端消费市场。受天然气资源分布的影响, 我国陆上主要在产气田多位于中西部地区, 如我国常规陆上气主要产自新疆及四川盆地, 致密气主要产自鄂尔多斯盆地, 页岩气主要产自鄂尔多斯盆地及四川盆地, 煤层气主要产自山西的沁水盆地。主要陆上气田距东部沿海较远, 需经西气东输、川气东送、陕京线等跨省长输管线运至东部沿海终端消费市场。此外, 我国主要海上在产气田主要分布于渤海及南海, 可直接通过海底管道上岸供应华北、华南地区。

图 18: 我国主要天然气气田分布图



资料来源: 煤炭科学研究总院, 石油勘探与开发, 信达证券研发中心

图 19: 我国主要天然气管网图



资料来源: 前瞻产业研究院, 信达证券研发中心

我国目前主要从三个国家/地区进口管道天然气, 分别为中亚、俄罗斯以及缅甸。1) 从中亚进口的天然气管道目前在运 3 条, 分别为中土天然气进口管道 A/B/C/线, 从新疆霍尔果斯口岸入境, 通过西气东输一至三线运往华北、华东及华南地区。管道设计产能 550 亿方/

年，近年来运量维持在 400 亿方左右，但由于中亚产气国自身用气量的增长以及俄乌冲突后天然气出口结构的调整，近年来对华供气量有下滑趋势。2) 从俄罗斯进口的天然气管线为中俄天然气东线，由黑龙江黑河口岸入境，经由中俄东线国内段运往华北及华东地区。管道设计年输送能力 380 亿方，2019 年投产后产能处于快速爬坡的过程中，2023 年运量 227 亿方，该管线已于 2024 年底全线贯通并达到设计日产能，我们预计 2024 年中俄东线运量将达 300 亿方，2025 年有望满产 380 亿方。3) 从缅甸进口管道气的管线为中缅天然气管道，由云南德宏入境，大部分在云南省内消化，其余气量经由中缅线国内段运往广西。管道设计运量 120 亿方/年，但由于定价较高、地缘政治等因素，该管线自 2014 年投产后运量一直保持在 30-40 亿方左右，暂无增量预期。

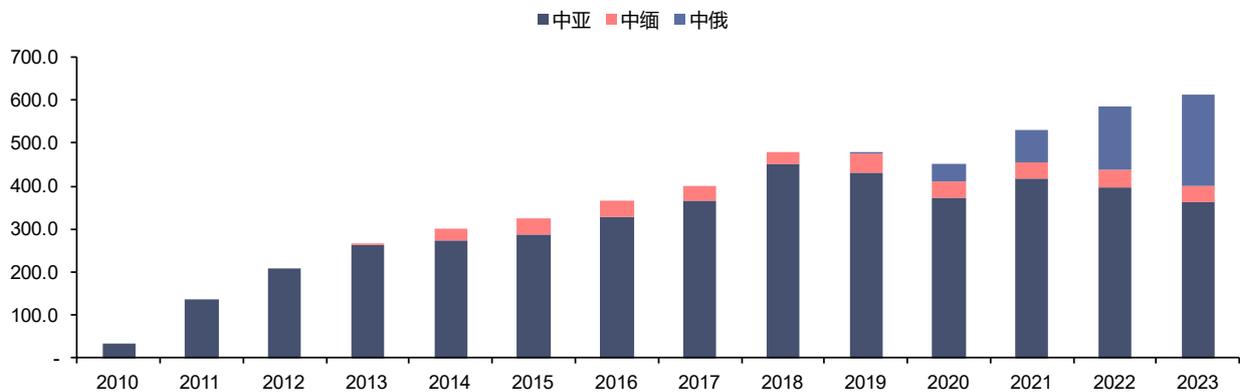
除在运管线外，我国还有 1 条中亚在建管线以及 2 条中俄待建管线，分别为中土进口天然气 D 线、中蒙俄天然气管线以及中俄远东天然气管线。其中，中土 D 线从 2014 年开始建设，由于参与国之间的定价分歧而被推迟；中蒙俄以及中俄远东管线仍在谈判阶段，尚未开始建设，考虑到建设周期 5 年左右，我们预计至早要到 2030 年以后建成投产。考虑到进口管线谈判复杂且建设周期长，我们预计 2025 年我国进口管道气增量主要来自中俄东线，增量约 80 亿方，2026-2030 年进口管道气增量有限。

表 1: 我国主要天然气进口管线情况

进口国家/地区	管道名称	状态	设计输送能力
中亚	中土天然气进口管道 A/B/C 线	已投产	550 亿方/年
	中土天然气进口管道 D 线	在建 (延迟)	300 亿方/年
俄罗斯	中俄天然气东线 (西伯利亚力量-1)	已投产	380 亿方/年
	中蒙俄天然气管道 (西伯利亚力量-2)	待建	500 亿方/年
	中俄远东天然气管道	待建	100 亿方/年
缅甸	中缅天然气管道	已投产	120 亿方/年

资料来源: 特气网, 国复咨询, 澎湃新闻, 俄罗斯卫星通讯社, 信达证券研发中心

图 20: 2017-2023 年中亚、中俄、中缅进口管道气运量 (亿方)



资料来源: EI, 信达证券研发中心

我国已投运项目设计接收能力合计约 14300 万吨/年，在建及扩建项目接收能力合计超过 8400 万吨/年；LNG 接收站主要分布在东部沿海地区，其中华北地区已投运接收规模最大，华东地区在建及扩建接收规模最大。截至 2024 年 9 月，国内已投运的 LNG 接收站共有 31 座，其中，国家管网及三大油的项目最多，其他则属于地方性能源集团或燃气集团，已投运 LNG 接收站的总接收能力接近 14000 万吨/年。分区域来看，华北地区 LNG 接收站接收能力最大，合计 5380 万吨/年；其次为华南地区，合计接收能力 4870 万吨/年；华东地区接收站接收规模相对较小，为 4050 万吨/年。此外，三地均有较大规模在建及扩建项目，其中华东地区在建及扩建项目合计接收规模最大，超过 4200 万吨/年，华北和华南地区基本相

当，均为2000万吨/年左右。现有及在建接收站规模提供充足的接收能力，与未来进口气的趋势相匹配。

表 2: 我国已投运及在建、扩建 LNG 接收站项目梳理 (截至 2024 年 9 月)

区域	省份	项目名称	所属企业	设计接收能力 (万吨/年)	投运/预计投运时间
已投运项目					
华北	辽宁	大连 LNG 项目	国家管网	600	2012 年 12 月
	河北	唐山曹妃甸 LNG 接收站	中石油	1000	2013 年 12 月
		河北曹妃甸新天 LNG 接收站	新天绿能	500	2023 年 6 月
	山东	青岛 LNG 项目一二三期	中石化	1100	2014 年 12 月
	天津	天津 LNG 项目一二期	国家管网	600	2013 年 12 月
		天津 LNG 项目一二期	中石化	1080	2018 年 2 月
		南港 LNG 接收站	北京燃气集团	500	2023 年 9 月
小计				5380	
华东	江苏	如东 LNG 项目一二三期	中石油	1000	2011 年 11 月
		盐城绿能港 LNG 项目一期	中海油	600	2012 年 9 月
		广汇启东 LNG 项目一二期	广汇	500	2017 年 6 月
	浙江	杭嘉鑫 LNG 项目	嘉兴燃气	100	2022 年 7 月
		宁波 LNG 项目一期	中海油	300	2012 年 9 月
		新奥舟山 LNG 项目一二期	新奥	500	2018 年 10 月
	上海	温州 LNG 接收站	浙能集团	300	2023 年 8 月
		洋山 LNG 项目	中能	600	2009 年 10 月
		五号沟 LNG 项目	中能	150	2004 年 4 月
小计				4050	
华南	广东	深圳迭福 LNG 项目	中海油/深圳能源	400	2018 年 11 月
		粤东惠来 LNG 项目	中海油	200	2017 年 5 月
		广东大鹏 LNG 项目	中海油	680	2006 年 9 月
		深圳华安 LNG 项目	深圳燃气	80	2019 年 8 月
		九丰 LNG 项目	九丰	150	2012 年 12 月
		珠海金湾 LNG 项目一期	中海油	350	2013 年
	福建	广州 LNG 应急调峰气源站项目	广州燃气	100	2023 年 8 月
		潮州华瀛 LNG 接收站	中国石化	600	2024 年 9 月
		惠州 LNG 接收站	广东能源集团	400	2024 年 9 月
		莆田 LNG 项目	中海油	630	2008 年 4 月
	广西	漳州 LNG 接收站	国家管网	300	2024 年 5 月
		北海 LNG 项目一二期	国家管网	600	2016 年 4 月
	海南	防城港	国家管网	60	2019 年 4 月
		洋浦 LNG 项目	国家管网	300	2014 年 8 月
		深南 LNG 储备库	中国石油	20	2014 年 11 月
	小计				4870
已投运项目合计				14300	
在建/扩建项目					
华北	山东	龙口南山 LNG 接收站	国家管网	500	2024 年
		龙口 LNG 接收站	中国石化	650	2024 年
		烟台 LNG 接收站	保利协鑫	500	2024 年
	辽宁	营口 LNG 接收站	中交集团	300	2025 年
小计				1950	
华东	上海	上海 LNG 站线扩建项目	中能集团	600	2025 年
	浙江	玉环大麦屿能源 (LNG) 中转储运项目	嘉兴诚燃控股	200	2024 年
		舟山六横 LNG 接收站	中国石化	700	2025 年
	浙江	温州华港液化天然气 (LNG) 储运调峰中心	华峰集团	300	2025 年
		新奥舟山 LNG 项目三期 (扩建)	新奥股份	500	2025 年
		舟山六横 LNG 接收站	浙能集团	600	2026 年
	浙江	如东 LNG 接收站	保利协鑫	300	2025 年
		国信如东 LNG 接收站	江苏国信	295	2025 年
		广汇启东 LNG 项目三期 (扩建)	广汇能源	500	2025 年
		赣榆 LNG 接收站	华电集团	300	2025 年

小计				4295	
华南	广东	华丰中天潮州 LNG 储配站	华丰集团	100	2024 年
		阳江 LNG 调峰储气库	广东能源集团	280	2024 年
		深圳迭福北 LNG 应急调峰站	国家管网	300	2024 年
		惠州 LNG 接收站 (扩建)	广东能源集团	345	2028 年
	广西	北海 LNG 项目三期 (扩建)	国家管网	600	2024 年
	福建	莆田 LNG 接收站	哈纳斯	565	2026 年
小计				2190	
在建/扩建项目合计				8435	

资料来源: iFinD, 重庆石油天然气交易中心, 中交三航二公司公众号, 国际燃气网, 广东省发改委, 广西壮族自治区发改委, 信达证券研发中心

2.2 各类气源成本分析：国产气沿海终端成本显著低于进口气，油价挂钩长协竞争力或将增强

我们在本篇报告中采用的成本计算方法如下：

1) 国产气源的上游开采成本相对固定，短期内预计不会有显著变化，终端成本的计算方法为开采成本加运至终端市场的运输费用。其中，国内上游主要产气区到三地消费终端的运距和运费见表 5。

2) 进口气源多与国际供应商签订长期合同，成本与国际油气价格挂钩，根据合同公式计算得到。

- **进口管道气**的定价公式未知，成本预测方法为根据进口管道气历年到岸均价的历史数据回归出大致的一元线性方程，依据我们对国际油气价格走势的预期来预测未来几年的进口管道气到岸成本，再加上运费，得出进口管道气下游的终端成本。1) **中亚管道气**价的回归公式为 $GP=2.632 \times OP+63$ ($R^2=0.87, p<0.01$)；2) **中俄管道气**的回归公式为 $GP=2.638 \times OP+8.95$ ($R^2=0.86, p<0.01$)。其中 GP 为管道气价格，单位为美元/千立方米，OP 为按照“6-3-3”原则（基于六个月的平均油价，但有三个月的延迟）调整后的布油均价。
- **进口 LNG 长协**公式的大致形式已知：1) **油价挂钩长协**公式为 $P=\text{斜率} \times \text{Brent}/\text{JCC}+\text{常数}$ ，由于国际油价挂钩长协斜率呈下降趋势，早期油价长协和近年油价长协斜率相差较大，因此我们将其分为两个子类进行计算；2) **HH 挂钩长协**公式为 $P=115\% \times \text{HH}+\text{常数}$ ，其中常数多在 2~3 美元之间，且由于 HH 挂钩长协为 FOB 价格，因此算到岸价还需加 2~3 美元左右的船运费；3) **LNG 现货**我们采取直接预测中国到岸价的形式。此外，各种进口 LNG 上岸后需加上进口税费来计算终端成本。

