

证券研究报告

天然气行业深度研究： LNG迎扩能高峰，美欧亚气价差或收窄

石油石化 强于大市（维持）

平安证券研究所 大宗商品与新材料研究团队

证券分析师

陈潇榕 投资咨询资格编号：S1060523110001 邮箱：chenxiaorong186@pingan.com.cn

马书蕾 投资咨询资格编号：S1060524070002 邮箱：mashulei362@pingan.com.cn

2025年3月7日

请务必阅读正文后免责条款

平安证券

核心观点：

- **天然气定价模式：**全球LNG贸易中，据GIIGNL，2023年签署长期协议模式的交易量占61.1%，短期协议占3.8%，现货交易占35.2%。现货交易价格直接反馈天然气短期供需结构和库存等情况，而长协定价主要可分为与油价指数挂钩的OPE模式和与气价指数挂钩的气对气竞争定价GOG模式。中东、亚太地区长协价多与油价挂钩，欧美气价市场化程度相对高，同时长协以气-气竞争定价(GOG)。以中国LNG到岸价为例，据wind，2024年布油均价约80.93美元/桶、HH均价约2.23 \$/Mmbtu，油价挂钩的LNG长协价②约9.40\$/Mmbtu、HH气价挂钩的LNG长协价约7.71 \$/Mmbtu，中国LNG现货到岸均价约11.9 \$/Mmbtu（据ifind，2024年欧洲TTF气价均值约10.9 \$/Mmbtu），低气价环境下GOG定价的美国长协气源最具低成本优势，但假设2025年油价如我们预期回落至65美元/桶（对应油价挂钩长协价约7.65 \$/Mmbtu），HH气价中枢震荡上调至3 \$/Mmbtu（对应气价挂钩长协价约8.59 \$/Mmbtu），油价挂钩长协②将更具价格优势。
- **天然气价格支撑线：**美国海内斯维尔、尤提卡、伍德福德等相对高成本气田盈亏平衡气价在2.5-3.5美元/百万英热(\$/mmbtu)，气价长时间低于2.5 \$/mmbtu会导致区域内生产商亏损从而减产，未来海内斯维尔盆地是美国天然气增量的重要来源，因此我们认为2.5-3.5 \$/mmbtu是HH气价合理运行区间；据IOP Science-Qian Zou等的报告，美国LNG项目平均液化成本约2.31 \$/mmbtu，根据航线不同，美国LNG出口到中国运费通常在2-3\$/mmbtu(假设取中值2.5)，加上HH-3 \$/mmbtu*1.15和0.33\$/mmbtu气损管输费，美国LNG出口到中国的成本合计约8.59\$/mmbtu，考虑加征15%进口关税后为9.88 \$/mmbtu，美国LNG原料气成本和液化成本在全球处于较低水平，且美国LNG在全球贸易市场占比高，未来全球主要的LNG增量项目也将来自美国、卡塔尔、加拿大等国，因此我们认为该价格可作为中国进口LNG的支撑价。
- **天然气贸易流向已发生明显改变：**欧洲对俄气依赖大幅减小，转向增加美国LNG进口。俄乌冲突前欧洲管道气主要来自内部的挪威、荷兰等国以及俄罗斯，冲突后因北溪管道遭破坏、德国美国暂停对北溪2号天然气管道项目认证等因素导致欧洲向俄罗斯进口管道气明显减少，欧洲从美国进口的液化天然气(LNG)显著增多，同时增加欧洲内部国家比如挪威等国产气量和内部贸易量，除东欧部分国家仍依赖俄气外，欧盟基本实现了天然气去俄化（据KPMG《世界能源统计年鉴》，2021-2023年从俄罗斯进口天然气占总进口量的比例从61%降至26%（据欧盟委员会报告，2024H1占比已降至18%），其中从俄进口管道气PNG占总进口PNG量的比例从45%降至15%），2025年因俄乌过境协议到期不再续约，所有俄罗斯向欧洲输气的通道（简称俄罗斯北线）完全断供，缺口部分将由增加进口LNG和挪威管道气等方式补充，欧洲剩余输气管道挪威线、北非线、阿塞拜疆线都具有较高稳定性，同时，欧盟正推动土库曼斯坦天然气经阿塞拜疆输欧管线建设，预期2025年欧洲天然气供给受俄气断供冲击仍可控。而俄罗斯部分管道气转向出口到中国、印度等亚太地区，2022-2023年期间以一定价格优势获得中印部分地方炼厂的青睐。

核心观点：

- **展望天然气基本面和价格展望：**供应端，2025-2028年全球LNG进入新增产能释放高峰期，增量主要来自美国、卡塔尔、加拿大、莫桑比克等国，LNG供应或将由紧转松，其中美国Plaquemines和Corpus Christi S3、加拿大LNG Canada等项目有望在2025年全面运行。美国天然气供应价格弹性较大，主要系库存气井数量较多、页岩气田储量丰富且开发成本较低，预期美国页岩气有快速匹配LNG产能释放时所需原料气的的能力，未来增量将主要来自海内斯维尔和二叠纪盆地。**需求端**，LNG需求增量主要来自中国和东南亚、南亚国家，主要系经济增速相对高、接收设施投产、LNG逐步替代柴油在运输领域的作用，但中国本土非常规天然气产量增速较快，中俄管道气进口增量持续释放，可能对LNG进口量有所限制，此外，日本核电重启和新能源发电提升或将导致LNG进口继续减少，**未来全球LNG供需或趋于宽松，亚欧进口LNG价格中枢或逐步下移；**欧洲气电需求受新能源发电替代呈趋减态势，工业耗气在经济下行和巨头裁员影响下有进一步走弱风险，**2025年淡季欧气TTF价格在需求弱势和供应走宽预期下有震荡回落、中枢下移的风险，但2024年底至今因冷冬的涨价行情也反馈出欧气供应的脆弱性，因此季节性行情机会仍较大；**美国数据中心有望带动电力耗气需求保持增长，且LNG产能释放、出口增加将对原料气需求有提振作用，2025年美国本土天然气供需结构有望好转，**美气HH价格中枢或有抬升趋势，亚欧与美气价差有望收窄，但因美气生产成本较低、供给弹性较大，价格上方空间相对有限。**
- **投资建议：**随着全球LNG供应规模持续扩大，我国LNG进口现货价中枢有望进一步下移，但降幅相对有限，主要是由于亚洲LNG贸易结构中长协占比较高，长协价主要挂钩布伦特油价(中东/亚太/俄罗斯等)或HH气价(北美/欧洲等)：油价方面，2025年初布伦特油价受伊朗油出口减少等供应端的扰动及OPEC+减产支撑短期尚显坚挺，但全年中枢受地缘冲突缓和和基本面趋弱预期或将持续下移；气价方面，美国中高成本产气区HH气价盈亏平衡点在2.5-3.5\$/mmbtu，未来海内斯维尔盆地是美国天然气增量的重要来源，因此我们认为2.5-3.5\$/mmbtu是HH气价合理运行区间（2024年HH均价约2.2\$/mmbtu）。在全球LNG量增价降趋势下，美国和亚欧市场气价差有望收窄，随着我国气价市场化的推进，上下游价格联动性加强，城燃公司购气成本有望下行，上游气源供应商（主要是中石油/中石化/中海油）和市场化购气占比高的燃气公司有望受益于进口气价下调带来的盈利修复，同时随着油价中枢的下移，拥有油气挂钩长协气源的企业成本有望下降。综上，建议关注兼有油气挂钩长协气源和市场化气源等多元化原料构成、业绩相对稳健、分红比例较高的燃气企业：**中国燃气、华润燃气、昆仑能源、新奥能源、佛燃能源。**
- **风险提示：**1) 宏观经济走弱导致需求不振的风险；2) LNG产能增长不及预期的风险；3) 地缘局势的不确定性；4) 新能源加速取代传统能源的风险；5) 极端天气导致气价大幅波动的风险。



1 天然气定价模式和价格走势

- 1.1 定价模式：现阶段北美GOG较东北亚OPE模式更具价格优势
- 1.2 价格支撑线：以美国中高成本产气区盈亏平衡点作为支撑
- 1.3 气价展望：预期美国HH气价稳中有涨，全球LNG量增价降

2 全球天然气供应结构和预期增量

- 2.1 美国：供应弹性大、增产有空间，大规模LNG投产在即
- 2.2 中国：国内非常规气稳步释放，中俄管道气进口提增
- 2.3 全球：未来3-5年全球液化天然气进入产能释放高峰期

3 俄欧天然气贸易流向完成变迁

- 3.1 欧洲对俄气依赖大幅减小，转向增加美国LNG进口
- 3.2 俄欧输气管道基本停运，仅东欧部分国进口俄PNG

4 中美欧天然气消费现状和展望

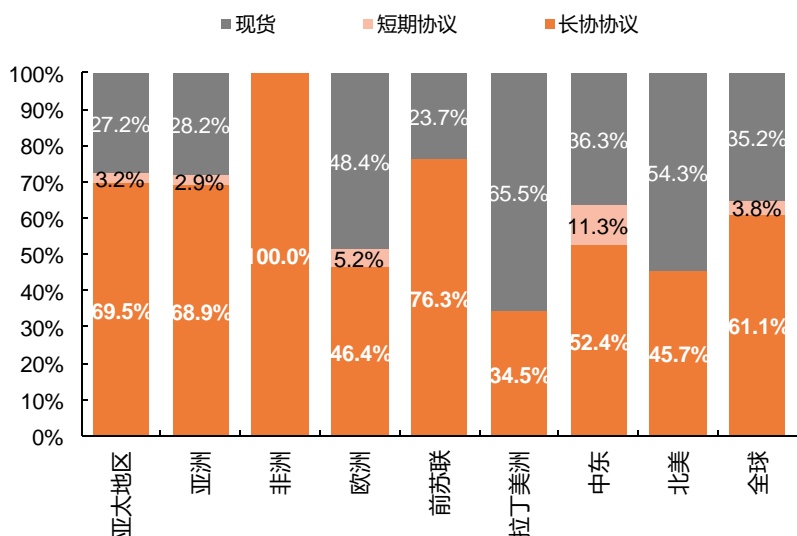
- 4.1 欧洲：发电耗气需求下滑，居民用气不确定性高
- 4.2 美国：数据中心快速发展打开电力耗气新增长极
- 4.3 中国：LNG重卡加速渗透带动城燃用气需求上行

5 投资建议和风险提示

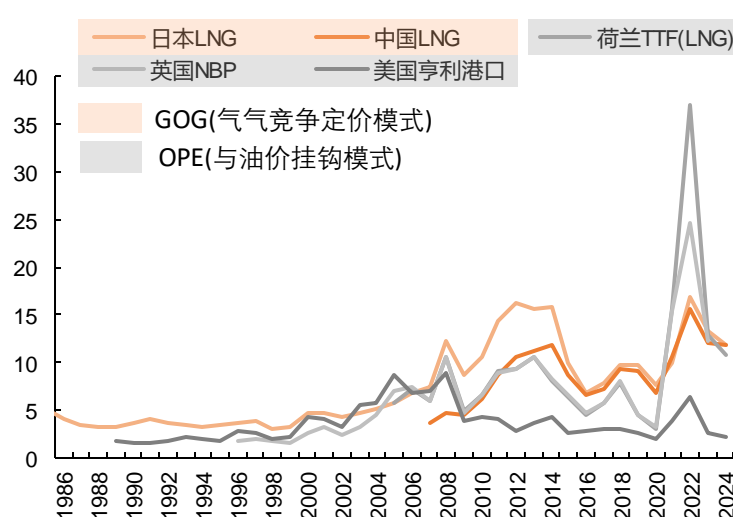
天然气定价模式：北美GOG市场化模式定价在油强气弱环境下更具价格优势

- 全球LNG贸易中，据GIIGNL，2023年通过签署长期协议模式的交易量占61.1%，短期协议占3.8%，现货交易占35.2%。现货交易价格直接反馈天然气短期供需结构和库存等情况，而长协定价主要可分为与油价指数挂钩的OPE模式和与气价指数挂钩的气对气竞争定价GOG模式。
- 中东、亚太地区长协价多与油价挂钩，东北亚天然气定价公式为 $LNG=K(\text{斜率}, 10\%-15\%: 2018\text{年前斜率在}13\%-15\%, 2018\text{年后斜率在}10\%-12\%)*\text{Brent}(\text{英国布伦特油现货价})/JCC(\text{日本原油综合价格指数})+B(0-0.5\text{美元/百万英热})$ ，以到岸交付DES模式。东北亚天然气资源相对匮乏，多以油价挂钩模式定价，气价一直相对较高。以中国LNG到岸价为例，据wind，2024年布油均价约80.93美元/桶、HH均价约2.23\$/Mmbtu，油价挂钩的LNG长协价②约9.40\$/Mmbtu、HH气价挂钩的LNG长协价约7.71\$/Mmbtu，中国LNG现货到岸均价约11.9\$/Mmbtu（据ifind，2024年欧洲TTF气价均值约10.9\$/Mmbtu），低气价环境下GOG定价的美国长协气源最具低成本优势，但假设2025年油价如我们预期回落至65美元/桶（对应油价挂钩长协价约7.65\$/Mmbtu），HH气价中枢震荡上调至3\$/Mmbtu（对应油价挂钩长协价约8.59\$/Mmbtu），油价挂钩长协②将更具价格优势。
- 北美气价市场化程度高，现货交易占比超50%，同时长协以气-气竞争定价(GOG)，由不同地区间天然气竞价形成，美国LNG价格 $= (1+15\%)*HH(\text{美国亨利交割中心天然气现货价})+[液化费+运费](3-5\$/mmbtu)$ ，多以离岸交付FOB交易；北美GOG市场化模式定价在油强气弱的环境下，价格优势进一步凸显。
- 欧洲天然气定价模式和北美趋同，已从OPE模式转变为以GOG模式为主，设定天然气虚拟交易中心，例如英国的NBP(英国国家平衡点)、荷兰的TTF(所有权转让系统)作为基准进行定价。欧洲在经历了天然气危机和俄乌冲突中加速摆脱对俄气依赖的阵痛期之后，部分俄罗斯管道气由LNG替代，气价整体有所抬