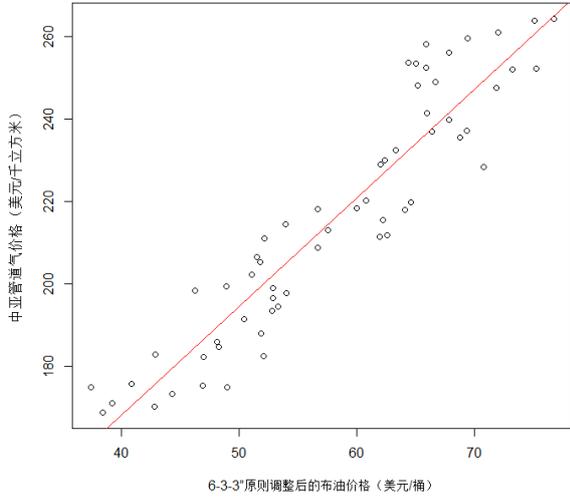
表 3: 国产及进口天然气成本计算公式

气源类型		成本计算方法	成本计算公式	单位	备注
国产		开采成本+运费	开采成本+运费	元/方	非完全成本
进口	进口管道气	中亚	采用历史进口到岸价回归出估算公式，再加运费 $GP=2.632 \times OP+63+\text{运费}$	美元/千立方米	OP 为按照“6-3-3”原则调整后的布油均价（基于六个月的平均油价，但有三个月的延迟）
		中俄	采用历史进口到岸价回归出估算公式，再加运费 $GP=2.638 \times OP+8.95+\text{运费}$	美元/千立方米	OP 为按照“6-3-3”原则调整后的布油均价（基于六个月的平均油价，但有三个月的延迟）
	进口 LNG	长协	油价挂钩 按油价挂钩长协公式： 斜率*Brent/JCC+常数；到岸+税+气化费	早期（2018 年以前）： $(13\sim 15\%)*\text{Brent}/\text{JCC}+(0\sim 1)$ 近年（2018 年以后）： $(10.5\sim 11.5\%)*\text{Brent}/\text{JCC}+(0\sim 1)$	美元/百万英热
		气价	按 HH 挂钩长协公式： $115\%*HH+(2\sim 3)+(2\sim 3)$	美元/百万英热	实际计算成本时取液化费及运费

(HH) 挂钩	115%*HH+常数, 再加运费; 到岸+税+气化费	热	的均值
现货	参考中国 LNG 现货到岸价; 到岸+税+气化费	参考中国 LNG 现货到岸价	美元/百万英热

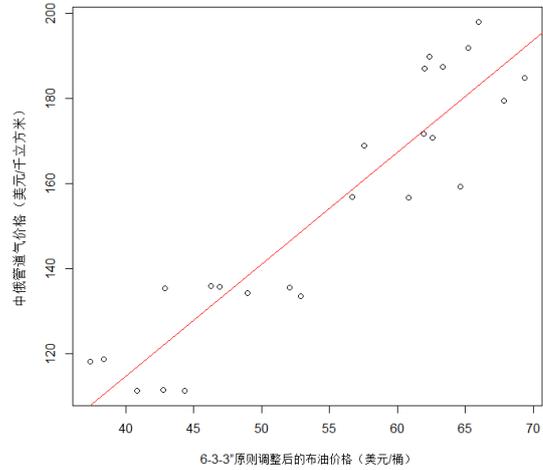
资料来源: iFinD, 陈蕊等《全球 LNG 贸易定价演变规律与新趋势及相关启示》, 信达证券研发中心

图 21: 中亚进口管道气回归公式的拟合情况



资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

图 22: 中俄进口管道气回归公式的拟合情况



资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

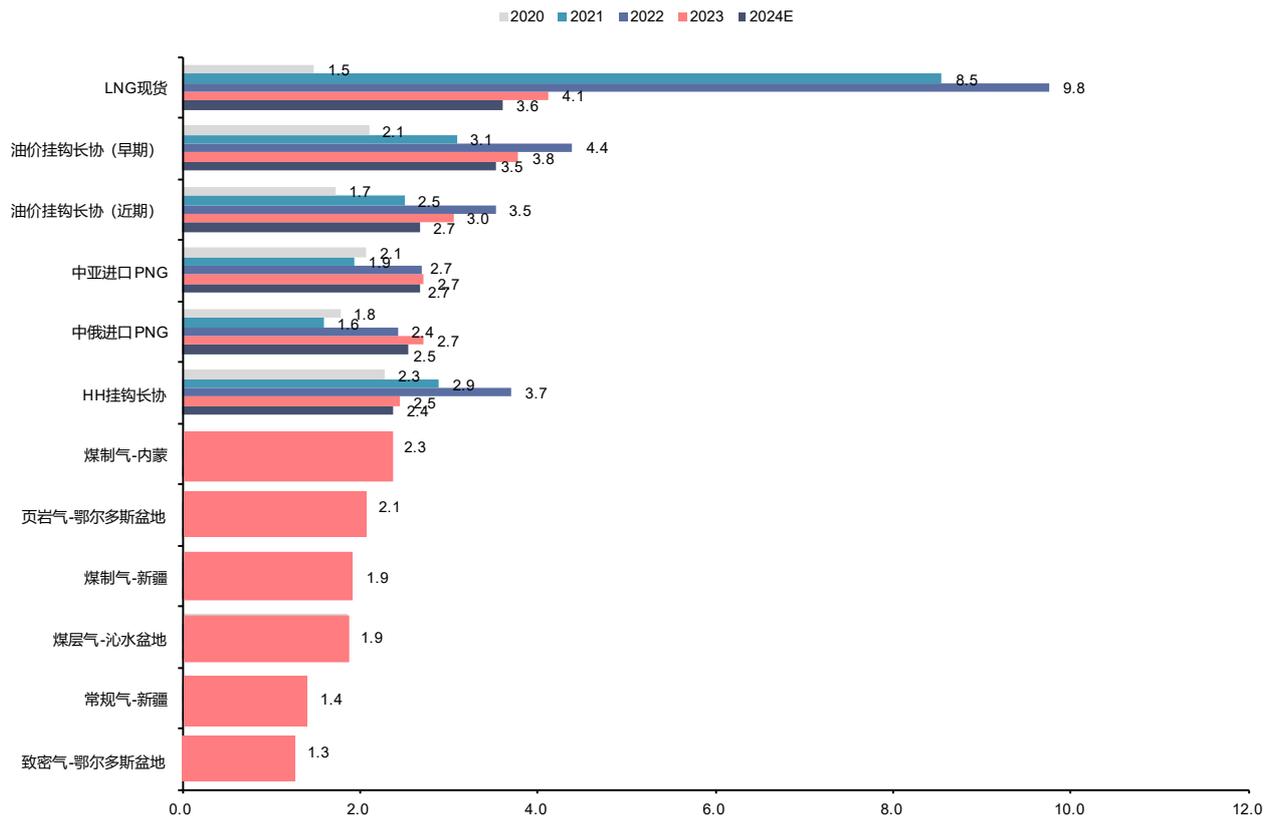
表 4: 天然气主产区到沿海终端消费市场的运费情况 (自 2024 年 1 月 1 日起)

起始地	终端市场	运距(千米)	运费 (元/方)
新疆 (西气东输)	华北	3200	0.6
	华东	4200	0.88
	华南	4978	1.10
鄂尔多斯盆地 (西气东输, 陕京线)	华北	918	0.26
	华东	1670	0.46
	华南	2000	0.56
四川 (川气东送)	华东	2170	0.60
	华南	2395	0.67
黑龙江 (中俄东线)	华北	3602	0.66
	华东	5111	1.08

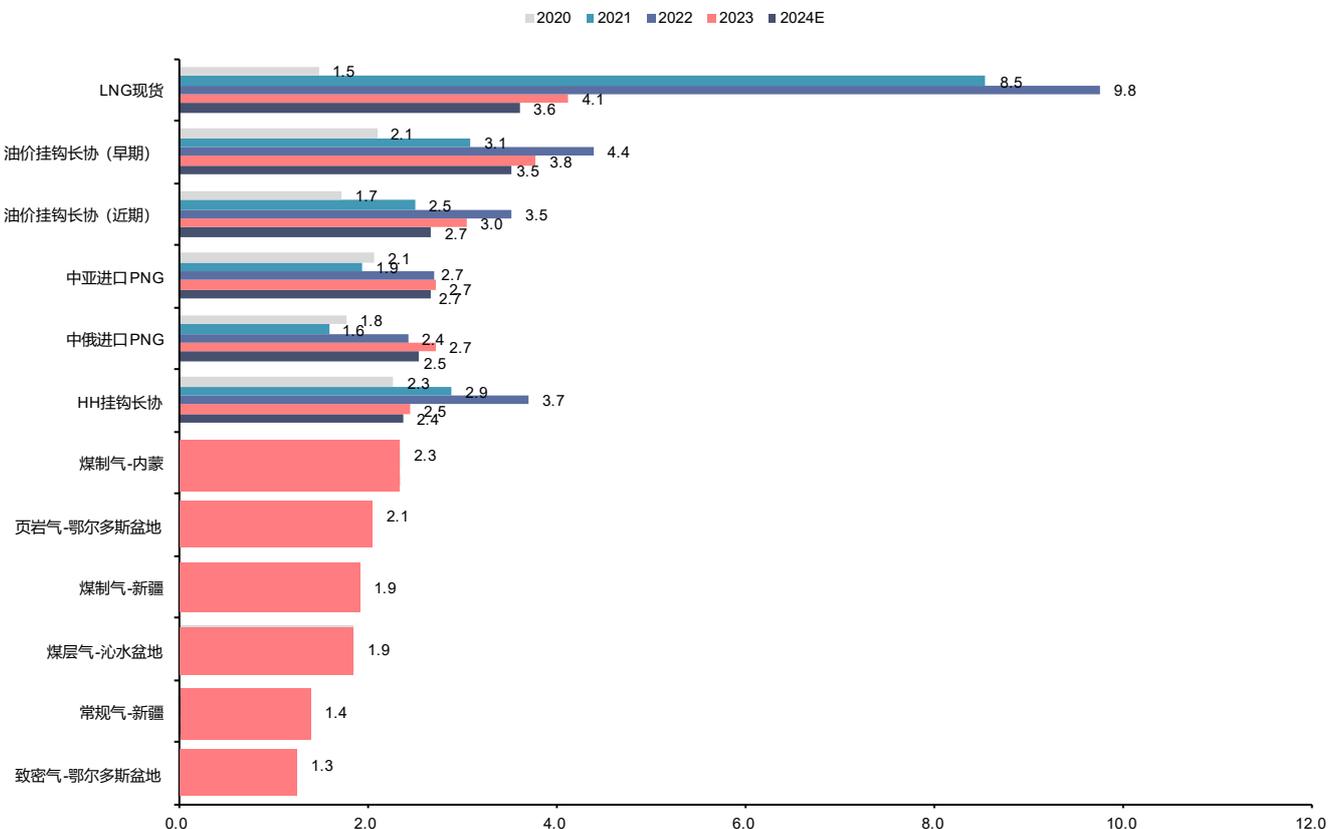
资料来源: 国家发改委, 高德地图, 中国政府网, 国家能源局, 中国档案报, 观察者网, 黑龙江日报客户端, 新华网, 湖南日报, 杨承志等《陕京输气管道建设走出了高质量、高速度、高水平、高效益的新路子》, 信达证券研发中心

成本及竞争力对比:

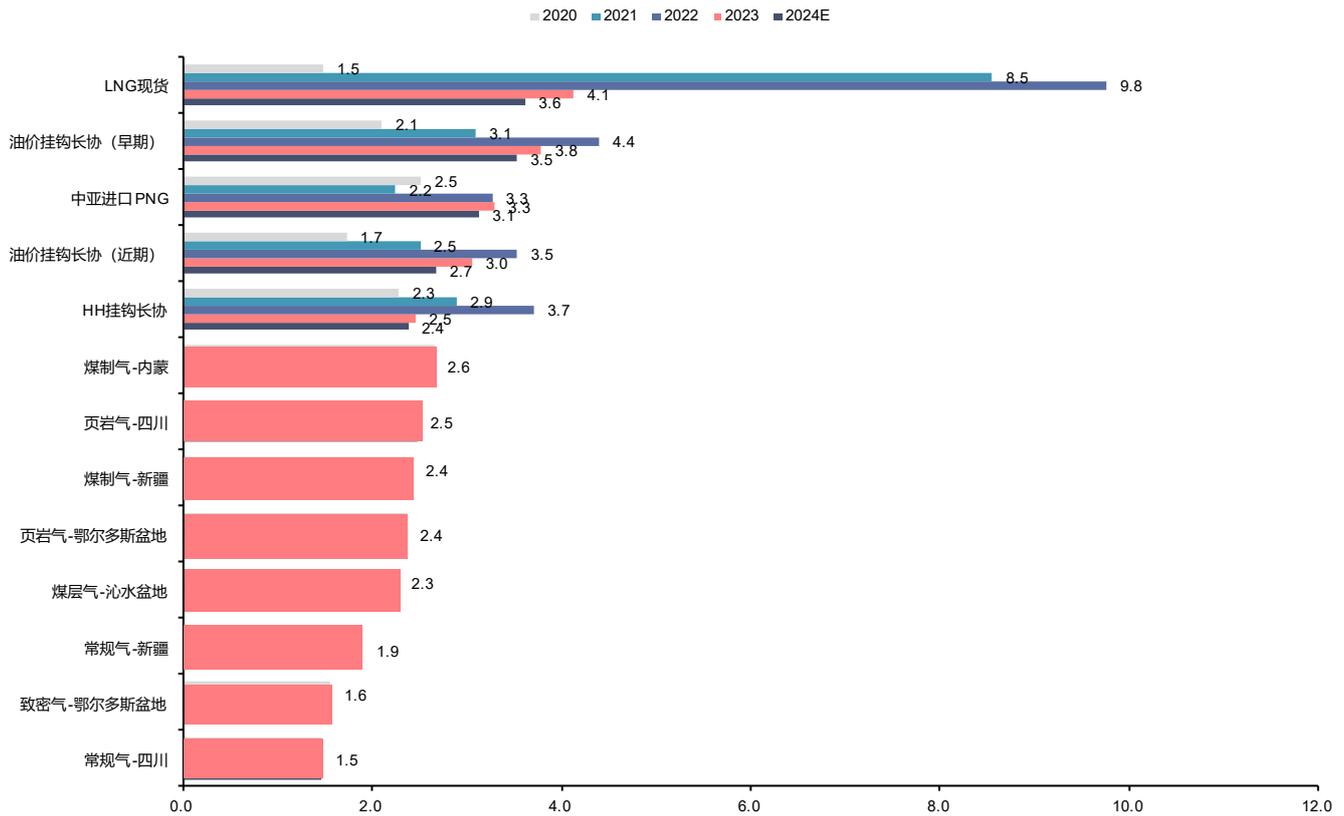
基于上游各类气源的开采或到岸成本、运至终端市场的运费等因素, 我们计算并构建了 2020-2024 年华北、华东、华南三个我国沿海天然气重点消费区域的终端气源成本对比如下:

图 23：2020-2024E 华北终端的各类气源成本及竞争力对比（元/方）


资料来源：iFinD，孟亚东《2060年中国工业天然气价格预测及产业发展建议》，隋朝霞等《国内煤制天然气产业发展现状与趋势分析》，界面新闻，俄罗斯卫星通讯社，Bloomberg，信达证券研发中心 注：国产气开采成本选取年份为2023年，并假设开采成本基本不变

图 24：2020-2024E 华东终端各类气源成本及竞争力对比（元/方）


资料来源：iFinD，孟亚东《2060年中国工业天然气价格预测及产业发展建议》，隋朝霞等《国内煤制天然气产业发展现状与趋势分析》，界面新闻，俄罗斯卫星通讯社，Bloomberg，信达证券研发中心 注：国产气开采成本选取年份为2023年，并假设开采成本基本不变

图 25：2020-2024E 华南终端的各类气源成本及竞争力对比（元/方）


资料来源：iFinD，孟亚东《2060年中国工业天然气价格预测及产业发展建议》，隋朝霞等《国内煤制天然气产业发展现状与趋势分析》，界面新闻，俄罗斯卫星通讯社，Bloomberg，信达证券研发中心 注：国产气开采成本选取年份为2023年，并假设开采成本基本不变

从上述华北、华东、华南三大终端消费市场的各类气源成本及竞争力对比结果，我们总结归纳出几点重要结论：

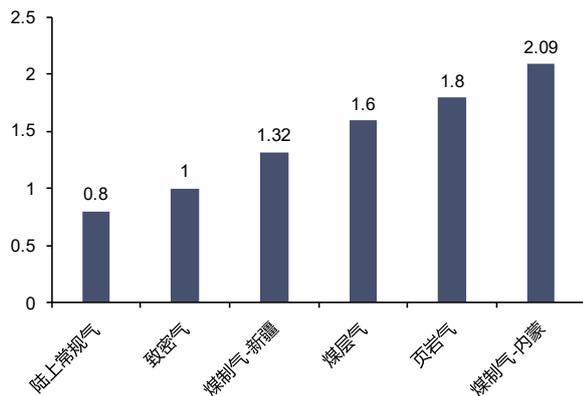
1、整体而言，国产气在沿海地区的终端成本相对低且稳定，进口气的终端成本相对较高且波动较大。

若不考虑运至终端市场的运费成本，仅从上游开采成本的角度来看，国产气中，开采成本排序大致为陆上常规气<致密气<煤层气<页岩气<煤制气。常规气田由于开采难度低、技术成熟、单位投资小的特点，其开采成本位于最低位，单方气开采成本约 0.8 元/方；而非常规气田地质条件复杂、开采难度较高、单位投资较大，开采成本相对较高，其中致密气的开采成本偏低，约 1 元/方，页岩气和煤层气的开采成本偏高，煤层气约 1.6 元/方，页岩气约 1.8 元/方，页岩气和煤层气的开采成本根据区块资源品位不同差异较大；此外，煤制气的成本根据原料煤价格不同而差异较大，如新疆煤价较低（按原料煤价格 150 元/吨），煤制气的成本相应较低，约 1.3 元/方左右，内蒙煤价较高，煤制气成本约 2 元/方（按原料煤价格 300 元/吨）。若考虑运费，从沿海终端成本的角度来看，华北、华东、华南三地的终端成本根据距离主要气田的远近不同而有所差异。如华北市场距主要致密气产地鄂尔多斯盆地、常规气产地新疆较近，运费成本低，二者运至华北市场的终端成本最具优势。华东及华南市场距主要陆上常规气及页岩气主产区四川盆地较近，运费成本低，这两种气源运至华东及华南市场的终端成本优势最为明显。

相较之下，进口气的到岸成本由于跟国际油气价格挂钩，成本偏高且波动性强，基本位于成本的上界。其中，进口 LNG 的成本波动幅度总体上大于进口管道气，又以 LNG 现货波

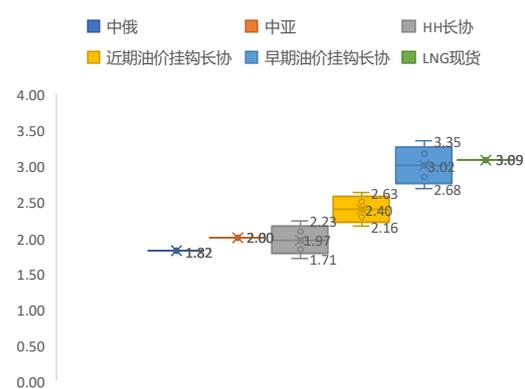
动幅度最大。进口 LNG 现货由国际市场实时的供需关系决定，价格最为市场化。而 LNG 长协相较进口管道气价格波动较大的原因，其一是二者价格公式中所挂钩的国际油气平均价格计算的时间取值略有差异，进口管道气挂钩的为更长期的油价均值，因此波动较小；此外，进口 LNG 长协公式挂钩的价格较为单一，而进口管道气挂钩的能源品种相对较多，降低了单一油价波动对其成本的影响。若不考虑运费差异，就 2024 年的情况而言，进口气成本排序大致为中俄进口管道气 < 中亚进口管道气 < HH 挂钩长协 < 近年油价挂钩长协 < 早年油价挂钩长协 < 现货 LNG。若考虑运距，尤其是考虑到进口管道气由内陆边境运往沿海消费市场的距离较远，以华东为例，排序大致变为：HH 挂钩长协 < 近年油价挂钩长协 < 中亚进口管道气 < 中俄进口管道气 < 早年油价挂钩长协 < 现货 LNG。

图 26: 国产天然气上游开采成本 (元/方)



资料来源: 孟亚东《2060 年中国工业天然气价格预测及产业发展建议》，隋朝霞等《国内煤制天然气产业发展现状与趋势分析》，信达证券研发中心

图 27: 进口气到岸成本 (2024E, 不含税费, 元/方)



资料来源: iFinD, 界面新闻, 俄罗斯卫星通讯社, Bloomberg, 信达证券研发中心

2、俄乌冲突后，近两年我国进口气成本呈显著下行趋势，已逐渐向国产气成本靠拢，竞争力逐步增强。若未来几年国际油气价格下行，我们认为进口气成本还有进一步下降的空间。

1) 2020 年进口气价降至历史低位，LNG 现货成本低于部分区域国产气成本。受疫情影响国际油气价格大跌，布油均价跌至 40 美元/桶左右，中国 LNG 到岸价 4.5 美元/百万英热。油气价格下跌导致油价挂钩长协及 LNG 现货成本双双走低，近年签订的油价挂钩长协成本降至 1.7 元/方，LNG 现货成本更是低至 1.5 元/方，在华东和华南地区甚至已经低于部分国产气的终端成本，为 LNG 进口及在国内的发展提供了良好的窗口期。

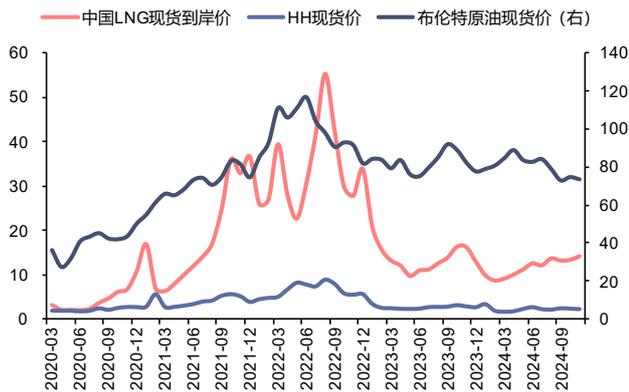
2) 2021 年下半年起油气价格大涨下进口气与国产气成本大幅拉开，进口气量降幅显著。2021 年下半年开始，随着疫情后经济恢复、极端天气、低库存叠加 2022 年初俄乌冲突等地缘政治的影响下，全球油气价格出现大幅上涨，2022 年布油均价超过 100 美元/桶，中国 LNG 到岸均价涨至 34 美元/百万英热。极端高价下，我国 LNG 进口成本大幅上升，其中 HH 挂钩长协成本涨至 3.7 元/方，早期油价挂钩长协成本涨至 4.4 元/方，LNG 现货成本更是达到 9.8 元/方，上升至我国天然气成本的顶端；在进口成本与国内售价严重倒挂的情况下，我国 LNG 进口需求被大幅挤出，进口量同比下降近 20%。

3) 2023 年二季度以来油强气弱的国际能源价格格局下，HH 挂钩长协及 LNG 现货进口成本呈明显下降趋势，进口气量显著反弹。国际天然气供需格局趋向宽松，气价显著下行，2023 年中国 LNG 到岸均价降至 14 美元/百万英热，HH 均价降至 2.5 美元/百万英热，同比均下降 60%左右；然而，在供给端限产及中东地缘冲突等因素的影响下，油价走势依旧坚