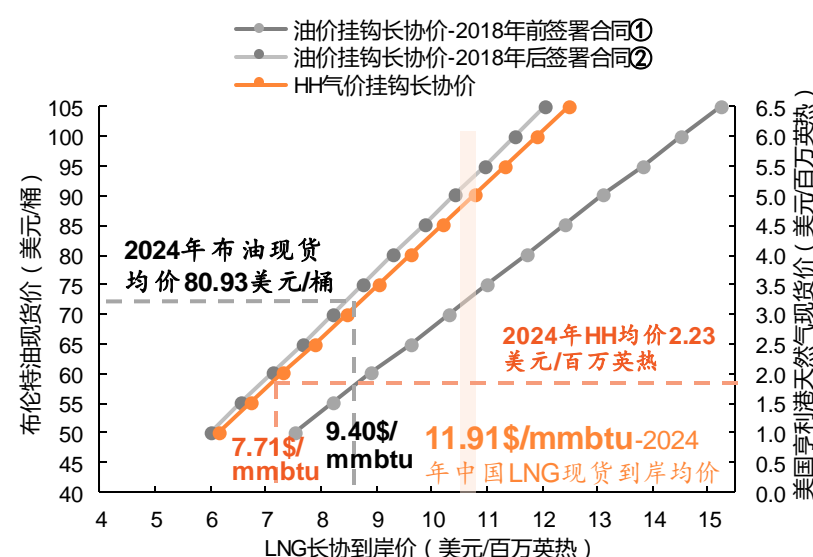
◆ 2023年全球天然气进口贸易中现货和长协占比



◆ 全球主要地区天然气价格 (\$/MMBtu)



◆ HH挂钩和布油挂钩的中国LNG长协到岸价

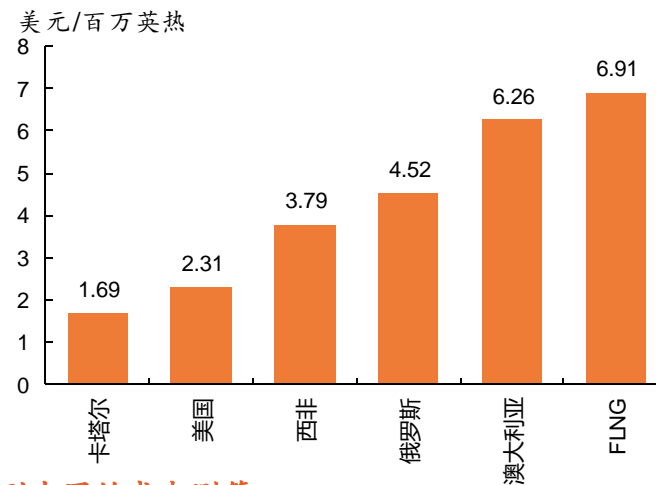


资料来源：GIIGNL，wind，定价公式参考《全球LNG贸易定价演变规律与新趋势及相关启示》，平安证券研究所

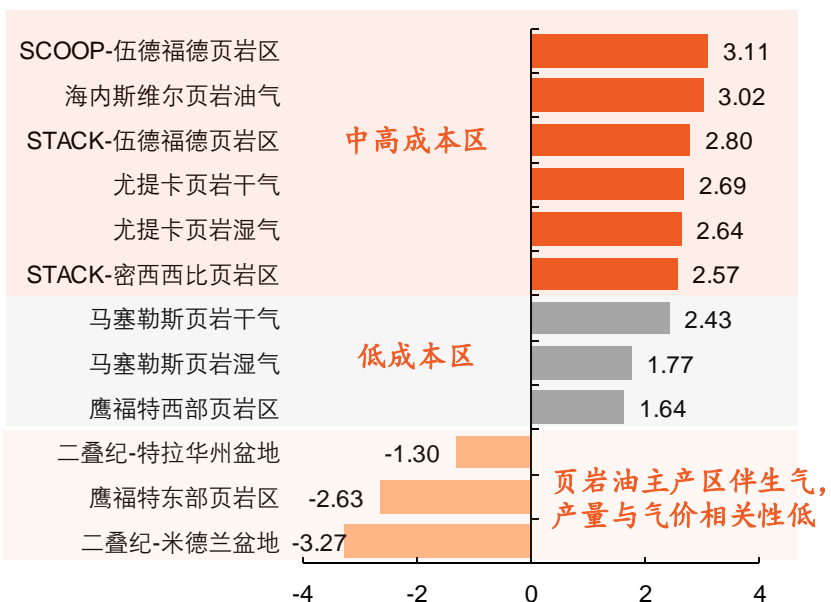
天然气价格支撑线：美国中高成本产气区气价盈亏平衡点在2.5-3.5\$/mmbtu

■ 从成本端来看，美国海内斯维尔、尤提卡、伍德福德等相对高成本气田盈亏平衡气价在2.5-3.5美元/百万英热(\$/mmbtu)，气价长时间低于2.5\$/mmbtu会导致区域内生产商亏损从而减产，例如24Q1气价持续跌破2.5\$/mmbtu，海内斯维尔区域的厂商宣布减产并降低资本开支以此支撑气价，未来海内斯维尔盆地是美国天然气增量的重要来源，因此我们认为2.5-3.5\$/mmbtu可作为HH气价合理运行区间。据IOP Science-Qian Zou等的报告，美国LNG项目平均液化成本约2.31\$/mmbtu，据能源情报网，根据航线不同，美国LNG出口到中国运费通常在2-3\$/mmbtu(假设取中值2.5)，加上HH-3\$/mmbtu*1.15和0.33\$/mmbtu气损管输费(据“天然气行业观察”公众号)，综上，美国LNG出口到中国的成本合计约8.59\$/mmbtu，考虑加征15%进口关税后为9.88\$/mmbtu，美国LNG原料气成本和液化成本在全球处于较低水平，且美国LNG在全球贸易市场占比高，未来全球主要的LNG增量项目也将来自美国、卡塔尔、加拿大等国，我们认为该价格可作为中国进口LNG的支撑价。

◆ 2018年LNG主要出口国单位液化成本



◆ 美国天然气主要产区气价盈亏平衡点(美元/百万英热)



◆ 全球代表性LNG项目出口到中国的成本测算

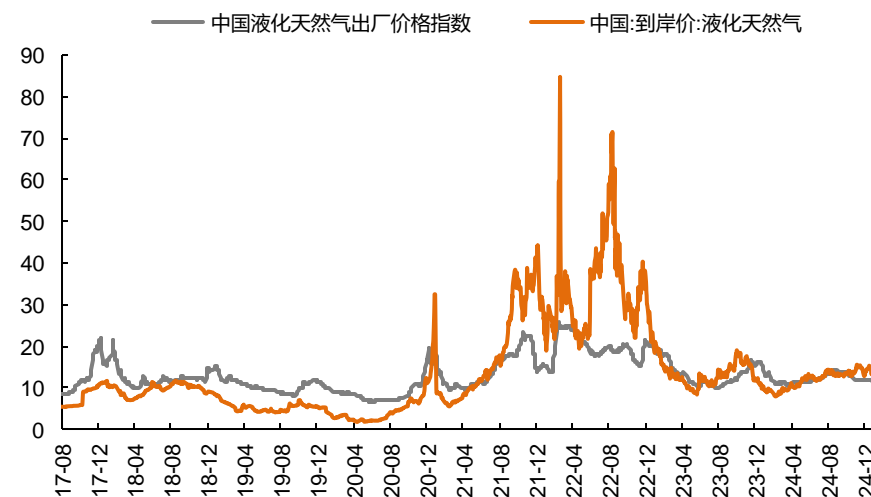
项目名称	国家	液化产能	投运时间	上游成本	液化成本	FOB离岸	到中国运费	中国到岸成本	液化单位投资成本
单位:		百万公吨/年		美元/百万英热					
美元/吨									
Sabine Pass LNG T1-2	美国	9	May-16	3.37	2.08	5.45	2.5	7.95	607
Corpus Christi LNG T3	美国	10.5	Feb-19	3.47	3.07	6.54	2.5	9.04	937
Corpus Christi LNG T1-2	美国	13.5	Aug-19	3.61	2.21	5.82	2.5	8.32	592
Golden Pass LNG T1-3	美国	15.6	Mar-24	4.10	2.31	6.41	2.5	8.91	610
Sakhalin-2 T1-2	俄罗斯	10.8	Apr-09	1.58	4.12	5.70	0.6	6.30	1164
Yamal LNG T1-3	俄罗斯	16.5	Mar-18	0.32	4.01	4.33	0.6	4.93	1443
Qatargas II T2	卡塔尔	7.8	Sep-09	0.21	1.75	1.96	1.0	2.96	510
Gorgon LNG T1-3	澳大利亚	15.6	Oct-16	2.65	9.66	12.31	0.7	13.01	2760
Ichthys LNG T1-2	澳大利亚	8.9	Dec-18	5.15	8.39	13.54	0.7	14.24	2389
LNG Canada T1-2	加拿大	14	Sep-24	2.00	3.97	5.97	1.3	7.27	1131
Mozambique LNG T1-2	莫桑比克	12.88	Feb-25	2.12	2.12	4.24	1.5	5.74	558
Rovuma LNG T1-2	莫桑比克	15.2	Feb-29	3.15	2.75	5.90	1.5	7.40	712

资料来源: wind, Oxford Institute for Energy Studies, Qian Zou等 - 《Global LNG market: supply-demand and economic analysis》, 平安证券研究所

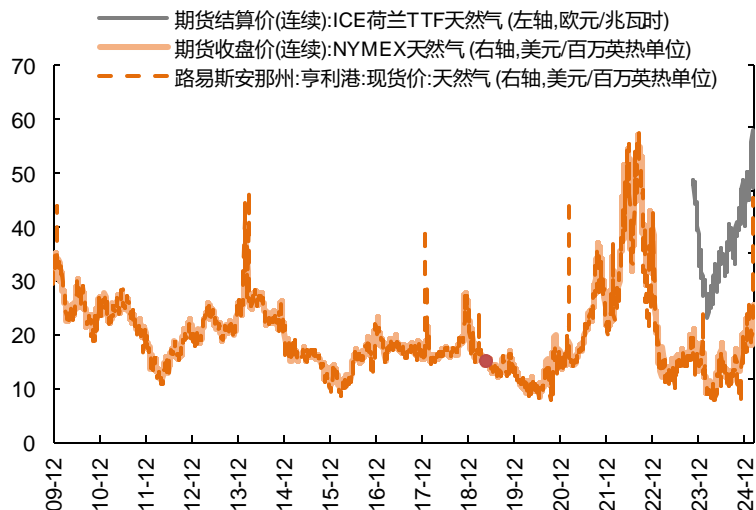
天然气价格走势回顾：气价重回合理区间，但欧气供应脆弱性对气价仍有影响

■ 回顾天然气价格走势，在经历了**2021年**欧洲供暖季延长、天然气供需失衡导致的能源危机和**2022年**俄乌冲突爆发导致的俄气运输受阻，从而大幅推涨气价后，**2023年**以来市场逐渐走向再平衡，天然气价逐步回落至合理区间，但因欧气供应和库存建设仍较脆弱，冬季寒潮对气价仍有较大影响。2024年全球天然气价呈现先跌后震荡上行的走势，1-4月受北半球气温偏暖、取暖气耗量有限、各国库存较高等因素影响，气价持续下跌；自4月中下旬以来，北美Golden Pass LNG、LNG Canada、Plaquemines LNG等多个液化天然气项目投产延期导致原料气需求不及预期，同时澳大利亚、尼日利亚、马来西亚等国LNG出口终端陆续因故障导致供应短暂中断，美国EQT、Chesapeake等天然气巨头供应商减产挺价，加上中东地区地缘风险再度升温，带动气价震荡上涨；2024年11月后，欧洲受拉尼娜气象影响，冬季温度明显偏冷，高取暖需求导致欧洲天然气库存快速下降，叠加**2025年**开始俄乌天然气过境协议到期，乌克兰拒绝续约，导致市场对欧洲天然气供应不足的担忧愈发强烈，从而推动天然气价格持续上涨。

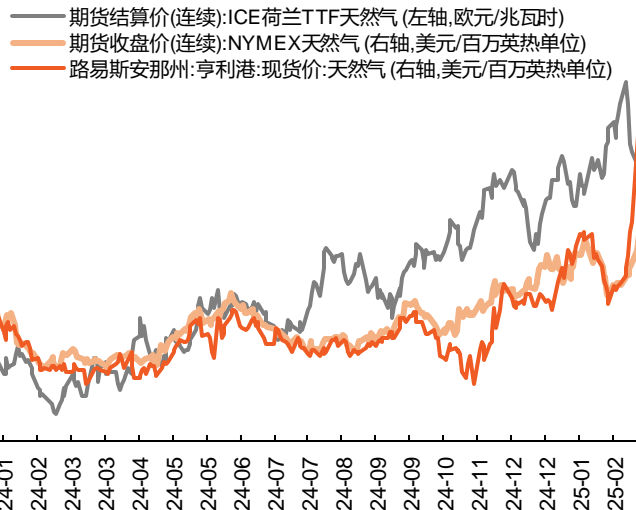
我国液化天然气价格走势（美元/百万英热）



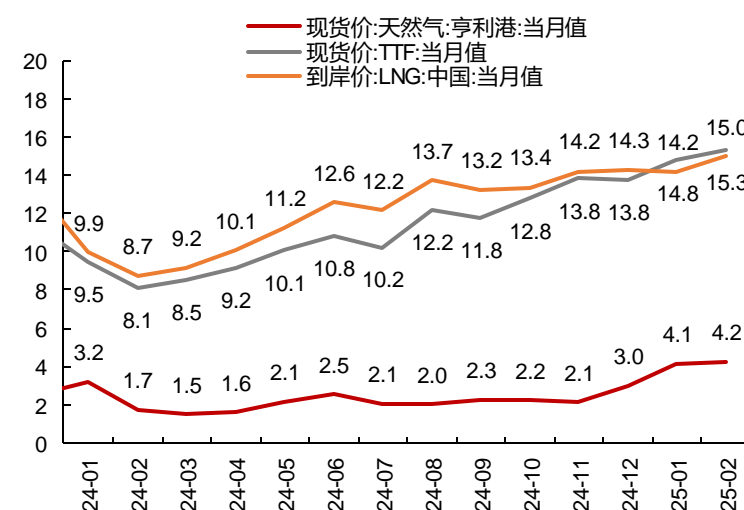
天然气长期价格走势



2024年至今天然气价格走势



天然气月度均价走势(美元/百万英热)

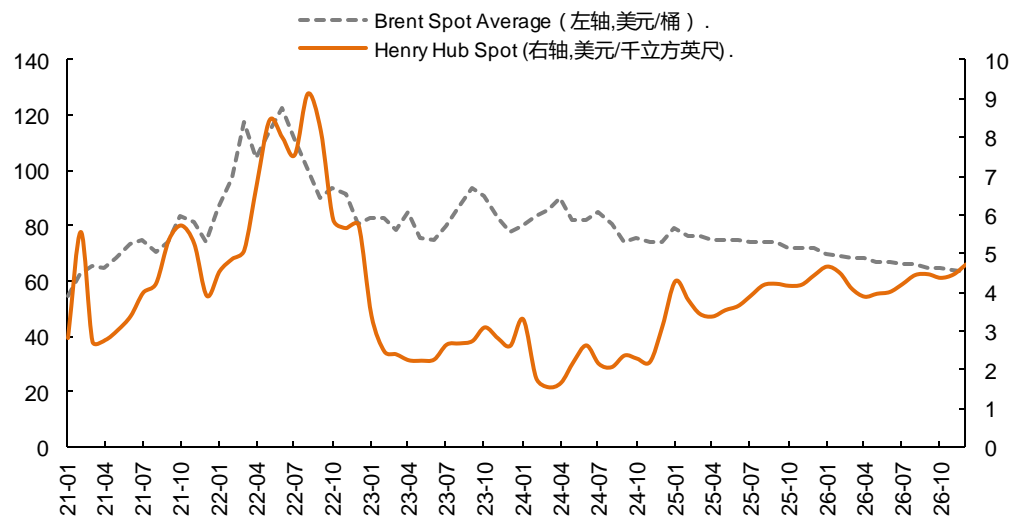


资料来源：wind, ifind, 平安证券研究所，注：中国液化天然气出厂价格指数按照1吨LNG的热值约52.21百万英热折算得到

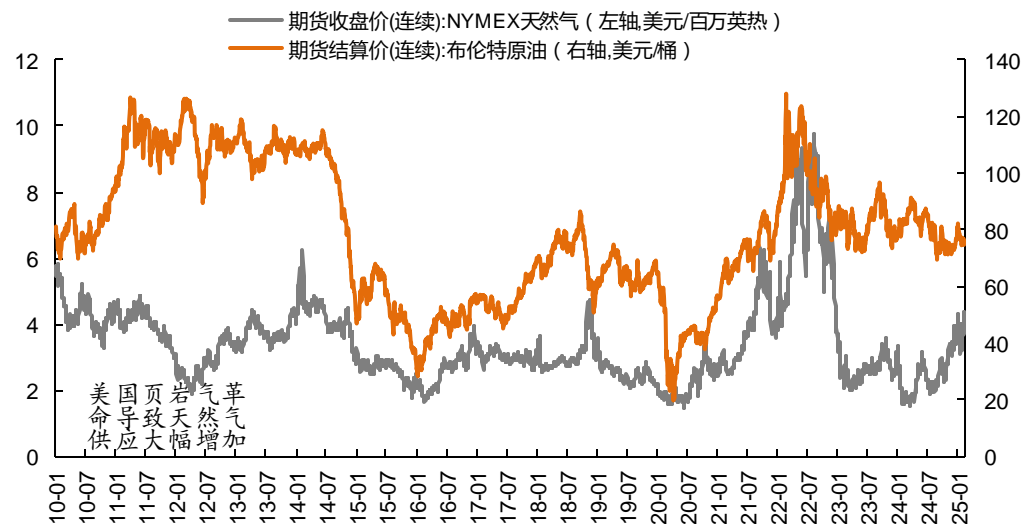
天然气价格走势展望：美国HH气价稳中有涨，亚欧LNG量增价降

■ 展望2025年天然气：供应端，虽然俄罗斯与乌克兰的过境管道气协议终止将导致俄气向欧美的输送量进一步收缩，但目前欧洲对俄气依赖度已较低，通过增加LNG进口和挪威等国增产从而加大内部贸易等方式弥补了这部分减量；同时，2025-2028年是LNG新增产能释放高峰期，LNG供应或将由紧转松，其中美国Plaquemines和Corpus Christi S3、加拿大LNG Canada等项目有望在2025年全面运行，据石油商报预计，2025年全球LNG液化能力将达5.32亿吨/年，新增2956万吨/年。需求端，LNG需求增量主要来自中国和东南亚、南亚国家，主要是经济增速相对高、接收设施投产、LNG逐步替代柴油在运输领域的作用，但中国本土非常规天然气产量增速较快，中俄管道气进口增量持续释放，可能对LNG进口量有所限制，且东南亚及南亚地区对LNG价格敏感，进口量与价格间互相制约，此外，日本核电重启和新能源发电提升或将导致LNG进口继续减少，未来全球LNG供需或趋于宽松，亚洲进口LNG价格中枢或有所下移；欧洲气电需求受新能源发电替代或呈趋减态势，工业耗气在经济下行和巨头裁员影响下有进一步走弱风险，但LNG替代俄管道气的进口需求或继续增加，我们预期2025年淡季欧气TTF价格在需求弱势和供应走宽预期下有震荡回落、中枢下移的风险，但2024年底至今因冷冬取暖气需求增加且新能源发电不稳定、地下储气库库存快速消耗至低点带来的涨价行情也反馈出欧气供应的脆弱性和备用容量的缺乏，因此欧洲气价下调幅度或有限，且仍有较大的季节性行情机会；美国数据中心有望带动电力耗气需求保持增长，且LNG产能释放、出口增加将对原料气需求有提振作用，2025年美国本土天然气供需结构有望好转，美气HH价格中枢或有抬升趋势，亚欧与美气价差有望收窄，但因美气生产成本较低、供给弹性较大，价格上方空间也相对有限。

天然气价格走势预期



天然气价和油价走势



资料来源：EIA, wind, 平安证券研究所

1 天然气定价模式和价格走势

- 1.1 定价模式：现阶段北美GOG较东北亚OPE模式更具价格优势
- 1.2 价格支撑线：以美国中高成本产气区盈亏平衡点作为支撑
- 1.3 气价展望：预期美国HH气价稳中有涨，全球LNG量增价降

2 全球天然气供应结构和预期增量

- 2.1 美国：供应弹性大、增产有空间，大规模LNG投产在即
- 2.2 中国：国内非常规气稳步释放，中俄管道气进口提增
- 2.3 全球：未来3-5年全球液化天然气进入产能释放高峰期

3 俄欧天然气贸易流向完成变迁

- 3.1 欧洲对俄气依赖大幅减小，转向增加美国LNG进口
- 3.2 俄欧输气管道基本停运，仅东欧部分国进口俄PNG

4 中美欧天然气消费现状和展望

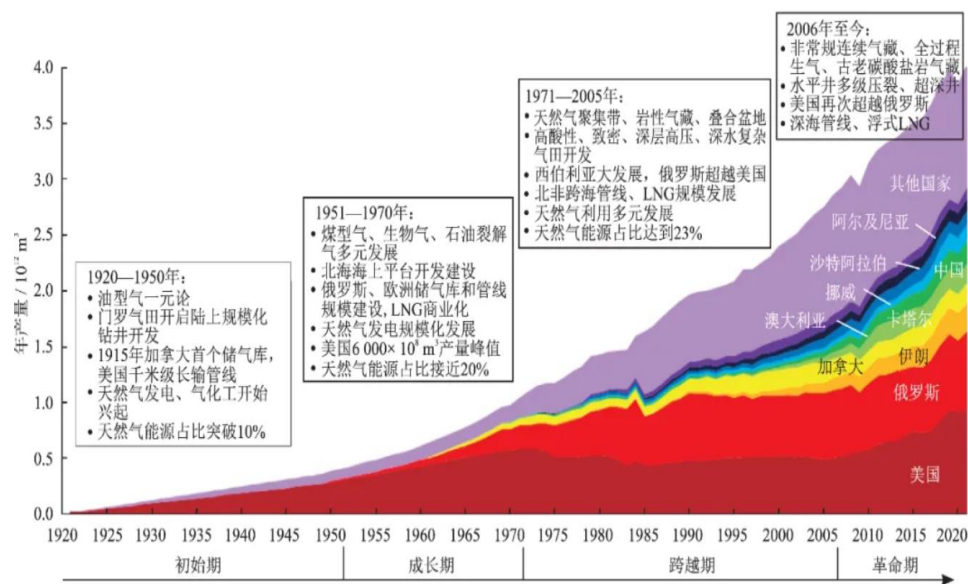
- 4.1 欧洲：发电耗气需求下滑，居民用气不确定性高
- 4.2 美国：数据中心快速发展打开电力耗气新增长极
- 4.3 中国：LNG重卡加速渗透带动城燃用气需求上行

5 投资建议和风险提示

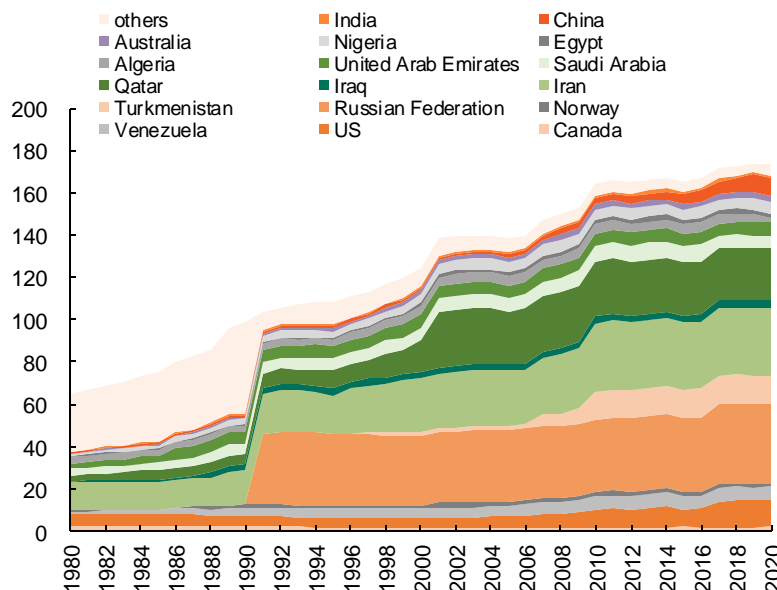
全球天然气发展史：产业推进全球商业化，新型开发技术快速发展

■ 回顾全球天然气发展历史：**1920-1950年现代天然气产业兴起**，该阶段美国天然气产业在全球居于垄断地位，门罗气田和潘汉德-胡果顿气田两座大型气田的发现使美国天然气产量快速提升，天然气长距离运输管线和跨州输气管道的建成标志着跨州贸易的开启，天然气发电和天然气化工产业的出现使其应用范围扩大。**1951-1970年现代天然气产业逐步走向成熟**，二战后各国经济恢复对天然气等能源需求巨大，各国陆续发现大型气田，石油巨头企业也开始投资天然气产业，天然气在世界一次能源消费中占比逐步提升，该阶段俄罗斯天然气产业迅速崛起，到1970年储量甚至超越美国，同时，液化天然气LNG技术逐渐成熟，开始投入运输。**1971-2005年天然气产业加速推进商业化**，各地区大量气田被发现并开采，随着管道建设的发展及配套储气设施的完善，跨国贸易迅速增长，同时，美国政府放宽天然气价格限制、天然气期货交易的出现使其商业体系更为完善。**2006年至今新型天然气产业快速发展**，非常规天然气开发、全过程生气、天然气直接转化为高性能燃料、深海运输管线、浮式LNG等技术出现并投入使用，该阶段美国产量再次超越俄罗斯。2005-2010年美国发起第一次页岩革命，“水平井+水力压裂”的技术突破使得页岩气产量加速攀升，2011年后美国天然气产量再次超越俄罗斯成为全球最大产气国，同时美国天然气出口量持续上行，2018年后成为天然气净出口国，据wind数据，2024年前11月美国天然气进口量约803亿方，出口量达1980亿方。