挺，2023 年布油均价在 80 美元/桶以上，国际能源市场呈现油强气弱的局面。LNG 现货进口成本显著下降，虽然全年来看仍位于我国天然气成本顶端，但部分月份进口成本已具备明显优势；油价挂钩长协成本有所下降，但降幅有限，依旧维持较高位置，与之相比，2022 到 2023 年 HH 挂钩的长协成本由 3.7 元/方降至 2.5 元/方，成本优势凸显。

展望未来 2-3 年内，我们认为，在 LNG 供给端产能释放预期以及美国油气增产预期之下，全球油气价格中枢有进一步下行的趋势。若低油价低气价时代来临，我国进口气成本有望进一步向国产气靠拢，竞争优势有望进一步增强。

图 28：2020 年以来布伦特油价、中国 LNG 进口到岸价及 HH 月度价格走势



资料来源：iFinD，信达证券研发中心

图 29：2013-2024M11 我国月度 LNG 进口量 (亿方)



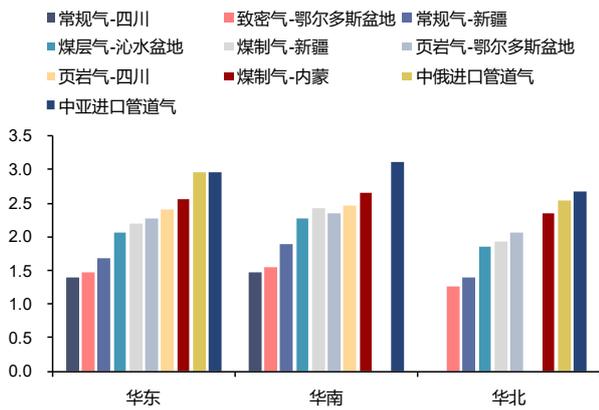
资料来源：iFinD，信达证券研发中心

3、华南、华东地区距国内主要天然气产地及进口管道气到岸边境较远，国产及进口管道气终端成本较高，进口 LNG 在以上两地的竞争优势相较华北更为明显，盈利空间更大。

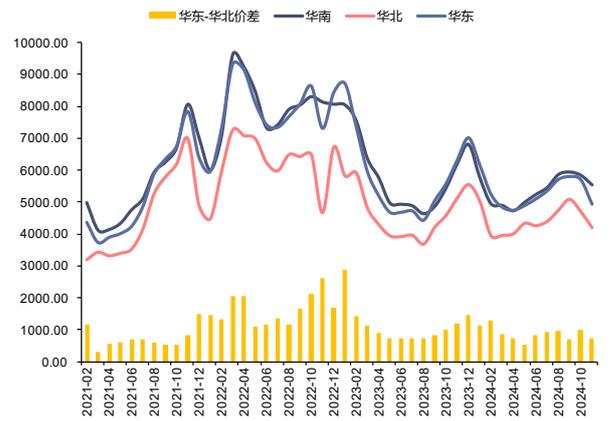
华南、华东地区由于距国内主要天然气产地及进口管道气到岸边境较远，运费较高，国产气、进口管道气的终端成本较高，而华北地区距主要气田及进口管道气到岸边境较近，运费低，国产气及进口管道气终端成本最低。陆上气运距的差异导致华东、华南地区使用天然气的均衡成本较华北高，从而赋予进口 LNG 更强的竞争力。此外，从下游销售的角度来看，陆上气运距差异也在一定程度上导致了三地天然气基准门站价的差异，根据发改委 2019 年发布的全国天然气基准门站价，北京天然气基准门站价为 1.86 元/方，低于上海及广东的 2.04 元/方。较高的门站价给予华东和华南地区进口 LNG 更大的竞争力以及盈利空间。此外，从更为市场化的价格角度来看，根据 iFinD 多年月度数据，华东及华南区域 LNG 市场价格指数相近，相较华北均有较大溢价，2021 年 2 月至 2024 年 11 月的月度溢价均值在 1000 元/吨左右。鉴于进口 LNG 运至三地港口的成本差异并不明显，由此我们判断，进口 LNG 在华东及华北两地的竞争优势相较华北更为明显，盈利空间更大。

图 30：华北、华东、华南三地国产气及进口管道气终端成本对比 (2024E, 元/方)

图 31：华北、华东、华南三地 LNG 价格指数对比 (元/吨)



资料来源: iFinD, 孟亚东《2060年中国工业天然气价格预测及产业发展建议》, 隋朝霞等《国内煤制天然气产业发展现状与趋势分析》, 界面新闻, 俄罗斯卫星通讯社, Bloomberg, 信达证券研发中心



资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

4、作为我国 2024 至 2025 年重要的天然气增量来源, 中俄进口管道气在华北的竞争力较强, 而在华东的竞争力较弱, 我们预计至少未来一年内中俄进口管道气成本降幅有限, 长期来看若油价中枢下移, 其成本或呈缓慢下降趋势。

中俄东线天然气进口管道自 2019 年开始运行, 近年来输气量持续爬坡, 为我国提供稳定的增量气源, 2024 年 12 月中俄东线宣布全线贯通, 将供应区域由华北延伸至以上海为代表的华东地区。中俄东线 2022 年运量为 155 亿方, 2023 年运量为 227 亿方, 我们预计该管道 2024 年全年运量提升至 300 亿方左右 (同比增长 70 亿方左右), 并有望于 2025 年达产 380 亿方 (同比增长 80 亿方左右)。

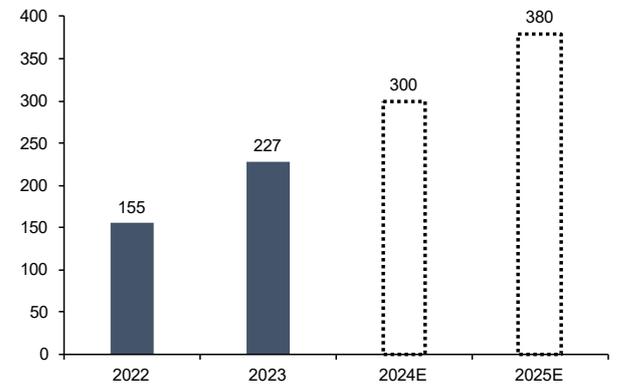
作为我国 2024 至 2025 年重要天然气的增量来源, 中俄管道气运至华北的终端竞争优势相对明显, 而运至华东地区的竞争力较弱。2023 年中俄管道气的到岸成本约 2 元/方 (不含税), 我们估算其运至华北地区的终端成本在 2.7 元/方左右, 在华北地区的进口气成本中仅高于 HH 挂钩长协, 相较油价挂钩长协及 LNG 现货均有较强竞争优势; 而 2023 年中俄管道气运至华东地区的终端成本在 3 元以上, 与中亚管道气相近, 高于 HH 挂钩长协以及近年油价挂钩长协, 在各种进口气的终端成本中处于中间位置。此外, 由于中俄管道气合同气价挂钩的是六个月的平均油价, 并有三个月的延迟, 因此我们判断至少未来 1 年内中俄管道气的成本变动不会很明显, 若油价中枢下移, 其成本或呈缓慢下降趋势。

图 32: 华北、华东地区中俄管道气与其他进口气价对比 (元/方)



资料来源: iFinD, 界面新闻, 俄罗斯卫星通讯社, Bloomberg, 信

图 33: 2022-2025E 中俄东线管道气供应量及预期 (亿方)



资料来源: 俄罗斯卫星通讯社, 金联创, 信达证券研发中心

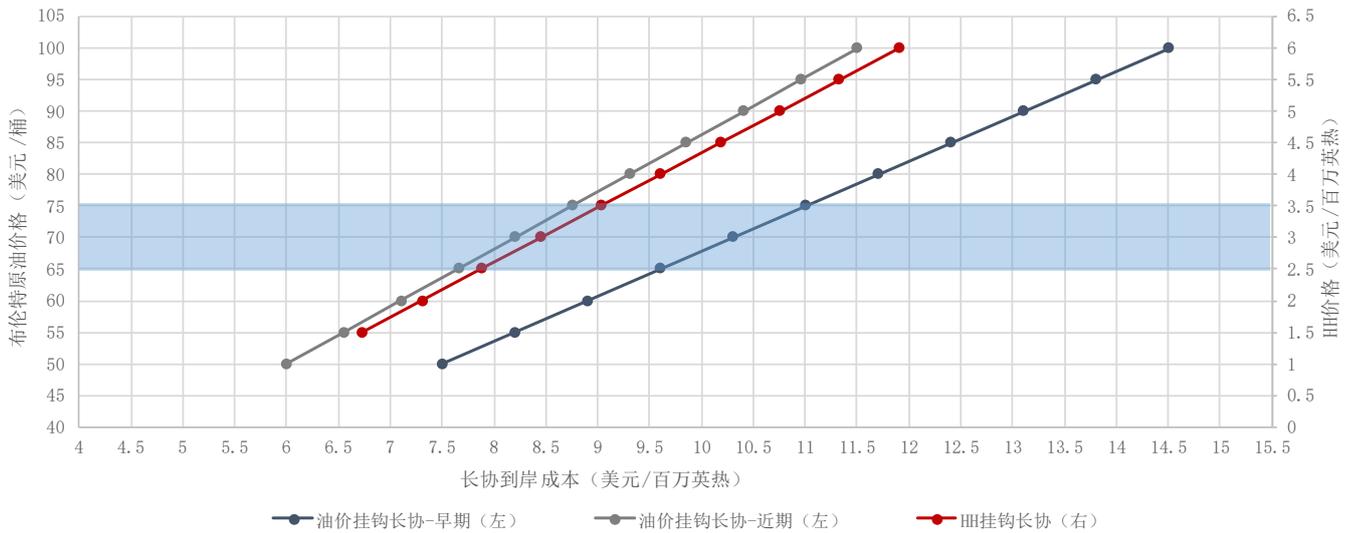
5、2023-2024 年在油强气弱的国际能源价格走势下，油价挂钩长协成本高居不下，HH 挂钩长协的成本优势凸显。我们判断，在未来 2-3 年内油价中枢下行及亚欧与美国市场套利空间缩窄的预期下，油价挂钩的长协竞争力或将逐步增强、具备相对气源优势。

2023-2024 年在油强气弱的国际能源价格走势下，油气价差显著拉开，油价挂钩的长协成本高居不下，HH 气价挂钩的长协成本优势凸显。 仅从 LNG 到岸成本来看，截至 2024 年 12 月 11 日，2024 年 HH 均价约为 2.14 美元/百万英热，对应 HH 挂钩长协到岸平均成本约为 7.5 美元/百万英热；布油均价为 80 美元/桶，对应近年油价挂钩长协到岸平均成本为 9.3 美元/百万英热，早期油价挂钩长协到岸平均成本为 11.7 美元/百万英热。与此同时，2024 年 LNG 现货到岸均价在 11.8 美元/百万英热左右。由各类 LNG 的到岸成本对比可以看出，**2024 年 HH 挂钩的长协到岸成本位于进口 LNG 的最低位，较近年油价挂钩长协到岸成本低 2 美元/百万英热左右，较早期油价挂钩长协及 LNG 现货到岸成本低 4 美元/百万英热左右。**

我们预计未来 2-3 年内全球油价中枢有望下行且亚欧与美国市场套利空间或将缩窄，油价挂钩的长协竞争优势或将逐步增强。油价方面，特朗普上任后有望大力发展国内传统能源（详情参见我们于 2024 年 11 月 22 日发布的研究报告《特朗普新任期将会如何影响油价？》），我们预计未来 2-3 年内全球油价中枢或降至 65-70 美元/桶；气价方面，我们预计 2025-2027 年全球大量 LNG 出口产能有望释放，其中美国占比接近一半（详情参见我们于 2024 年 5 月 16 日发布的研究报告《美国天然气成本及气价展望》），随着供给端产能大量放出，亚欧气价中枢有望下降，同时美国 LNG 的出口增长或将导致国内 HH 气价有所上涨，亚欧与美国 LNG 市场的套利空间缩窄。我们预计未来 2-3 年内 HH 气价中枢或提升至 3-3.5 美元/百万英热，中国到岸价中枢有望降至 9-11 美元/百万英热。1) 若仅从到岸成本考虑，当 HH 气价在 3~3.5 美元/百万英热时，HH 挂钩长协到岸成本为 8.5~9 美元/百万英热；当布油价格在 65-70 美元/桶时，近年油价挂钩长协到岸成本为 7.7-8.2 美元/百万英热，早期油价挂钩长协到岸成本为 9.6-10.3 美元/百万英热。2) 若考虑进口 LNG 上岸后的各项税费，从终端成本来看，按照我们对油气价格的预期，2024-2027E HH 挂钩长协终端成本或将由 2.4 元/方提升至 2.8 元/方，而近年油价挂钩长协终端成本或将由 2.8 元/方降至 2.4 元/方，HH 长协和近年油价长协的优势地位或有反转。与之相比，早期油价挂钩长协及 LNG 现货的终端成本或依旧位于终端成本的上沿，但二者成本下降趋势也十分显著。