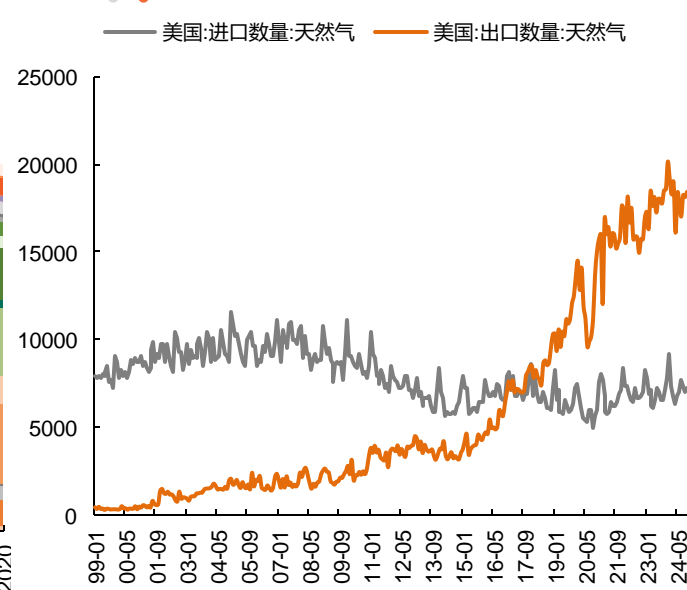
◆ 全球主要产气国天然气历年产量



◆ 全球主要产气国天然气证实储量（万亿立方米）



◆ 美国天然气进出口（百万立方米）

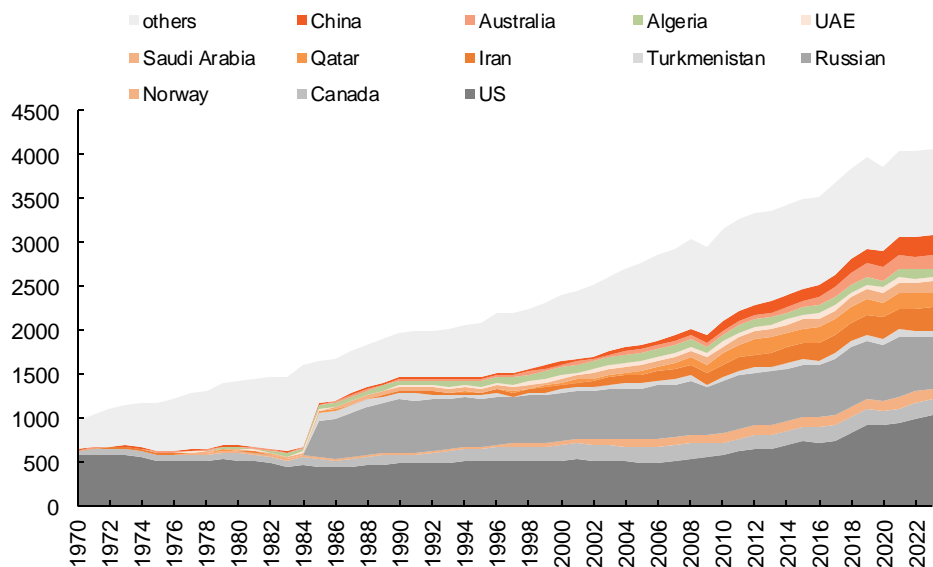


资料来源：《世界天然气产业形势与发展趋势》，KPMG，wind，平安证券研究所整理

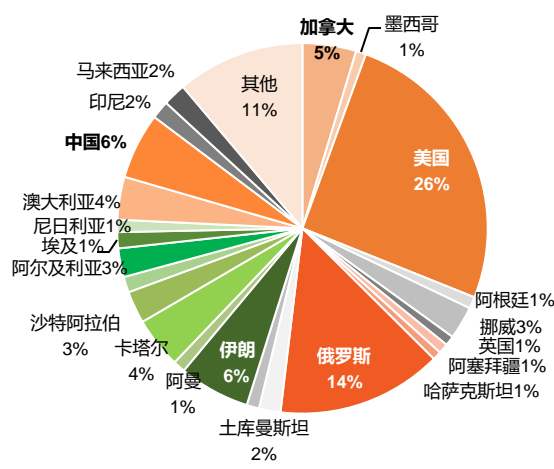
全球天然气供应：整体产量稳中有增，2011年美国超越俄罗斯成为最大产气国

■ 全球天然气产量整体呈增加态势，产量同比增速和全球GDP增速具有较高相关性。天然气按常规技术能否经济开发可分为常规气和非常规气，油气多伴生出现，因此天然气供应结构和原油有相似性，据KPMG数据，2023年美国、俄罗斯和伊朗/卡塔尔/沙特等中东地区天然气产量分别占全球的25.5%、14.4%、17.6%。据中国石油集团经济技术研究院测算，2024年全球天然气产量预计4.39万亿立方米，增速2.8%，其中俄罗斯产量约6820亿方(据俄联邦预测，出口量约1662亿方)，同比回增5.2%，美国产量约1.06万亿方，同比基本持平(2023年yoy+3.3%)，主要是低气价抑制了企业生产积极性；中石油研究院预计2025年全球天然气产量约4.49万亿立方米，同比增速约2.3%，较其预测的2025年全球4.15万亿立方米左右的天然气需求相对过剩，其中北美、中东是天然气增产主要地区，北美大型液化天然气投产将带来LNG较大规模的增量，中石油研究院测算2025年全球计划投产液化产能3260万吨/年，主要来自美国和加拿大，但近一半产能在下半年投产，实际有效新增产量约1675万吨/年，而欧洲受荷兰格罗宁根气田关闭、老旧气田衰减等因素影响，本土气田产量同比下降约50亿立方米。国际能源署IEA则预测2025年全球天然气消费量同比增长1.9%，达到4.292万亿立方米；产量达到4.281万亿立方米，同比增长2.17%，整体仍处于脆弱平衡之中，主要是考虑到2024年末-2025年初欧洲天然气库存水平下降导致2025夏季潜在的高补库需求，或导致欧洲LNG进口增加。

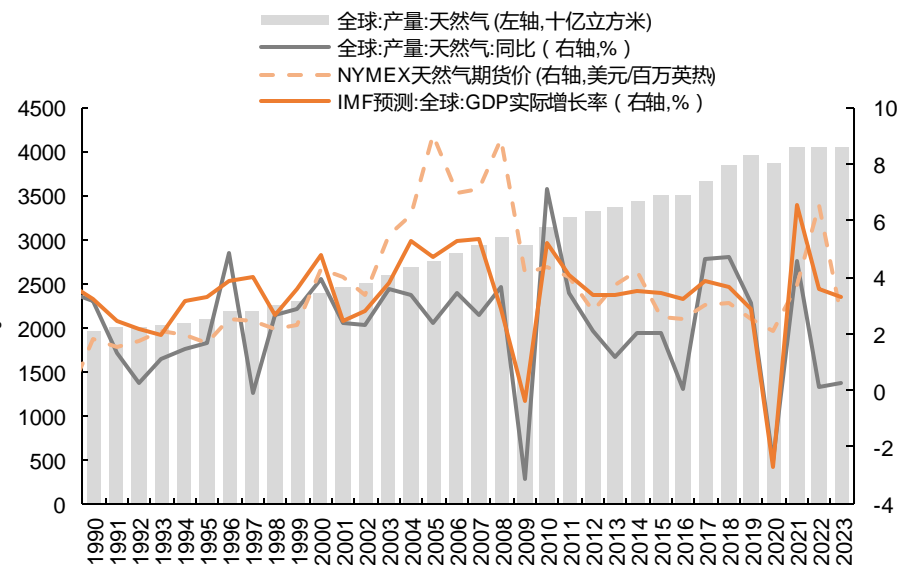
◆ 全球主要国家天然气产量 (十亿立方米)



◆ 全球天然气供应结构



◆ 全球天然气供应量同比和GDP增速趋同

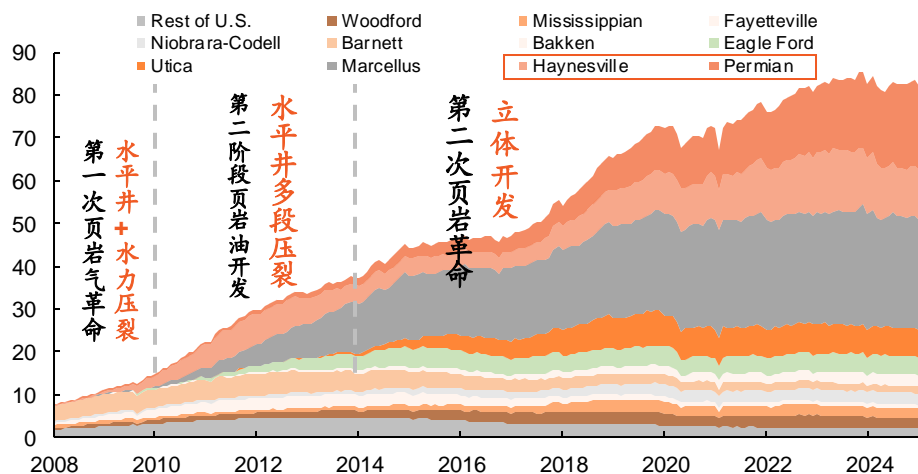


资料来源：KPMG, wind, 中国石油集团经济技术研究院《2024年国内外油气行业发展报告》，平安证券研究所，注：常规天然气包含游离赋存-油田伴生气、凝析气、纯天然气田气，非常规天然气包含吸附状态存在-页岩气、煤层气、致密气等

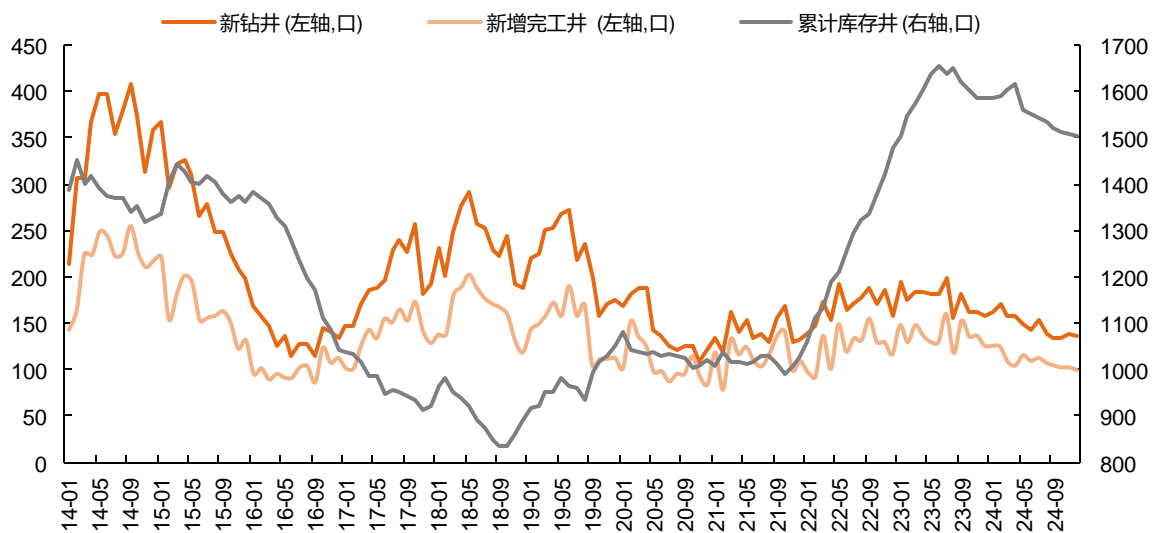
美国天然气供应弹性大，二叠纪和海内斯维尔页岩盆地将贡献主要增量

■ 美国天然气供应弹性较大，量增节奏与价格走势高度相关。一方面是主要产区库存井数仍较多，虽然自2023年气价回落以来，生产商新钻井意愿趋弱，完工井由部分库存井转化而成，但由于增产意愿也较低，库存井转化量也不大，目前仍有大量库存井累积，意味着美国天然气产量释放弹性较大，一旦价格上涨、需求增加，供应能在较短时间得到补充；另一方面是目前页岩气贡献了美国主要天然气产量，美国页岩油气田资源量丰富、开发潜力大，经过页岩气革命后，相应开发技术完备、开采难度较小、增产的边际成本较低，增产节奏主要取决于价格走势，即供给价格弹性较大，原料气产量有匹配LNG产能快速释放对应需求的能力。据EIA预测，2025年全球天然气产量将同增1%至1045亿立方米/日，到2026年将增长近3%至1072亿立方米/日，2025年增量主要来自美国的二叠纪页岩油气田，2026年增量来自美国的海内斯维尔和二叠纪地区。

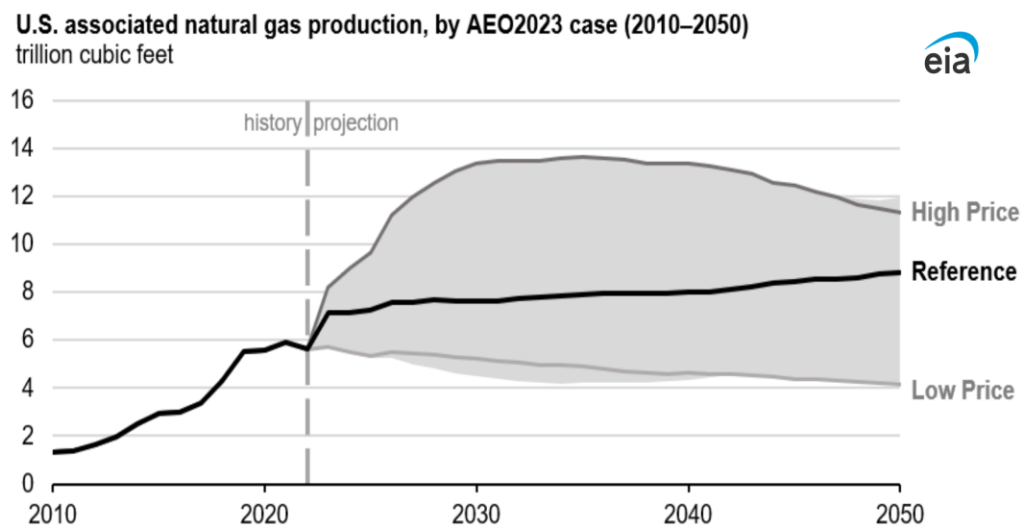
美国各产区页岩干气产量（十亿立方英尺/日）



美国阿帕拉契亚和海内斯维尔产区新钻/完工/库存井数



美国天然气长期产量预期



资料来源：Bloomberg, wind, EIA, 平安证券研究所

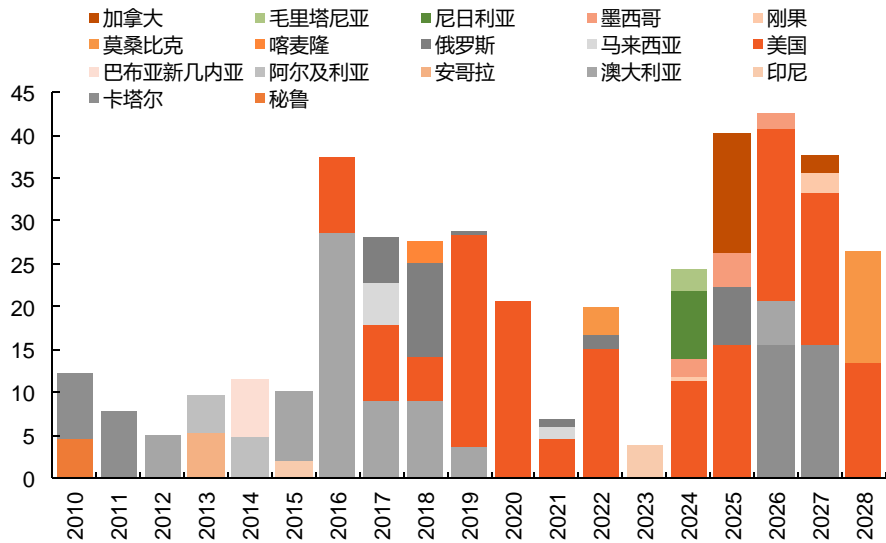
2025-2028年全球液化天然气将进入新增产能释放高峰期

■ 全球液化天然气装置新建项目在经历了2023年的扩产空窗期后，2025-2028年将进入产能释放高峰期，新建项目位于美国、墨西哥、加拿大和卡塔尔、莫桑比克、刚果、尼日利亚、俄罗斯、澳大利亚等地，主要产能增量集中于美国和卡塔尔。梳理IGU统计的项目，2024-2028年期间预期全球将新增512百万吨/年的LNG产能，产能较2023年增加超一倍，全球LNG市场将由俄乌冲突爆发后的偏紧转向宽松，据IGU和金联创，2023年美国LNG总产能为8819万吨，2024年底新投产的Plaquemines P1和Corpus Christi S3两大项目将带来26.5%的产能增幅，预期2025年美国LNG出口量将有明显增长，在美气总出口中占据更高的比例，LNG产能释放也将打开原料气需求空间，美国天然气内弱外强的格局有望改善。

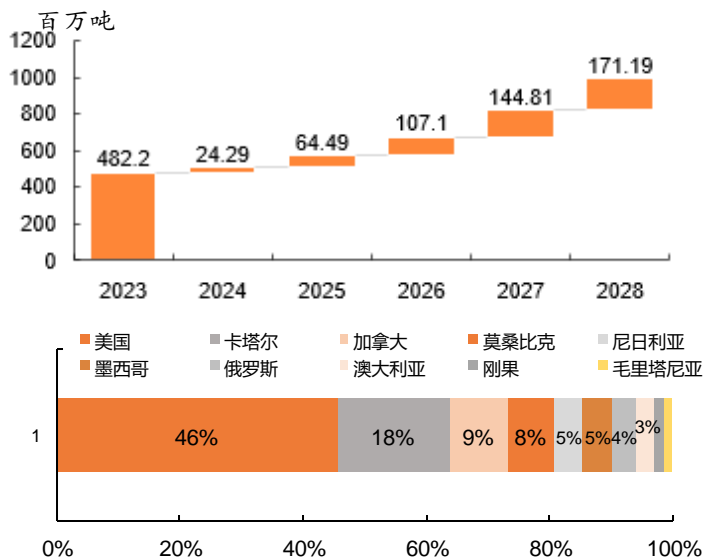
2024-2026年全球拟投产的LNG项目

国家	项目名	产能 (万吨/年)	预计投产时间
美国	Plaquemines P1	1333	2024年底
美国	Corpus Christi S3	1000	2024年底
毛里塔尼亚	GTA LNG	250	2024年底
加拿大	LNG Canada	1400	2025年中
俄罗斯	Arctic LNG 2 T2	660	2025年
刚果	Congo FLNG 2	240	2025年
美国	Golden Pass T1	600	2025年底
卡塔尔	North Field East	3300	2025年底
卡塔尔	QatarGas LNG T8/T9	1560	2026年
澳大利亚	Pluto LNG T2	500	2026年
美国	Plaquemines LNG	1008	2026年

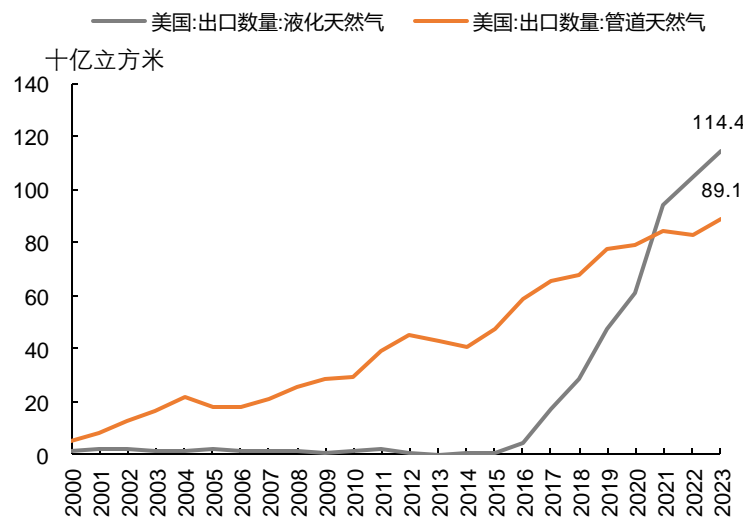
2010-2028E全球新增液化天然气产能 (百万吨/年)



2024-2028年全球LNG总新增产能和2024-2028年各国新增产能占总增量的比例



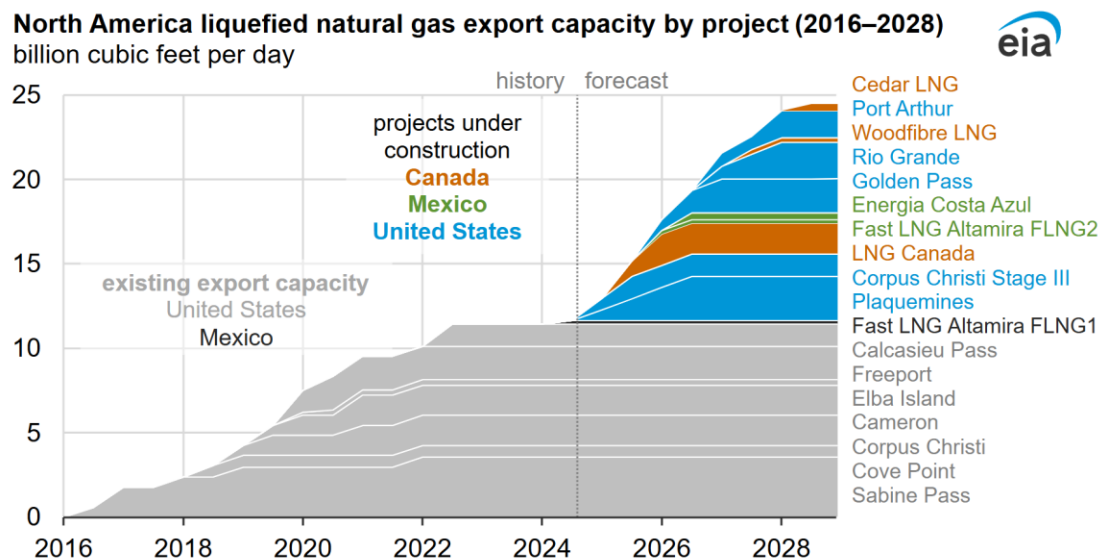
美国LNG出口量已超越管道气



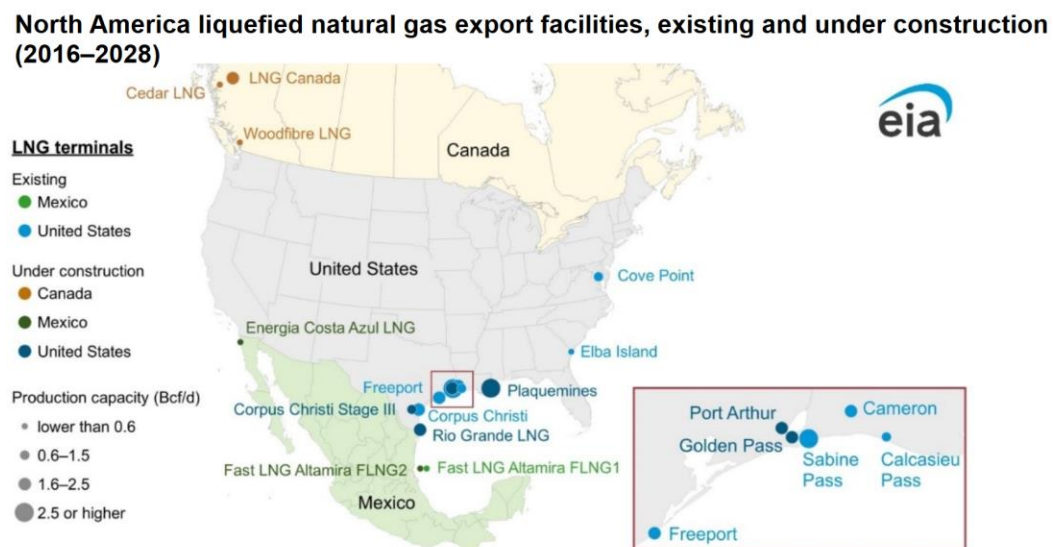
北美液化天然气出口能力将实现超一倍增长

- 未来三年北美将迎来液化天然气投产高峰期，据EIA统计，目前美国/加拿大/墨西哥三国共有10个在建的液化天然气（LNG）项目，如果这些项目按计划投运，北美的LNG出口能力将在2024年至2028年间增加一倍以上，从2023年的114亿立方英尺/天增至2028年的244亿立方英尺/天，2024-2028年墨西哥LNG出口能力将增加8亿立方英尺/天、加拿大增加25亿立方英尺/天、美国增加97亿立方英尺/天。
- 墨西哥在2024年完成了Fast LNG Altamira项目一号装置，产能为1.99亿立方英尺/天，Fast LNG Altamira FLNG2（1.99亿立方英尺/天）和Energia Costa Azul（4亿立方英尺/天，二阶段计划扩至16亿立方英尺/天，由美国二叠纪盆地供原料气）两个项目在建，另有规划中的项目合计总产能45亿立方英尺/天；
- 加拿大在建LNG项目3个，LNG Canada项目计划2025年夏季开始从1号线出口液化天然气（18亿立方英尺/天），Woodfibre LNG（3亿立方英尺/天）项目目标是2027年启动LNG出口，Cedar LNG项目液化能力高达40亿立方英尺/天，于2024年6月完成最终投资决定，预计将于2028年开始LNG出口。此外，加拿大能源监管机构（CER）新批准四个液化天然气出口项目，包括扩建的加拿大液化天然气项目，拟议中的液化天然气项目出口能力合计为41亿立方英尺/天。
- 美国在建5个LNG出口项目，合计出口能力97亿立方英尺/天，2024年底Plaquemines和Corpus Christi Stage III项目已生产出第一批液化天然气。