基于 HH2.5-3.5 美元区间、布油价格 65-75 美元区间的判断，当前我们对于未来 2-3 年内油气价格走势的判断下，近期油价挂钩的长协将具备较强的成本竞争力，其次为 HH 挂钩天然气长协，早期油价挂钩长协成本仍然较高（详见图 35）。此外，在国际油气价格频繁波动、地缘政治局势多变的大环境下，对于 LNG 进口资源商来说，构建一个油气挂钩长协兼备的多元化上游资源池、分散单一能源品价格波动带来的风险或为长期更加重要的考量。

图 34：不同油气价格水平下 HH 挂钩长协及油价挂钩长协对应到岸成本（不含税费，美元/百万英热）



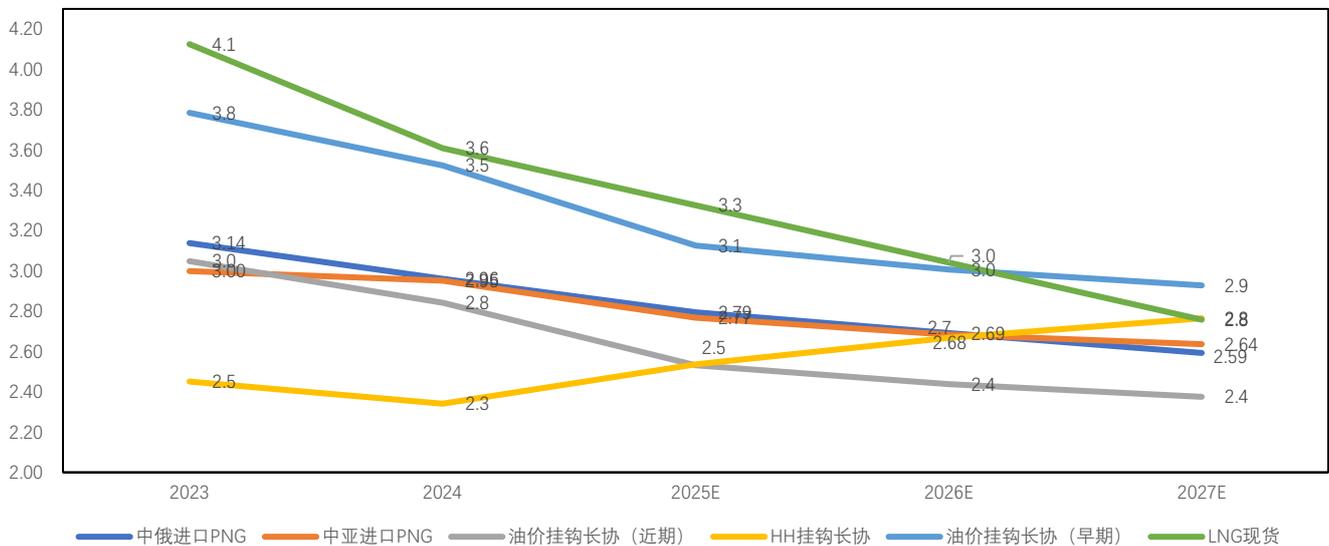
资料来源：陈蕊等《全球LNG贸易定价演变规律与新趋势及相关启示》，信达证券研发中心

表 5：我们对未来几年国际油气价格的假设

年份	油价 (美元/桶)	亚洲到岸价 (美元/百万英热)	HH (美元/百万英热)
2024	80	12	2.2
2025E	70	11	2.8
2026E	67	10	3.2
2027E	65	9	3.5

资料来源：iFinD，信达证券研发中心

图 35：基于我们油气价格假设情景下 2025E-2027E 华东地区进口气源终端成本及竞争力的对比（含税费，元/方）



资料来源：iFinD，界面新闻，俄罗斯卫星通讯社，Bloomberg，信达证券研发中心

三、城燃及资源商视角的气源竞争力展望

3.1 我国天然气销售定价方式：我国天然气销售定价可大致分为管制气和非管制气两类

城燃公司从上游采购的天然气的定价模式基本分为两类：管制气及非管制气。其中，非管

制气定价可大致划分为大型资源商综合定价、顺价定价以及市场供需定价三种。

1) 管制气:

- 从上游气源构成的角度来看，管制气主要包括国产陆上气及 2014 年底前投产的进口管道气（中亚、中缅进口管道气），资源多掌握在三大油手中；
- 定价方面，管制气的售价严格受到发改委的管控，在各省/直辖市门站价的基础上上浮比例不超过 20%。如 2024 年中石油管制气售价在门站价基础上上浮 18.5%。

2) 非管制气:

- 从上游气源构成的角度来看，非管制气为除管制气外的所有气源，主要包括国产海上气、非常规气、LNG、2014 年之后投产的进口管道气（中俄进口管道气）等等；
- 定价方面，非管制气定价可大致划分为大型资源商综合定价、顺价定价以及市场供需定价三种。三大油为城燃采购天然气的主要来源，以三大油为代表的大型资源供应商通常与下游签订年度购销合同，合同又分两种定价方式：**一为综合定价**，即将非管制气资源池进行统一定价，售价在门站价的基础上浮动，浮动范围不受限制，如 2024 年中石油非管制气中的固定量部分售价为沿海在门站价基础上上浮 70%，内陆上浮 80%；中石化非管制气售价中基础量采暖季在门站价基础上上浮 60%，非采暖季上浮 40%。**二为更加市场化的顺价定价**，即销售价格挂钩进口气价波动，比如 2024 年中石油有 3% 的合同气量（浮动量）跟上海交易中心进口现货价格联动，中石化有 30% 的合同气量（定价量）参考中石化进口长协价格定价，中海油 2024 年夏季合同中供应电厂的价格与 JKM 联动。除了以上两种合同定价方式，剩余合同外非管制气的气价基本由市场供需决定。

表 6: 我国气源定价模式

定价分类	范围	定价模式
管制气	国产陆上气和 2014 年底前投产的进口管道气（中亚、中缅）	管制气价格严格受到发改委的管控，在各省/直辖市门站价的基础上上浮比例不超过 20%
非管制气	除管制气外的气源，包括国产海上气、非常规气、LNG、2014 年之后投产的进口管道气（中俄）等	1) 三大油非管制气年度合同统一定价，包括综合定价及顺价定价； 2) 市场化竞争形成价格

资料来源：国家发改委，人民网-中国能源报，信达证券研发中心

表 7: 2024 年中石油、中石化合同气定价表

2024-2025 年中石油管道气政策				
气源类型	非采暖季 (2024 年 4 月-2024 年 10 月)		采暖季 (2024 年 11 月-2025 年 3 月)	
	量	价	量	价
管制气	65%	18.50%	55%	18.50%
非管制气	固定量	32% 70% (沿海) 80% (内陆)	42%	70% (沿海) 80% (内陆)
	浮动量	3% 浮动定价，与上海交易中心进口现货价格联动	3%	浮动定价，与上海交易中心进口现货价格联动
	调峰量	基准门站价格基础上上浮 100%		基准门站价格基础上上浮 100%
2024-2025 年中石化管道气政策				
气源类型	非采暖季		采暖季	
	量	价	量	价
管制气	政府指导价	30% 18%	30%	18%
非管制气	基础量	20% 40%	20%	60%
	定价量	40% 参考中石化进口长协价格定价	40%	参考中石化进口长协价格定价
	顺价量	10% 参考上海天然气石油交易中心价格	10%	参考上海天然气石油交易中心价格

资料来源：隆众资讯，信达证券研发中心

3.2 城燃采购角度：中石油非管制气价降幅有限，市场化气源成本改善幅度更为显著

管制气：气价降幅有限，供应比例或将逐渐减少。

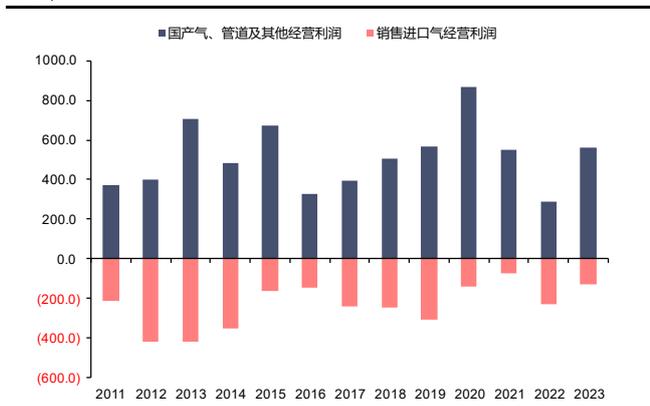
管制气售价的上浮幅度受到 20% 的限制，气价位于城燃公司采购气源中的最低档，对于该部分气源城燃公司缺少议价权，我们预计未来几年若油气价格呈下行趋势，管制气价格降幅也相对有限，且随着中石油自身气源结构的变化，管制气的供应比例或将逐渐减少。

非管制气：国际油气价格下行的预期下，合同气价有望呈下降趋势，然而多重因素限制下，大幅下降的可能性较小。

对于非管制气中三大油合同统一定价的部分，以中石油为例，中石油在定价时会综合考虑诸如自有资源池的综合成本、各种气源间的交叉补贴、盈利平衡等多种因素。我们认为若未来油气价格趋于下行、天然气供需格局整体偏宽松，非管制气合同价格有望呈下降趋势，但在多重因素限制下，其售价大幅下降或随油气价格降幅同步下降的可能性较小，主要原因有以下三点：

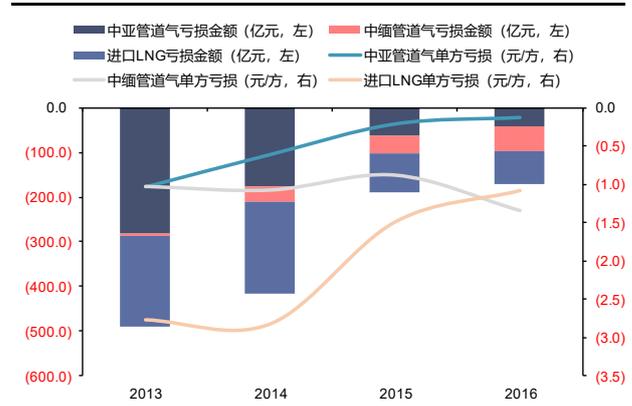
第一，补贴中亚、中缅进口管道气销售亏损的需求。中石油的中亚、中缅进口管道气成本与国际油价挂钩，成本较高且波动较大，但销售端按照管制气的价格进行销售，成本与售价长期倒挂，导致中石油进口管道气销售亏损严重。2011 至 2023 年中石油销售进口气累计亏损金额接近 3000 亿元，年均亏损金额在 200 亿元以上。有详细分类数据披露的 2013-2016 年，其销售含管道气累计亏损 1080 亿元，其中销售中亚进口管道合计亏损 562 亿元，销售中缅进口管道气合计亏损 136 亿元。2020 年以来纵使国际油价维持高位，但受益于中俄管道气开始进口销售叠加非管制气售价提升，中石油进口气销售业务有所减亏，2021-2023 年中石油销售进口气亏损额分别为 72.12/232/132 亿元。我们认为，销售中亚、中缅进口管道气产生的大额亏损使中石油需通过维持其非管制气的较高售价等途径进行平衡。

图 36: 2011-2023 年中石油国产气及进口气经营利润 (亿元)



资料来源：中国石油公司公告，澎湃新闻，信达证券研发中心

图 37: 2013-2016 年中石油进口气分类亏损金额



资料来源：中国石油公司公告，信达证券研发中心

第二，弥补因出售长输管网资产而减少的部分垄断收益。2019 年底我国开始进行油气管网改革，成立国家管网公司收购中石油、中石化主要长输管线等中游资产，如西气东输、川气东送、陕京线等等。改革前二者几乎垄断了我国天然气行业中游的管输业务，在上下游的售价方面拥有较高的话语权；改革后天然气管道对所有用户平等、透明开放，上游气源方可与下游买家直接对接，或导致中石油、中石化在中游环节因垄断产生的部分收益减少。我们认为，中石油、中石化因中游环节垄断产生的收益下降或需通过提升其非管制气售价来弥补。

表 8: 中石油、中石化已剥离的管道资产统计

所属公司	标的公司名称	持股比例	出售对价
中石油	中石油管道有限责任公司	72.26%	国家管网集团本次交易完成后总股本的 28.3347%
	中石油山东天然气管道有限公司	70%	国家管网集团本次交易完成后总股本的 0.4094%
	中石油山东输油有限公司	70%	国家管网集团本次交易完成后总股本的 0.2088%
	中国石油汇鑫油品储运有限公司	51%	国家管网集团本次交易完成后总股本的 0.0368%
	中石油吉林天然气管道有限责任公司	60%	国家管网集团本次交易完成后总股本的 0.1230%
	中石油贵州天然气管网有限公司	60%	国家管网集团本次交易完成后总股本的 0.0546%
	中石油吉林天然气管网有限责任公司	51%	
	江苏如东联合管道有限公司	50%	
	福建省天然气管网有限责任公司	50%	
	广东省天然气管网有限公司	23%	
	中国石油天然气股份有限公司西南管道分公司		
	中国石油天然气股份有限公司西气东输管道分公司		约 582.04 亿元现金
	中国石油天然气股份有限公司西部管道分公司		
	中国石油天然气股份有限公司管道建设项目经理部		
	中国石油天然气股份有限公司北京油气调控中心		
	中国石油天然气股份有限公司西北销售分公司—南宁油库		
	中国石油天然气股份有限公司深圳液化天然气项目经理部		
江西省天然气投资有限公司	50%	国家管网集团本次交易完成后总股本的 0.1813%	
深港天然气管道有限公司	60%	国家管网集团本次交易完成后总股本的 0.5514%	
中石化	中国石化管道储运有限公司	100%	
	山东省天然气管道有限责任公司	65%	471.13 亿元
	中国石化新疆煤制天然气外输管道有限责任公司	93.22%	
	中石化川气东送天然气管道有限公司	50%	
	中石化重庆天然气管道有限责任公司	51%	
	中石化天津天然气管道有限责任公司	100%	
	中石化北海液化天然气有限责任公司	80%	415.09 亿元
	中石化河北建投天然气有限公司	50%	
	中石化中原储气库有限责任公司	100%	
	广西天然气管道有限责任公司	65%	
	中石化中原天然气有限责任公司	65%	
	中石化榆济公司	100%	32.2 亿元
	销售公司六家分公司持有的成品油管线输送及相关业务		308.13 亿元

资料来源: 中国石油公司公告, 中国石化公司公告, 信达证券研发中心

第三, 非管制气资源池中高成本进口气占比高, 对其售价形成一定的支撑。从全国口径来看, 2023 年我国非管制气中超过 1200 亿方为进口气, 占比约 50%, 由此我们推断三大油非管制气资源池中也有接近一半的气量为进口气。作为国有大型资源商, 三大油早年与国外供应商签订了规模较大的 LNG 长协。据我们统计, 三大油 2018 年前签订且目前在执行的 LNG 长协总量约 3775 万吨/年 (约合 529 亿方/年), 其中中国海油 1640 万吨/年 (约合 230 亿方/年), 中国石化 1110 万吨/年 (约合 155 亿方/年), 中国石油 1025 万吨/年 (约合 144 亿方/年)。早年签订的长协多与布油价格挂钩且斜率较高, 进口成本昂贵 (我们估算布油 70 美元/桶对应终端成本 3 元/方左右)。此外, 中石油的非管制气资源池中还有大量新增俄罗斯进口管道气 (2023 年 227 亿方, 我们预计 2024 年 300 亿方以上), 进口成本同样挂钩布油价格, 叠加运费后到华北、华东的终端成本较高 (我们估算布油价格 70 美元/桶对应华北终端成本约 2.3 元/方, 华东终端成本约 2.7 元/方)。我们认为, 三大油非管制气资源池中大

量高成本的进口气或对其售价起到一定的支撑作用。

表 9: 三大油 2018 年前签订且目前在执行的 LNG 长协情况统计

买方	签订日期	卖方	数量 (万吨/年)	开始时间	时长 (年)
中国石油	2008/4	Qatargas IV	300	2008	25
	2009/8	ExxonMobil	225	2009	20
	2009/11	Shell	200	2009	20
	2014/5	Yamal LNG (Russia)	300	2014	20
小计			1025		
中国石化	2009/12	Papua New Guinea LNG	200	2009	20
	2011/4	Australia Pacific LNG	430	2011	20
	2012/1	Australia Pacific LNG	330	2012	20
	2014/4	Pacific NorthWest LNG	150	2014	20
小计			1110		
中国海油	2004/12	Northwest Shelf (Australia)	330	2004	25
	2008/4	Qatargas II	200	2008	25
	2008/6	ToTAL's global portfolio	100	2010	15
	2010/3	Queensland Curtis LNG	360	2010	20
	2013/5	BG's global portfolio	500	2015	20
	2014/6	BP's global portfolio	150	2014	20
小计			1640		
总计			3775		

资料来源: CSIS, 信达证券研发中心

此外, 非管制气定价中, 对于顺价及市场化定价的部分, 我们判断若未来 2-3 年内国内外天然气供需格局持续宽松、国际油气价格中枢趋于下行, 该部分气源售价有望随之下降。

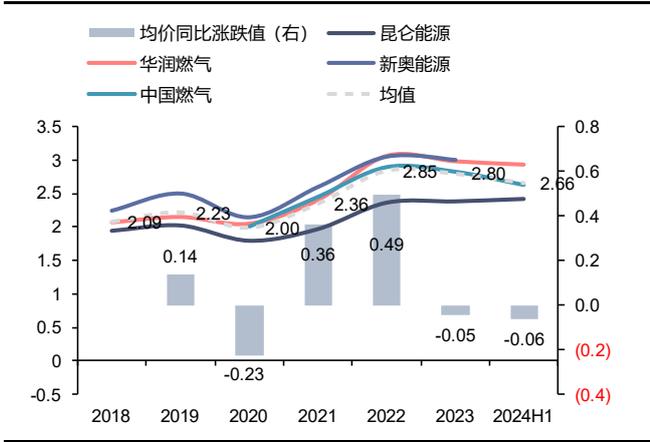
综合我们对三大油非管制气合同价格及市场价格走势的判断, 我们认为, 未来 2-3 年内城燃公司上游采购成本有望呈下行趋势, 采购顺价或定价更为市场化的气源或对其成本改善幅度更大, 购气结构中市场化资源占比较大的城燃公司受益有望更加显著。

2023-2024H1 我国城燃公司的购气价差已呈现明显下降趋势, 售气价差也有所修复, 但均仍未恢复至本轮气价大涨前的水平。2021-2022 年海外气价大幅上涨, 我国城燃公司购气成本增长明显。2021 年我国四大全国性城燃公司购气平均成本同比上涨 0.36 元/方 (+18%), 2022 年继续上涨 0.49 元/方 (+21%)。上游采购成本大幅上涨叠加下游顺价不畅, 城燃公司售气价差严重缩水, 2021 年四大全国性城燃公司平均价差同比下滑 0.05 元/方 (-8.3%), 2022 年同比下滑 0.04 元/方 (-7.7%)。2023 年伴随国际油气价格中枢的下降以及天然气供需紧张局势的缓解, 国内城燃购气成本有所下降, 叠加下游居民顺价的持续推进, 售气价差也有小幅修复, 2023 年四大全国性城燃公司平均价差同比修复 0.01 元/方 (+2%), 2024H1 继续修复 0.01 元/方 (+1.8%)。整体来看, **2021-2022 年城燃购气成本累计上升 0.85 元/方, 购销价差累计下滑 0.09 元/方。2023-2024H1 城燃平均购气成本累计仅下降 0.12 元/方, 售气价差累计仅上升 0.02 元/方, 可见采购成本及购销价差远未恢复至 2021 年之前的水平。**其中原因, 从上游来看主要为油价走势依旧坚挺、油气资源品价格的变动与挂钩油气的长协价格间存在时滞、中石油合同气价降幅较小等; 从下游来看, 主要为全国各地顺价机制尚未全部启动、经济较弱下销售给工商业的气价有所下降等。我们认为, 未来 2-3 年内随着全球油气价格中枢下移以及下游顺价的持续推进, 城燃公司的购气成本仍有较大下行空间, 价差也有继续修复的空间。

从中石油非管制合同气与进口 LNG 价格对比来看, 我们认为, 资源池相对多元、市场化气源占比高、对三大油合同气依赖度较低的城燃公司有望更显著地享受成本下降带来的盈利

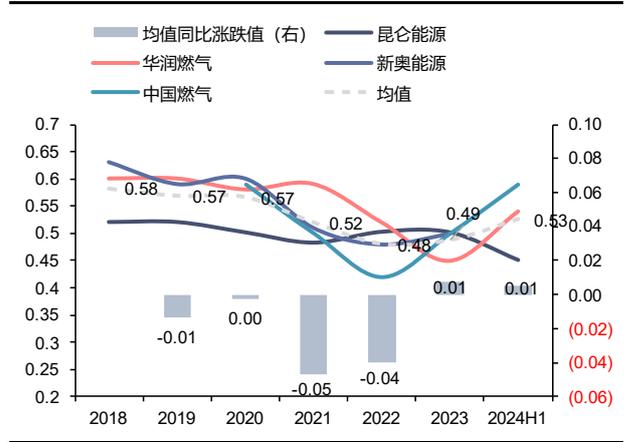
改善。1) 若中石油合同内非管制气价上浮比例降至 60%，对应华东地区的售价为 3.2 元/方。若此时 HH 气价在 4.8 美元/百万英热以下，油价在 70 美元/桶以下，采购 HH 挂钩长协及早期油价挂钩长协成本会比采购非管制气的成本更低，而若要近期挂钩油价长协采购成本更低只需油价在 90 美元/桶以下。2) 若中石油合同内非管制气价上浮比例降至 50%，对应华东地区的售价为 3 元/方。若此时 HH 气价在 3.5 美元/百万英热以下，油价在 65 美元/桶以下，采购 HH 挂钩长协及早期油价挂钩长协成本会比采购非管制气的成本更低，而若要近期挂钩油价长协采购成本更低只需油价在 85 美元/桶以下。**我们预计未来 2-3 年内 HH 价格高于 4.2 美元/百万英热、油价高于 85 美元/桶的概率较低，由此我们认为采购 HH 挂钩长协以及近年油价挂钩长协相较于中石油非管制气的成本更低。此外，若油价降至 65 美元/桶以下，则采购早期油价挂钩长协相较于中石油非管制气的成本更低。**

图 38: 2018-2024H1 港股全国性城燃公司采购成本变化 (元/方)