2016-2028年北美液化天然气各项目出口能力



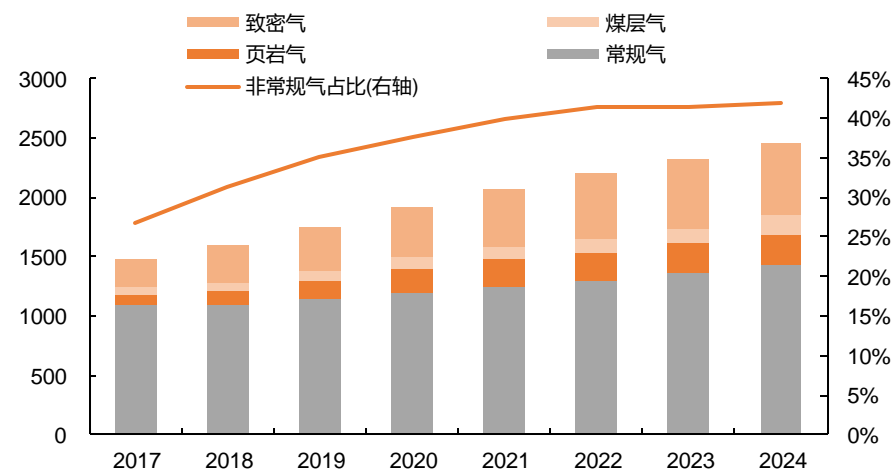
2016-2028年北美液化天然气在产和在建设项目设施



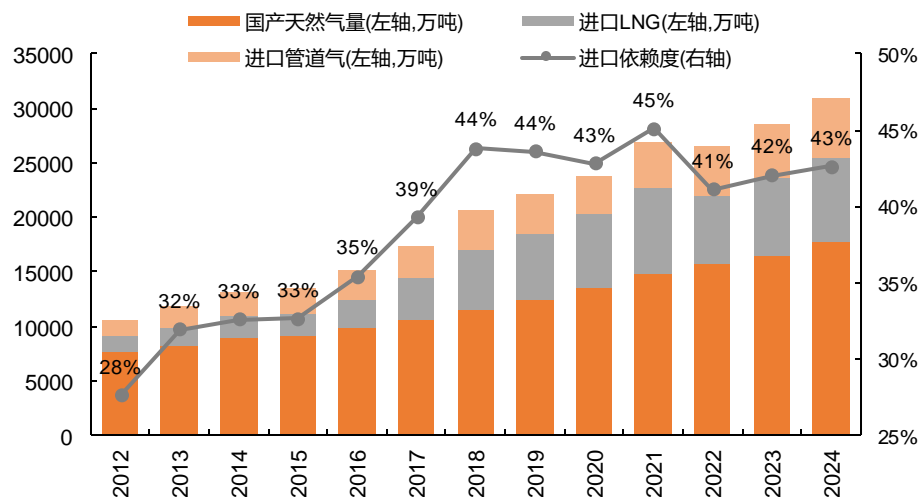
中国油气增储上产节奏向好，非常规气产量稳步释放

■ 我国天然气供应由国产常规气(陆上气为主)、非常规气(页岩/煤层/致密气)和进口管道气、进口LNG构成，据中石化研究院预测，2024年我国天然气供应整体充足，总供应约4305亿立方米，国产气2483亿立方米、yoy+6.8%，进口管道气766亿立方米、yoy+14.0%，进口LNG-1056亿立方米、yoy+7.3%；预计2025年全年供应量在4615-4643亿立方米，同比增速超7%。国产气方面，据wind数据，2024年国产天然气产量为1.77亿吨，同比增加7.25%，国产化率约57%，2024年是我国实施油气增储上产“七年行动计划”的第六年，在四川、鄂尔多斯、塔里木、柴达木、渤海湾等盆地都取得了重大勘探发现（例如在四川盆地志留系中浅层海相页岩气实现了规模开发），天然气年新增探明储量增长明显，常规气呈较为稳定的逐年增产趋势，同时，大规模压裂改造储层、多层立体开发等技术的突破使非常规气增储上产节奏提速，成为我国天然气产量重要增长极，据国家统计局数据，2017-2024年我国常规气和非常规气产量年复合增速分别为4.0%和14.7%，国产气增储上产节奏向好，预期2025年国产气仍有望保持5%-6%左右的供应增速。

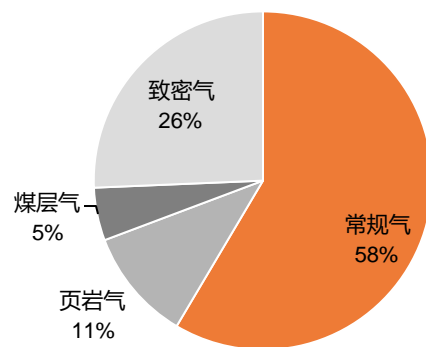
我国国产天然气产量结构（亿立方米）



我国天然气供应构成



国产天然气构成



我国历年来新增天然气探明储量（亿立方米）



资料来源：wind，天然气工业-《2023年中国天然气发展述评及2024年展望》，国家统计局，平安证券研究所

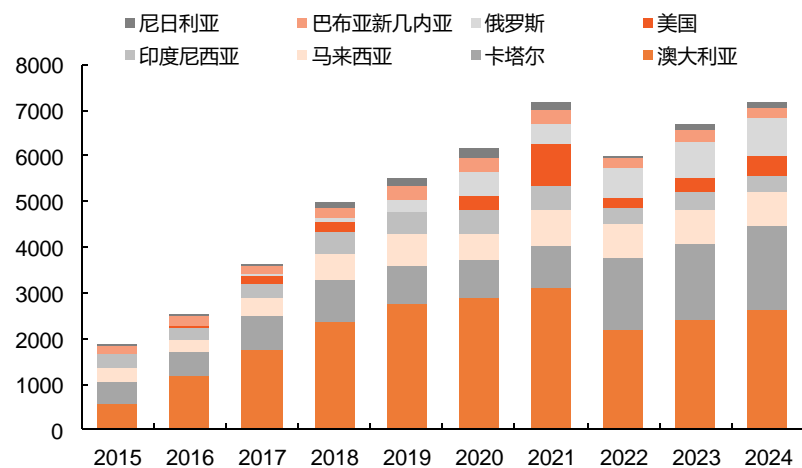
中俄管线爬坡、管道气进口提增，LNG接收站持续扩能、进口量逐步回升

■ 我国天然气进口量整体呈增加趋势，进口依赖度在40%左右(据wind)。**管道气PNG方面**，自2021年以来，我国进口管道天然气重新呈逐年增加态势，主要是中俄东线(西伯利亚力量1号线)自2019年12月2日正式通气后，运气量逐年增加，叠加俄乌冲突后，欧美对俄罗斯持续加码制裁使其将油气贸易重心移至中印等亚洲国家，据金联创预计，**2025年中俄东线将达产，输气量有望提至380亿立方米，从而带动进口管道气量同比增加超80亿立方米**，未来中俄远东线和西伯利亚力量2号线建成投产将使我国对俄气进口量进一步增加。**液化气LNG方面**，2022年俄乌战争加剧全球能源危机，东北亚LNG现货价高涨，管道气进口成本远低于LNG，我国大幅减少从澳洲的LNG进口，此后随着能源危机解决，LNG价格回落，我国进口LNG逐渐回升，同时LNG接收站项目建设热潮仍未退，大规模在建及扩建项目陆续投产后，我国LNG接收能力将持续扩大，据中石化研究院，截至2024年年底全国LNG接收能力达到15040万吨/年，平均利用率降至56%，**预期2025年随着全球大规模LNG项目投产、价格中枢小幅回落，我国进口LNG将继续保持增长，除约918亿立方米的合同执行量，预期仍需进口221亿-249亿立方米LNG现货作为补充(据中石化研究院)**。

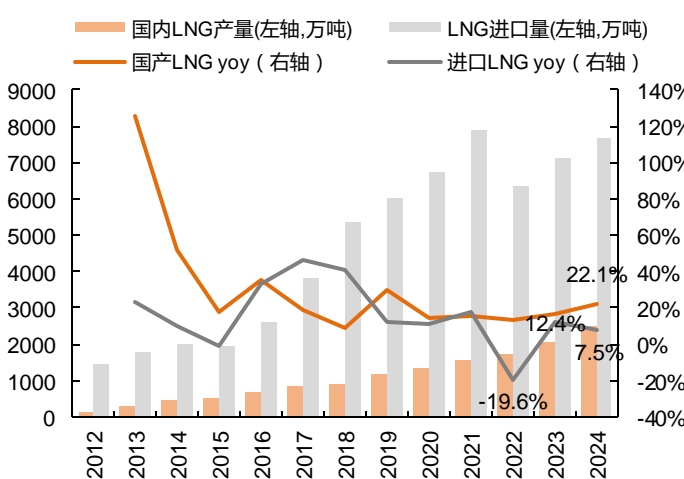
◆ 我国天然气进口管线情况

地区	管线名称	气源	管线长-KM	设计运量-亿方	状态
中亚	中亚A线	土库曼斯坦 乌兹别克斯坦 哈萨克斯坦	1833	300	投产
	中亚B线			250	投产
	中亚C线		1000	300	在建(延迟)
	中亚D线				
中缅	中缅管道	缅甸	2520	120	投产
中俄	中俄东线 西伯利亚1号	俄罗斯中部	5111	380	投产
	中俄远东线	俄远东地区的沿海气田	--	100	2027年1月投用
	中蒙俄管道 西伯利亚2号	俄罗斯中部	--	500	2028年完工

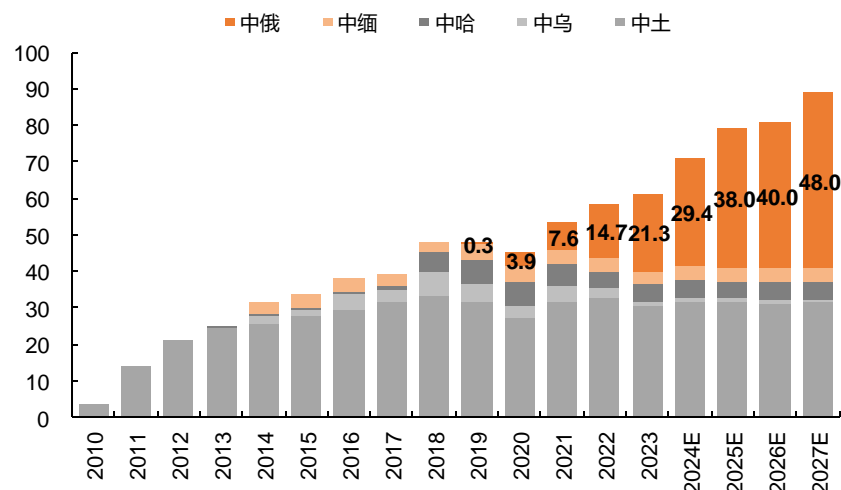
◆ 我国液化天然气进口来源 (万吨)



◆ 国内LNG产量



◆ 进口管道气来源 (十亿方)



资料来源: wind, LNG行业信息, 隆众资讯, 金联创, 平安证券研究所整理, 注: 哈-哈萨克斯坦, 乌-乌兹别克斯坦, 土-土库曼斯坦



1 天然气定价模式和价格走势

- 1.1 定价模式：现阶段北美GOG较东北亚OPE模式更具价格优势
- 1.2 价格支撑线：以美国中高成本产气区盈亏平衡点作为支撑
- 1.3 气价展望：预期美国HH气价稳中有涨，全球LNG量增价降

2 全球天然气供应结构和预期增量

- 2.1 美国：供应弹性大、增产有空间，大规模LNG投产在即
- 2.2 中国：国内非常规气稳步释放，中俄管道气进口提增
- 2.3 全球：未来3-5年全球液化天然气进入产能释放高峰期

3 俄欧天然气贸易流向完成变迁

- 3.1 欧洲对俄气依赖大幅减小，转向增加美国LNG进口
- 3.2 俄欧输气管道基本停运，仅东欧部分国进口俄PNG

4 中美欧天然气消费现状和展望

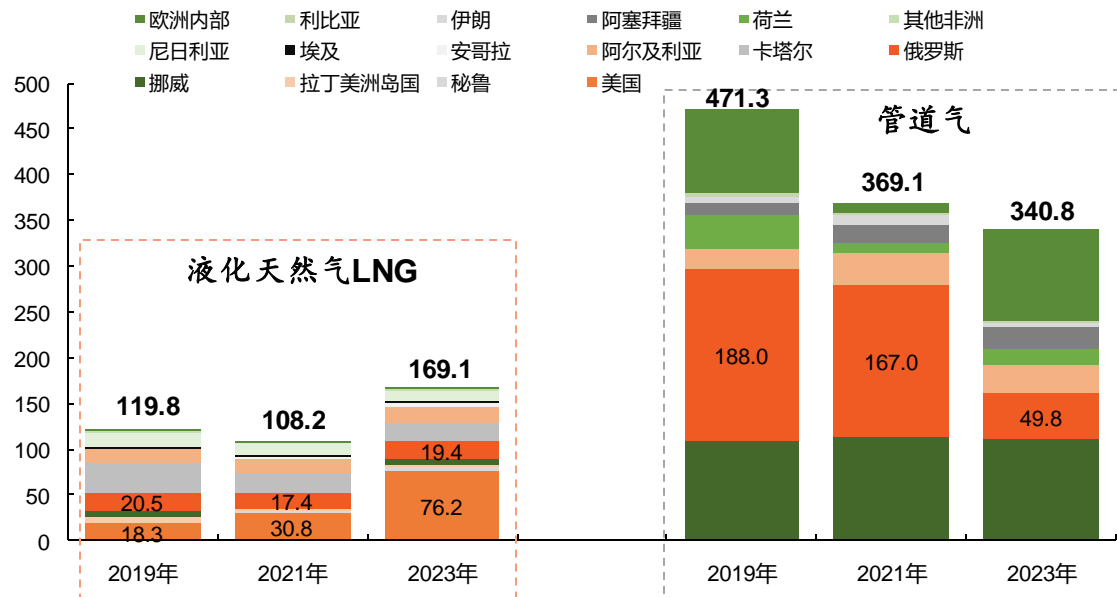
- 4.1 欧洲：发电耗气需求下滑，居民用气不确定性高
- 4.2 美国：数据中心快速发展打开电力耗气新增长极
- 4.3 中国：LNG重卡加速渗透带动城燃用气需求上行