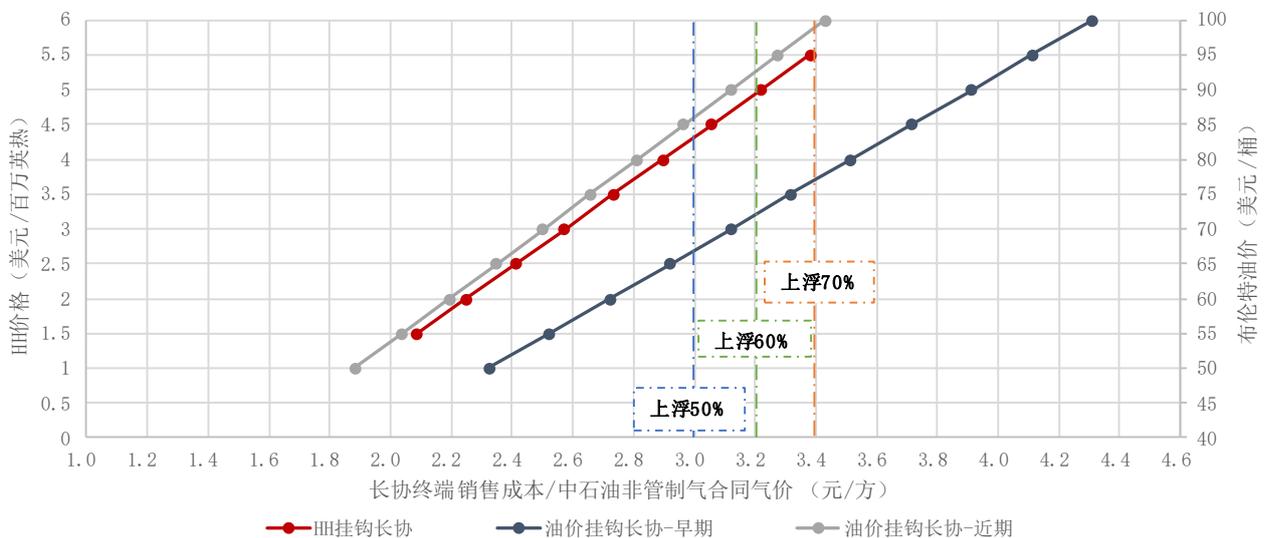
资料来源: 各公司公告, 信达证券研发中心

图 39: 2018-2024H1 港股全国性城燃公司平均价差变化 (元/方)



资料来源: 各公司公告, 信达证券研发中心

图 40: 不同油气价格下长协终端销售成本与中石油合同内非管制气售价对比 (华东区域, 含税费, 元/方)



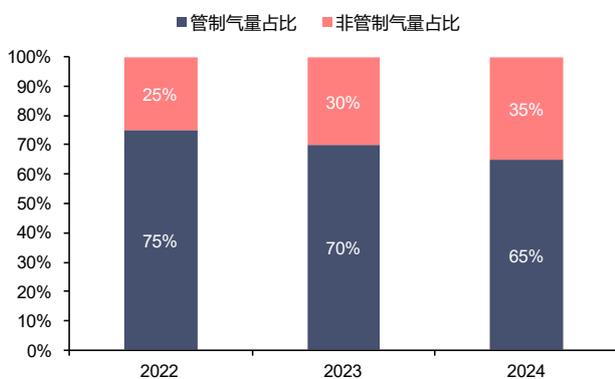
资料来源: 国家发改委, 中国海关, 信达证券研发中心

3.3 资源商角度: 气价在被动中趋于市场化, 油价挂钩长协盈利能力有望增强

国内管制气气源的占比逐渐下降, 市场化定价气源的占比趋势性提升。上游气源的结构变化导致我国气价在被动中趋于市场化。

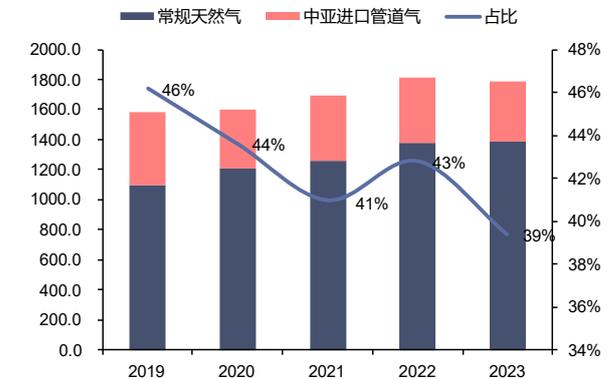
从上游气源供应结构的变化以及下游中石油合同气中管制气和非管制气的比例变化中均可看出，我国低价管制气在整个天然气市场中的占比呈下降趋势。从上游来看，我国管制气的气源主要包含陆上常规气及中亚进口管道气，近年来国产陆上气气量增速显著放缓，中亚进口管道气量有所下降，而非管制气如中俄进口管道气、进口 LNG 供应量等显著增长，导致管制气在整个上游气源供应中的占比呈下降趋势，由 2019 年的 46% 降至 2023 年的 39%。与之对应，从下游来看，2022-2024 年中石油合同气中非采暖季管制气的占比持续下降，由 2022 年的 75% 降至 2024 年的 65%，同时非管制气量占比逐渐提升，由 25% 增至 35%。此外，采暖季管制气供应比例维持 55%，已经处于较低水平。管制气占比下降，市场化定价气源比例提升，预计未来趋势或将延续。在天然气市场化改革进程的推进之外，我国天然气价格也在气源结构的变动中被动地趋于市场化。对于我国天然气资源商来说，低价管制气比例降低，天然气市场的售价逐渐趋于市场化，可参与竞争的市场范围有望持续扩大。

图 41: 2022-2024 年中石油非采暖季管制气与非管制气资源分配比例



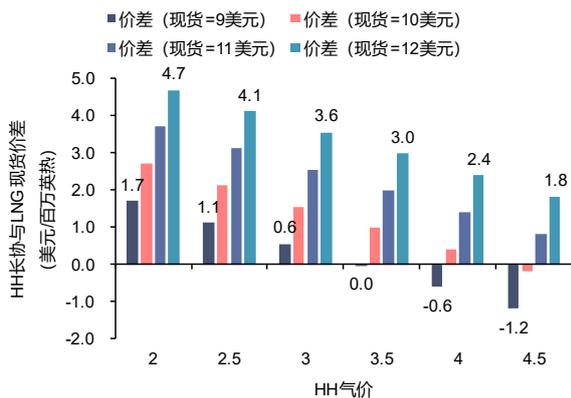
资料来源: 隆众资讯, 《财经》, 中国能源报, 信达证券研发中心

图 42: 2019-2023 年我国管制气气源量及占比 (亿方)

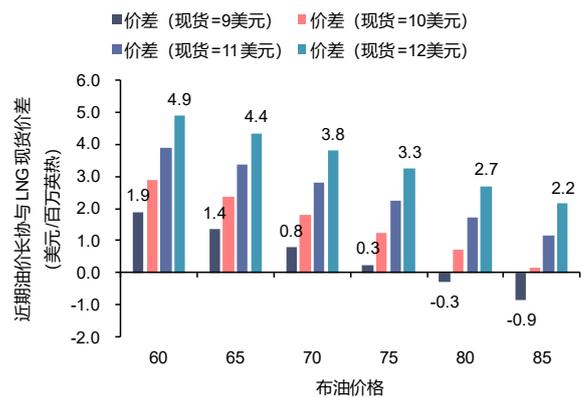


资料来源: iFinD, 邹才能等《非常规油气勘探开发理论技术助力我国油气增储上产》, 中国石油新闻中心, 石油商报, 国家能源局, 国家海洋科学数据中心粤港澳大湾区分中心, 自然资源部海洋战略规划与经济司, 中国通用机械工程协会, 新浪财经, 上海石油天然气交易中心, 经济参考网, 人民政府网, 新华社, 搜狐网, 中国石油石化, 信达证券研发中心

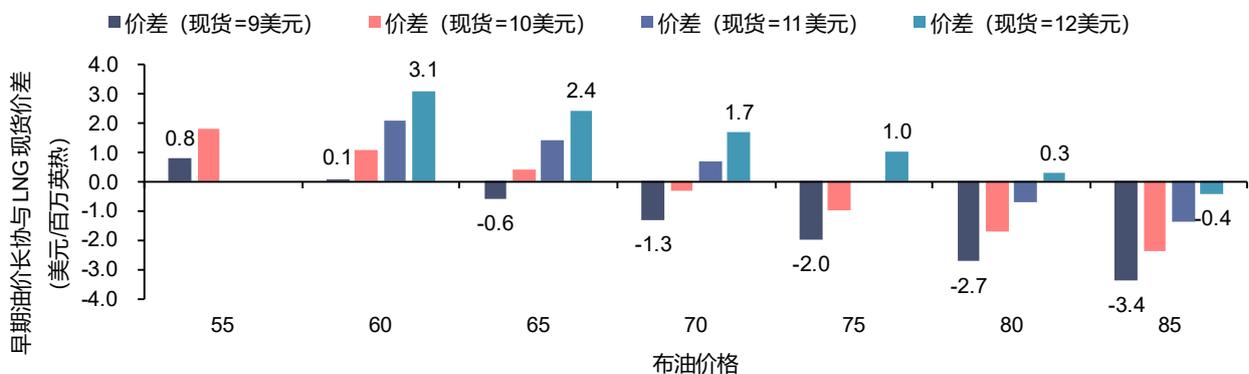
我们认为 LNG 现货到岸大致可以代表在当前的供需环境下，国内对于购买补充气源价格的边际最高意愿，因此在评价各种进口长协气源的盈利空间时，主要选取国内 LNG 现货到岸价作为对比参考。在 2024 年布油价格 80 美元/桶、HH 均价 2.2 美元/百万英热、中国 LNG 现货到岸价 12 美元/百万英热左右的油气价格水平下，盈利能力排序为 HH 长协 > 近期油价长协 > 早期油价长协，与 LNG 现货到岸价差分别为 4.1~4.7 美元/百万英热、2.7 美元/百万英热、0.3 美元/百万英热。若 LNG 现货到岸价降至 9 美元/百万英热左右，则 HH 挂钩长协盈亏平衡点为 HH=3.5 美元/百万英热左右，近期油价挂钩长协盈亏平衡点为 Brent=72 美元/桶左右，早期油价挂钩长协盈亏平衡点为 Brent=60 美元/桶左右。鉴于我们对未来几年油价、HH 价格走势的预测（油价中枢 65-70 美元/桶，HH 中枢 3-3.5 美元/百万英热），我们判断，未来 2-3 年内，HH 挂钩长协有望保持盈利性但盈利空间或将缩窄，油价挂钩长协盈利空间有望扩大，其中早期油价挂钩长协有望减亏，近期油价挂钩长协盈利能力有望进一步增强。

图 43: 不同气价假设下 HH 挂钩长协与 LNG 现货到岸价的价差 (美元/百万英热)


资料来源: 陈蕊等《全球 LNG 贸易定价演变规律与新趋势及相关启示》, 信达证券研发中心

图 44: 不同油价假设下近期油价挂钩长协与 LNG 现货到岸价的价差 (美元/百万英热)


资料来源: 陈蕊等《全球 LNG 贸易定价演变规律与新趋势及相关启示》, 信达证券研发中心

图 45: 不同油价假设下早期油价挂钩长协与 LNG 现货到岸价的价差 (美元/百万英热)


资料来源: 陈蕊等《全球 LNG 贸易定价演变规律与新趋势及相关启示》, 信达证券研发中心

根据我们不完全统计, 截至 2023 年, 我国城燃公司/集团在手 LNG 长协共有 30 单以上 (含未执行的合同), 资源量合计超过 3000 万吨/年 (约合 420 亿方/年以上), 其中已经在执行的长协资源量超过 1600 万吨/年 (约合 220 亿方/年以上), 待执行长协资源量超过 1400 万吨/年 (约合 200 亿方/年以上)。

1) 美国 HH 挂钩长协: 目前拥有美国 HH 挂钩在执行长协的公司为广州发展 (200 万吨/年)、广东省能源集团 (100-150 万吨/年)、新奥股份 (90 万吨/年)、佛燃能源 (30 万吨/年); 拥有美国 HH 挂钩待释放长协的公司为新奥股份、中国燃气、佛燃能源等, 资源量分别为 650 万吨/年、370 万吨/年、80 万吨/年, 有望于 2025-2028 年陆续开始执行。其中新奥股份及中国燃气未来释放的 HH 挂钩长协量较大, 有望大幅扩充及多元化其上游资源池。

2) 近年油价挂钩长协: 目前拥有近年油价挂钩在执行长协的公司为新天绿能 (100 万吨/年)、广州发展 (65 万吨/年)、广汇能源 (80 万吨/年) 等, 此外我们预计广东省能源集团、浙能集团、申能集团也有部分长协为近期油价挂钩长协, 但由于未公开披露挂钩价格, 所以并未统计在内。以上公司近年油价挂钩的长协有望受益于未来几年油价中枢下行, 竞争力及盈利能力有望增强。除在执行的长协外, 新奥股份还于 2023 年 12 月签署了布油挂钩的长协, 有望于 2028 年开始执行, 以进一步分散能源价格波动风险, 优化资源池结构。