5 投资建议和风险提示

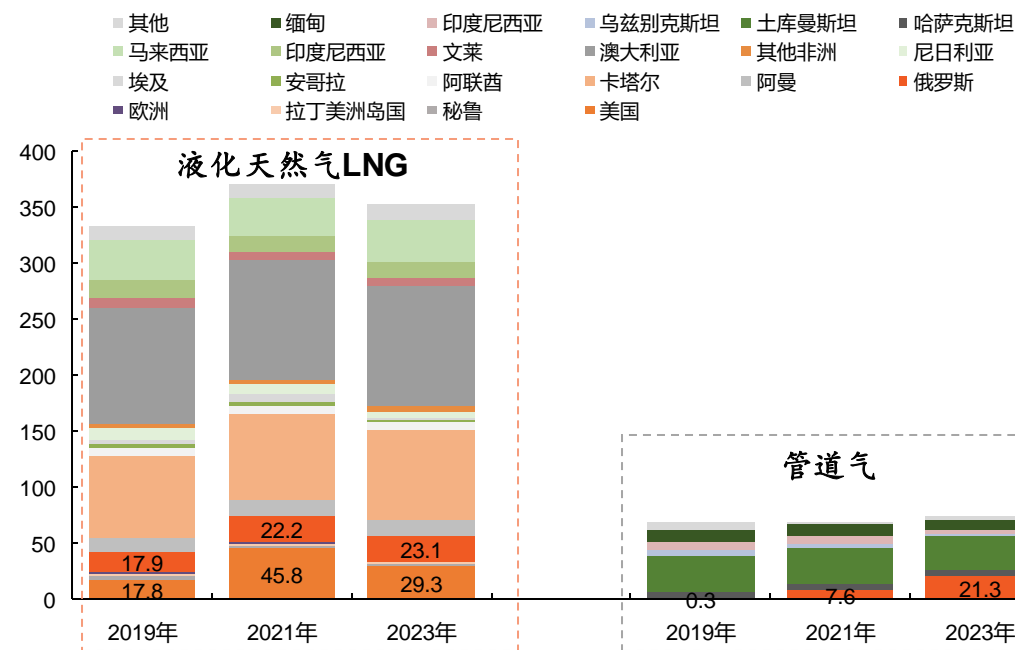
天然气贸易流向改变：欧洲对俄气依赖大幅减小，转向增加美国LNG进口

■ 俄乌冲突后，全球天然气贸易流向发生改变，俄乌冲突前欧洲管道气主要来自内部的挪威、荷兰等国以及俄罗斯，冲突后因北溪管道遭破坏、德国美国暂停对北溪2号天然气管道项目认证等因素导致欧洲向俄罗斯进口管道气明显减少，欧洲从美国进口的液化天然气(LNG)显著增多(据隆众资讯，自俄乌冲突以来，欧洲共有十座新增LNG接收码头投入运营，接收能力共计增长5188万吨/年，2024年底欧洲总计LNG进口接收能力达2.42亿吨/年-约3400亿立方米，年度接收站利用率为41.83%)，同时增加欧洲内部国家比如挪威等国产气量和内部贸易量，除东欧部分国家斯洛伐克、捷克、匈牙利、奥地利等仍依赖俄气外，欧盟基本实现了天然气去俄化(据KPMG《世界能源统计年鉴》，2021-2023年从俄罗斯进口天然气占总进口量的比例从61%降至26%(据欧盟委员会报告，2024H1占比已降至18%)，其中从俄进口管道气PNG占总进口PNG量的比例从45%降至15%)，2025年因俄乌过境协议到期不再续约，所有俄罗斯向欧洲输气的通道(简称俄罗斯北线)完全断供，缺口部分将由增加进口LNG和挪威管道气等方式补充，欧洲剩余输气管道挪威线、北非线、阿塞拜疆线都具有较高稳定性，同时，欧盟正推动土库曼斯坦天然气经阿塞拜疆输欧管线建设，预期2025年欧洲天然气供给受俄气断供冲击仍可控。而俄罗斯部分管道气转向出口到中国、印度等亚太地区，2022-2023年期间以一定价格优势获得中印部分地方炼厂的青睐。

◆ 欧洲天然气进口来源 (十亿立方米)



◆ 亚太地区天然气进口来源 (十亿立方米)



资料来源：KPMG《世界能源统计年鉴》，《2024年欧盟能源联盟状况报告》，平安证券研究所，注：1吨液化天然气约等于1300至1500立方米的气态天然气(0℃，1个大气压)

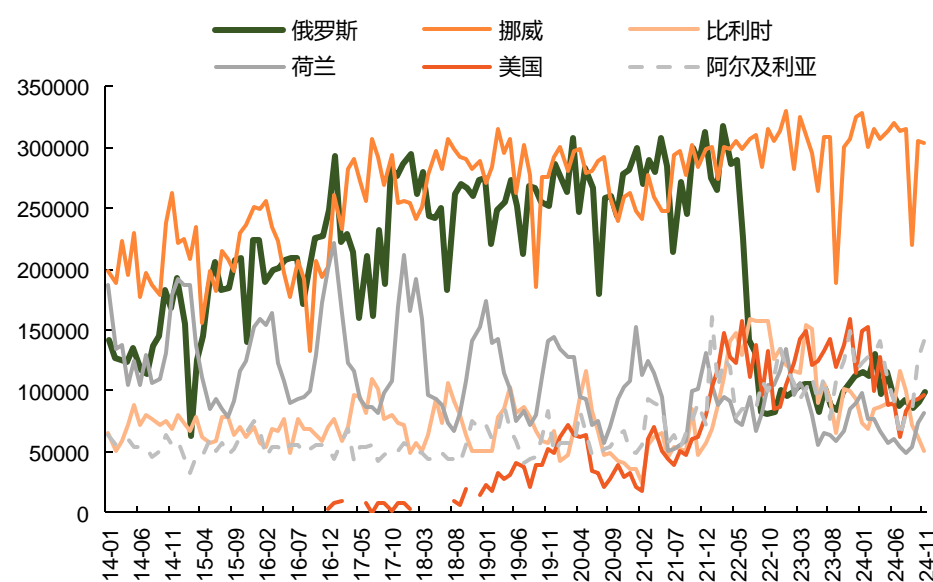
俄罗斯向欧洲输气管道基本停运，仅剩东欧部分国家进口俄管道气

■ 目前俄罗斯向欧洲输气管道仅剩途径黑海到东欧的蓝溪和土耳其溪仍在运行。俄罗斯主要通过波罗的海海底“北溪”管道、“亚马尔-欧洲”管道、途径乌克兰的“兄弟”管道和“联盟”管道、穿过黑海海底的“蓝溪”和“土耳其溪”管道向欧洲国家输送天然气，但受俄乌冲突影响，目前俄罗斯仍在运营的输欧天然气管道仅剩穿越黑海的“蓝溪”和“土耳其溪”管道，主要向匈牙利、土耳其和塞尔维亚等中东欧国家输送天然气。2022年2月，俄乌局势升级，德国宣布暂停“北溪-2”天然气管道认证；2022年5月，波兰拒绝了俄罗斯反制西方制裁的“卢布结算令”，宣布将停止接收俄罗斯天然气，波兰计划2025年彻底停用“亚马尔-欧洲”管道，改建氢能输送设施；2022年9月26日，“北溪-1号”和“北溪-2号”在丹麦、瑞典附近海域发生剧烈水下爆炸，北溪管线进入停运状态；2024年12月31日，俄乌天然气过境协议到期，且乌克兰拒绝续约，自2025年1月1日起所有经由乌克兰的俄罗斯天然气过境业务停止，仅执行存续合同，但2024年乌克兰过境系统仅存与斯洛伐克Eustream的400亿立方米/年协议、且实际履约率不足20%（据天然气咨询），因此该事件对欧洲天然气供应影响有限，仅对斯洛伐克、奥地利、匈牙利等东欧国家短期供气和购气成本有一定影响，据金联创数据，2024年俄罗斯经兄弟管道输送了大约150亿立方米天然气至欧洲，约占欧盟国家2024年天然气进口总量2928亿立方米的5.12%，运输量占比有限，后续欧洲国家将主要通过增加1000万吨左右LNG进口覆盖乌克兰过境管道气的缺口。

俄罗斯天然气出口到欧洲的主要管线情况

管道名称	路线	设计年运力	当前状态
北溪1号	俄罗斯维堡-德国格赖夫斯瓦尔德	550亿立方米	停运（2022年9月发生爆炸）
北溪2号	同北溪1号路线	550亿立方米	未启用（因西方国家制裁而暂停推进）
亚马尔-欧洲	俄罗斯西伯利亚-白俄罗斯-波兰-德国	330亿立方米	低流量运行（24Q1输送量5亿立方米）
兄弟管道	俄罗斯-乌克兰-斯洛伐克-中欧	1200亿立方米（乌克兰段）	部分使用（仅执行存续合同），2024年仅存与斯洛伐克Eustream的400亿立方米/年协议（实际履约率不足20%）
联盟管道	俄罗斯-乌克兰-罗马尼亚-土耳其	240亿立方米	停运（2022年起无流量）
蓝溪	俄罗斯-黑海海底-土耳其	160亿立方米	正常运营（全量供应土耳其）
土耳其溪	俄罗斯-黑海海底-土耳其-东南欧	315亿立方米	满负荷运行（2024年输量300亿立方米）

欧盟27国对俄气进口量显著减少（太焦耳）



资料来源：wind，LNG行业信息，天然气咨询，金联创，平安证券研究所



1 天然气定价模式和价格走势

- 1.1 定价模式：现阶段北美GOG较东北亚OPE模式更具价格优势
- 1.2 价格支撑线：以美国中高成本产气区盈亏平衡点作为支撑
- 1.3 气价展望：预期美国HH气价稳中有涨，全球LNG量增价降

2 全球天然气供应结构和预期增量

- 2.1 美国：供应弹性大、增产有空间，大规模LNG投产在即
- 2.2 中国：国内非常规气稳步释放，中俄管道气进口提增
- 2.3 全球：未来3-5年全球液化天然气进入产能释放高峰期

3 俄欧天然气贸易流向完成变迁

- 3.1 欧洲对俄气依赖大幅减小，转向增加美国LNG进口
- 3.2 俄欧输气管道基本停运，仅东欧部分国进口俄PNG

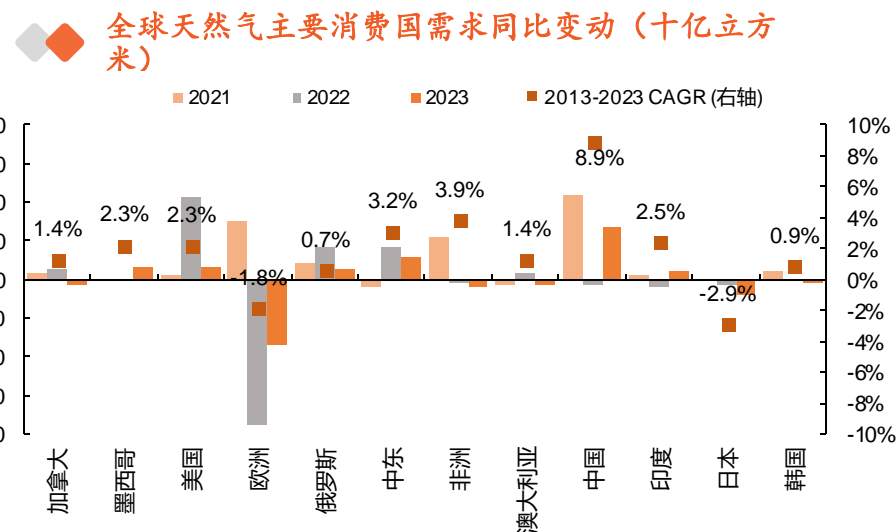
4 中美欧天然气消费现状和展望

- 4.1 欧洲：发电耗气需求下滑，居民用气不确定性高
- 4.2 美国：数据中心快速发展打开电力耗气新增长极
- 4.3 中国：LNG重卡加速渗透带动城燃用气需求上行