3) 早年油价挂钩长协: 目前拥有早年签订的油价挂钩长协的公司为新奥股份 (144 万吨/年)、九丰能源 (99 万吨/年), 若未来几年油价下行, 预计以上公司的油价挂钩长协也将有所下降。

表 10: 中国城燃公司/集团在手 LNG 长协情况 (不完全统计)

上市公司	供应商	签约年份	起供年份	供应年限	年供气量 (万吨/年)	挂钩指数	交付方式
新奥股份/ 新奥能源	Chevron	2016	2018	10 年	66	JCC	DES
	Total	2016	2018	10 年	50	JCC/HH	DES
	Origin	2016	2018	10 年	28	Brent	DES
	Cheniere	2021	2022	13 年	90	HH	FOB
	Novatek	2022	预计 2025	11 年	60	Brent	DES
	Energy Transfer	2022	预计 2026	20 年	90	HH	FOB
	Energy Transfer	2022	预计 2026	20 年	180	HH	FOB
	Next Decade	2022	预计 2026	20 年	200	HH	FOB
	Cheniere	2023	预计 2026	20 年	180	HH	FOB
	ADNOC	2023	预计 2028	15 年	100	Brent	-
中国燃气	Energy Transfer	2022	预计 2026	25 年	70	HH	FOB
	Next Decade	2022	预计 2027	20 年	100	HH	FOB
	Venture Global	2023	预计 2027	20 年	200	HH	-
佛燃能源	BP 中国	2021	2023	10 年	2023-2024 年 7.5; 2025-2032 年 10	-	-
	Cheniere	2021	2023	20 年	30	HH	-
	Cheniere	2023	预计 2028	20 年	80	HH	FOB
深圳燃气	广东大鹏	2006	2006	25 年	27	-	-
	广东大鹏 TUA	2021	2021	14 年	27	-	-
	BP 中国	2021	2023	10 年	2023-2024 年 22.5; 2025-2032 年 30	-	DES
广东省能源集团	QatarEnergy	2021	2024	10	100	油价*	-
	NextDecade	2022	2023	20	100-150	HH	FOB
广州燃气	Woodfibre LNG (Ganada)	2016	-	25	100	-	-
广州发展	bp	2021	2022	13	65	油价	-
	Mexico Pacific	2022	2023	20	200	HH	-
九丰能源	马石油 (补充协议)	2020	2020	5	99	Brent/JKM	FOB
	ENI (补充协议)	2020	2021	3-4		JKM	FOB
广汇能源	Total	2019	2020	10	80	Brent/HH*	-
中能集团	马石油	2020	2022	14	150	-	DES
	Novatek	2021	-	15	超过 20	油价*	DES
	TotalEnergies	2021	-	20	140	-	-
新天绿能	QatarEnergy	2021	2022	15	100	油价	-
浙能集团	ExxonMobil	2019	2022	20	100	-	DES
	Novatek	2021	-	15	100	油价*	DES
	Mexico Pacific	2023	-	20	100	-	FOB

资料来源: iFinD, 新奥股份业绩说明会材料, 佛燃能源公司公告, 深圳燃气公司公告, 广州发展公司公告, 九丰能源公司公告, 广汇能源公司公告, 新天绿能公司公告, 广州燃气集团官网, 浙能集团官网, 俄罗斯卫星通讯社, China LNG Association, 路透社, 中国证券网, 北极星能源网, 陆家嘴金融网, 智灵财经, 人民资讯, 金联创, 财联社, 信达证券研发中心 注: 标*为我们推测的长协挂钩指数

四、投资建议

从华北、华东、华南三地气源终端成本来看，国产常规气成本最低，其次为非常规气；油气价格挂钩的进口管道气及进口 LNG 长协、现货价格相对较高且变化较大。2023-2024 年在油强气弱的国际能源价格走势下，油价挂钩的长协成本高居不下，HH 挂钩的长协成本优势凸显。我们判断在未来 2-3 年内油价中枢下移及全球 LNG 供给端产能释放后亚欧与美国市场套利空间缩窄的预期下，油价挂钩的长协竞争优势或将逐步增强。**从中下游城燃公司采购的角度来看**，我们认为未来 2-3 年内城燃公司的购气成本仍有较大下行空间，价差也有望持续修复，其中中石油合同气价有望下行，但降幅有限，因此购气结构中市场化资源占比较大的城燃公司受益有望更加显著。**从资源商的角度来看**，上游气源的结构变化导致我国气价在被动中趋于市场化，可参与竞争的市场范围有望持续扩大，此外油价挂钩的长协盈利能力有望增强。然而，长期来看，在国际油气价格频繁波动、地缘政治局势多变的大环境下，对于 LNG 进口资源商来说，构建一个油气挂钩长协兼备的多元化上游资源池、分散单一能源品价格波动带来的风险或为长期更加重要的考量。

相关受益标的包括：

- 1) **拥有多元化资源池优势的全国性城燃公司：**新奥股份（A）（浙江舟山 LNG 接收站，144 万吨早期油价长协+90 万吨 HH 挂钩长协在执行+810 万吨 HH 及油价挂钩长协待释放）/新奥能源（H）、中国燃气（370 万吨 HH 挂钩长协待释放）。
- 2) **背靠央企集团、拥有上游资源及下游拓展优势的全国性城燃公司：**昆仑能源（背靠中石油强大资源商，气源优势强，购销价差稳定+下游气量增速高）、华润燃气（背靠华润集团，商业气量占比大，售气量增速快）。
- 3) **拥有油、气挂钩长协资源的地方性燃气公司：**华南地区：佛燃能源（HH 挂钩长协）、九丰能源（早年油价挂钩长协+广东东莞 LNG 接收站）、深圳燃气；华北地区：新天绿能（近年油价挂钩长协+河北曹妃甸 LNG 接收站）。
- 4) **地方性长输管线标的：**蓝天燃气、皖天然气、陕天然气。

表 11：可比公司估值表（截至 2025/1/10）

证券代码	证券简称	收盘价（港元/元）	归母净利润（百万元）				PE				PB	股息率
			2023A	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E		
600803.SH	*新奥股份	19.82	7091	5687	6468	8751	8.66	10.77	9.48	7.00	2.60	4.57%
601139.SH	深圳燃气	6.45	1440	1529	1793	2039	13.72	12.15	10.35	9.11	1.30	2.48%
002911.SZ	佛燃能源	11.2	844	1010	1150	1294	14.00	14.29	12.53	11.16	3.42	4.08%
605090.SH	九丰能源	26.32	1306	1662	1819	2081	13.50	10.11	9.24	8.07	2.22	2.94%
600956.SH	新天绿能	7.18	2207	2546	3085	3848	14.08	11.83	9.79	7.83	1.45	2.98%
605368.SH	蓝天燃气	10.98	606	598	639	669	12.92	12.92	12.08	11.54	2.08	11.55%
603689.SH	皖天然气	8.33	344	372	442	519	14.12	10.72	9.02	7.67	1.38	4.10%
02688.HK	新奥能源	53.25	6,816	6,962	7,667	8,422	8.71	8.16	7.41	6.75	1.32	5.56%
00135.HK	昆仑能源	7.51	5,682	6,304	6,857	7,422	9.79	9.78	8.97	8.30	0.95	6.41%
01193.HK	华润燃气	27.55	4,765	5,292	5,789	6,382	11.34	11.22	10.26	9.30	1.53	4.56%
00384.HK	中国燃气	6.28	2,953	3,640	4,087	4,449	12.05	8.73	7.78	7.15	0.63	7.96%

资料来源：iFinD，信达证券研发中心整理 注：标*公司为信达能源的盈利预测，其他公司采用 iFinD 一致预测；注：港股公司收盘价单位为港元，A 股公司收盘价单位为元

风险因素

- 1、地缘政治等因素影响下全球油气价格大幅波动：**若未来国际油气价格因地缘政治等因素出现大幅波动，或将对城燃公司的稳定经营造成不利影响。
- 2、宏观经济增速不及预期导致国内天然气消费量增速不及预期：**我国天然气下游消费结构中，工商业用气增速受国内经济情况的影响较大，若宏观经济增速不及预期，城燃公司的售气量增速或将受到一定的影响。
- 3、天然气顺价实施进展不及预期：**我国天然气顺价机制的实施和制定受制于地方政府等多种因素，天然气顺价进展不及预期或对城燃公司的价差修复情况有所影响。

研究团队简介

左前明，中国矿业大学博士，注册咨询（投资）工程师，信达证券研发中心副总经理，中国地质矿产经济学会委员，中国国际工程咨询公司专家库成员，中国价格协会煤炭价格专委会委员，曾任中国煤炭工业协会行业咨询处副处长（主持工作），从事煤炭以及能源相关领域研究咨询十余年，曾主持“十三五”全国煤炭勘查开发规划研究、煤炭工业技术政策修订及企业相关咨询课题上百项，2016年6月加盟信达证券研发中心，负责煤炭行业研究。2019年至今，负责大能源板块研究工作。

李春驰，CFA，CPA，上海财经大学金融硕士，南京大学金融学学士，曾任兴业证券经济与金融研究院煤炭行业及公用环保行业分析师，2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力、天然气等大能源板块的研究。

高升，中国矿业大学（北京）采矿专业博士，高级工程师，曾任中国煤炭科工集团二级子企业投资经营部部长、下属煤矿副矿长，曾在煤矿生产一线工作多年，从事煤矿生产技术管理、煤矿项目投资和经营管理等工作。2022年6月加入信达证券研发中心，从事煤炭、钢铁及上下游领域研究。

刘红光，北京大学博士，中国环境科学学会碳达峰碳中和专业委员会委员。曾任中国石化经济技术研究院专家、所长助理，牵头开展了能源消费中长期预测研究，主编出版并发布了《中国能源展望2060》一书；完成了“石化产业碳达峰碳中和实施路径”研究，并参与国家部委油气产业规划、新型能源体系建设、行业碳达峰及高质量发展等相关政策文件的研讨编制等工作。2023年3月加入信达证券研究开发中心，从事大能源领域研究并负责石化行业研究工作。

邢秦浩，美国德克萨斯大学奥斯汀分校电力系统专业硕士，天津大学电气工程及其自动化专业学士，具有三年实业研究经验，从事电力市场化改革，虚拟电厂应用研究工作，2022年6月加入信达证券研究开发中心，从事电力行业研究。

吴柏莹，吉林大学产业经济学硕士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事公用环保行业研究。

胡晓艺，中国社会科学院大学经济学硕士，西南财经大学金融学学士。2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事石化行业研究。

刘奕麟，香港大学工学硕士，北京科技大学管理学学士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事石化行业研究。

李睿，CPA，德国埃森经济与管理大学会计学硕士，2022年9月加入信达证券研发中心，从事煤炭和煤矿智能化行业研究。

李栋，南加州大学建筑学硕士，2023年1月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

唐婵玉，香港科技大学社会科学硕士，对外经济贸易大学金融学学士。2023年4月加入信达证券研发中心，从事天然气、电力行业研究。

刘波，北京科技大学管理学本硕，2023年7月加入信达证券研究开发中心，从事煤炭和钢铁行业研究。

分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明，本人具有证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告；本报告所表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点；本人薪酬的任何组成部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

免责声明

信达证券股份有限公司（以下简称“信达证券”）具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通，对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制，但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断，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出现不同程度的波动，涉及证券或投资标的的历史表现不应作为日后表现的保证。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告，对此信达证券可不发出特别通知。

在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人做出邀请。

在法律允许的情况下，信达证券或其关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深 300 指数（以下简称基准）； 时间段：报告发布之日起 6 个月内。	买入 ：股价相对强于基准 15% 以上；	看好 ：行业指数超越基准；
	增持 ：股价相对强于基准 5%~15%；	中性 ：行业指数与基准基本持平；
	持有 ：股价相对基准波动在±5% 之间；	看淡 ：行业指数弱于基准。
	卖出 ：股价相对弱于基准 5% 以下。	

风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下，信达证券不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者需自行承担风险。