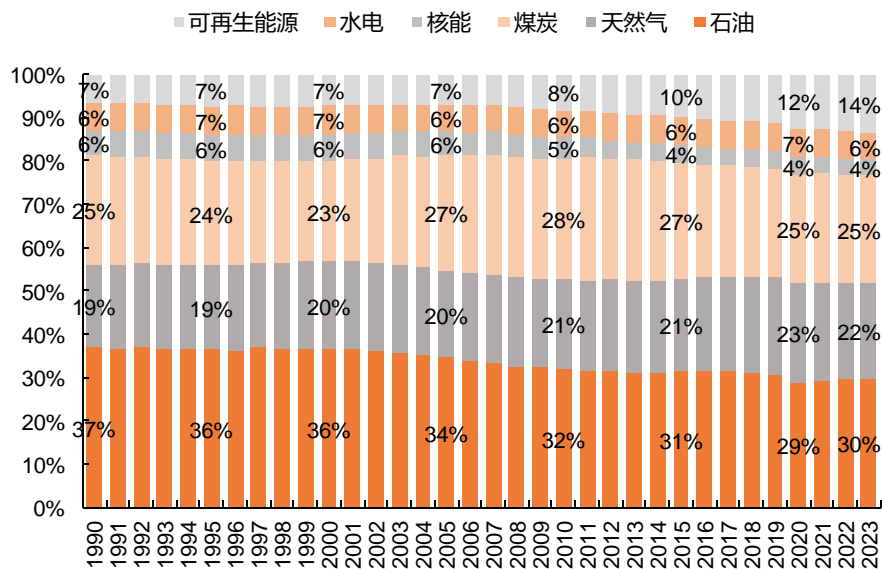
5 投资建议和风险提示

全球天然气消费结构：在能源消费中占比稳定，需求增量主要来自中美印等国

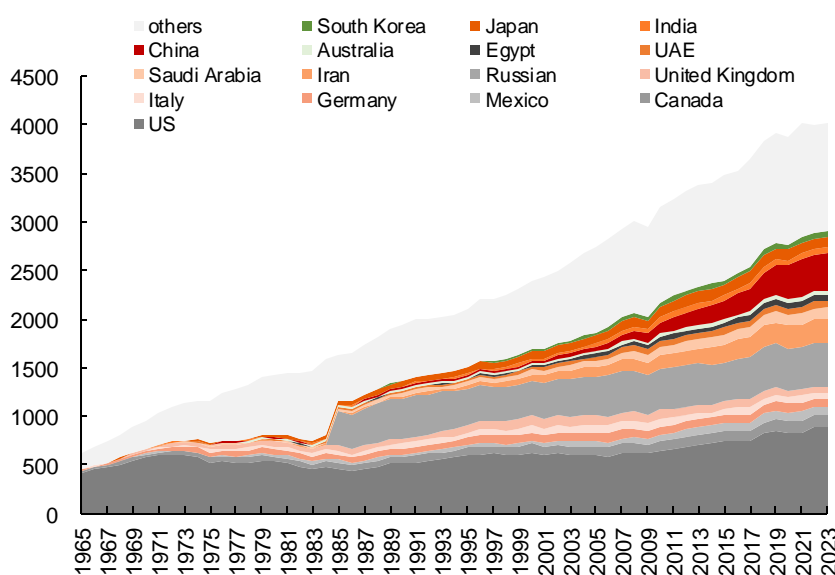
■ 天然气相较于石油和煤炭更低碳节能，其在全球能源消费量中的占比较为稳定，据 ifind 数据，2023 年天然气在全球能源消费量中占比约 22%。分区域来看，美国、欧洲、俄罗斯、中国是天然气主要消费国，美国、中国、东南亚、南亚和中东等地贡献了近年来天然气需求主要增量，2013-2023 年中国天然气消费量年复合增速达 8.9%，2023 年占全球天然气消费总量的 10%，是继美国和俄罗斯之后的全球第三大天然气消费国。据中国石油集团经济技术研究院测算，2024 年全球天然气消费量 4.09 万亿立方米，同比增长 2%，亚太市场贡献一半增量，中国、印度及新兴市场拉动需求快速增长，天然气消费量为 9754 亿立方米，同比增长 4.3%；欧洲天然气消费连续三年下降，2024 年消费量 4609 亿立方米，同比下降 0.5%，降幅较上年收窄 6.4 个百分点；北美低速增长，天然气消费量为 1.2 万亿立方米，同比增长 1.2%。中石油研究院预计 2025 年全球天然气需求为 4.15 万亿立方米，增速为 1.5%，增量仍集中在中国、印度等新兴市场。



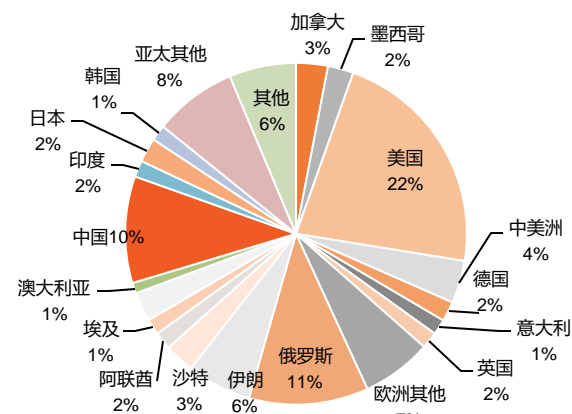
全球能源消费结构



全球天然气消费量 (十亿立方米)



2023 年各国天然气消费量占比

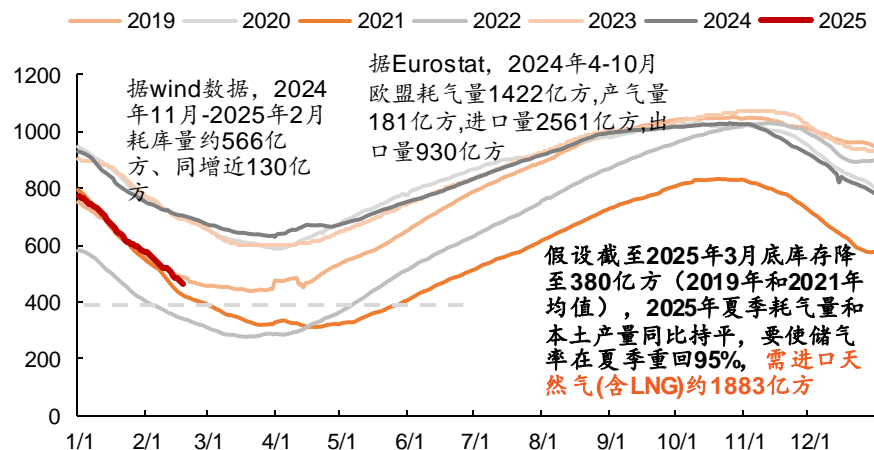


资料来源：ifind, KPMG, 平安证券研究所

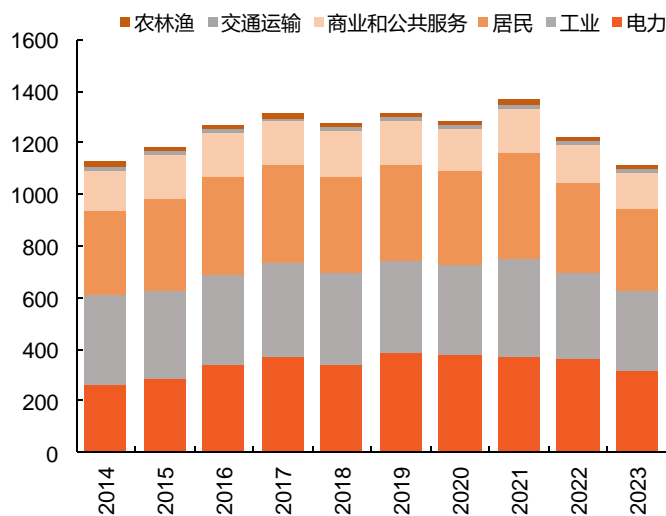
欧洲天然气消费结构：发电和工业耗气需求下滑，居民用气不确定性较高

■ 欧洲天然气主要用于居民住宅、工业和发电，气电需求自2022年以来受到光伏、风能等新能源发电持续高增的挤占，呈现明显的下降趋势，且新能源取代传统能源在电力市场作用的趋势仍在增强；居民住宅对天然气的消耗主要是在冬季取暖季，随着全球地表温度升高，欧洲已连续多年暖冬，取暖气需求有所减少，但德国、英国受北极冷空气造成的寒潮影响，居民耗气需求存阶段性走高可能；工业部分需求受2024年欧洲经济下行压力加剧和工业巨头裁员影响，存继续走弱的风险。欧洲天然气需求整体呈走弱态势，但因供应结构的脆弱性，仍有季节性行情机会，例如2024年11月至今，冬季气温异常偏低、风光供电不足等因素导致欧盟天然气超预期去库，据wind数据，目前欧盟储气率约43%(~460亿方/满储1077亿方)，冬季耗库约566亿方、同增近130亿方，后续预计将通过增加LNG进口和挪威增产将储气率在夏季重新补充回95%。

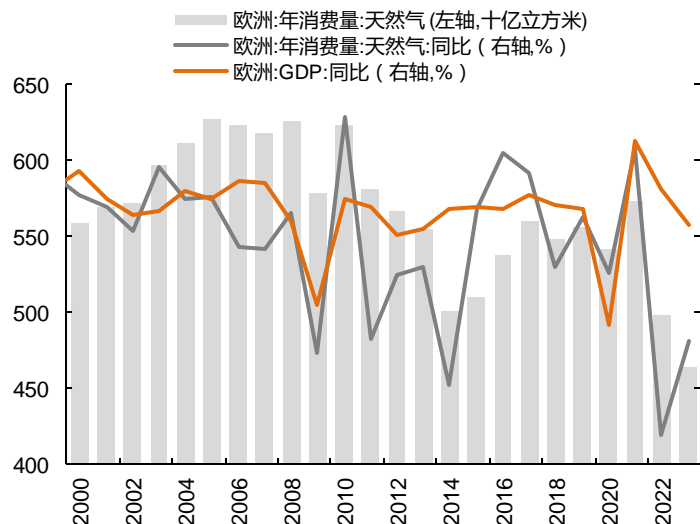
◆ 欧盟天然气库存走势 (亿立方米)



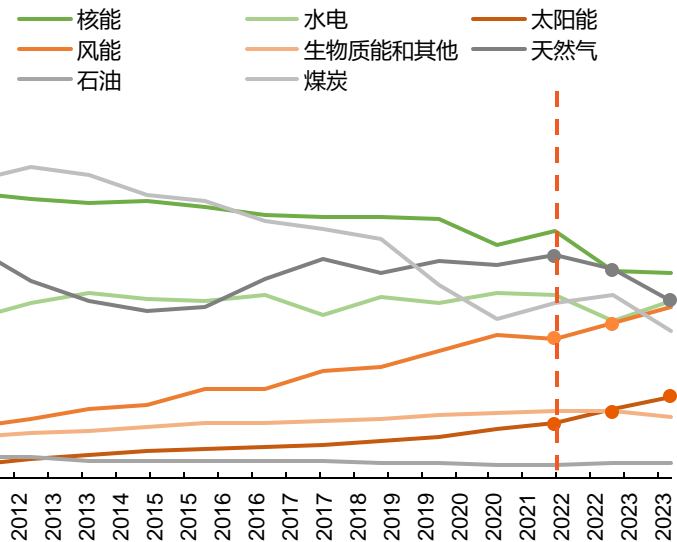
◆ 欧盟各部门天然气消费情况(兆焦耳)



◆ 欧洲天然气消费量同比和GDP增速



◆ 欧洲各能源发电量 (万亿千瓦时)

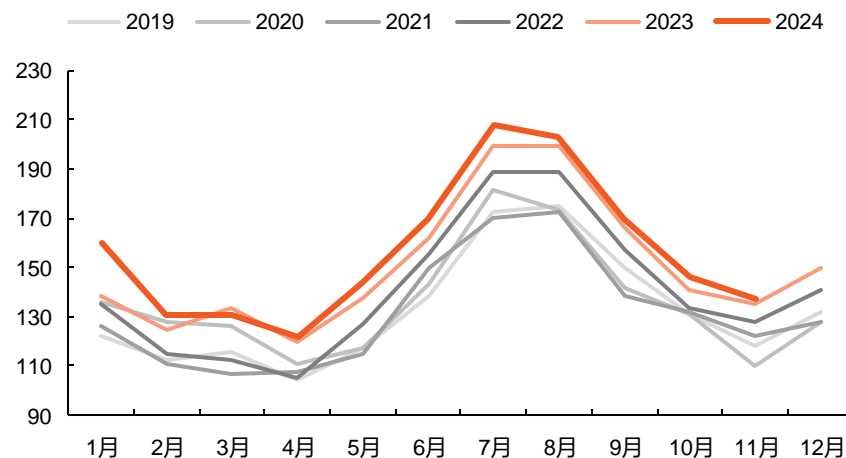


资料来源: Eurostat, wind, 平安证券研究所

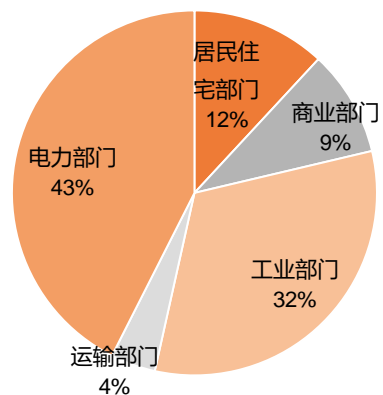
美国天然气消费结构：数据中心快速发展打开电力耗气新增长极

■ 美国天然气主要用于发电和工业生产，2024年1-10月电力、工业、居民住宅和商业部门天然气消费占比分别为43%、32%、12%和9%。其中，工业部分耗气量较稳定，美国经济较强韧性支撑工业需求持稳；居民和商业部门耗气季节性明显，冬季寒潮是主要影响变量，近年来受全球气候变暖影响，居民住宅和商业取暖需求整体偏低；而电力部门对天然气需求呈逐年增加趋势，一方面是美国可再生能源占比低，主要以气电取代煤电，且特朗普支持传统能源，其执政环境或利好气电需求；另一方面天然气发电灵活稳定，且美国天然气资源丰富、价格低，高速发展的AI和数据中心电力需求将主要以天然气满足，据美国能源部预测，美国数据中心在2023年的电力消耗为176TWh，占美国总电力需求的4.4%，预计到2028年，电力需求将增加到325-580TWh，占美国总电力需求的6.7%-12%，年复合增速约13%-27%，有望带动电力耗气需求保持增长。中石油研究院预计2025年北美天然气需求量约11228亿立方米，同比增速约0.4%。

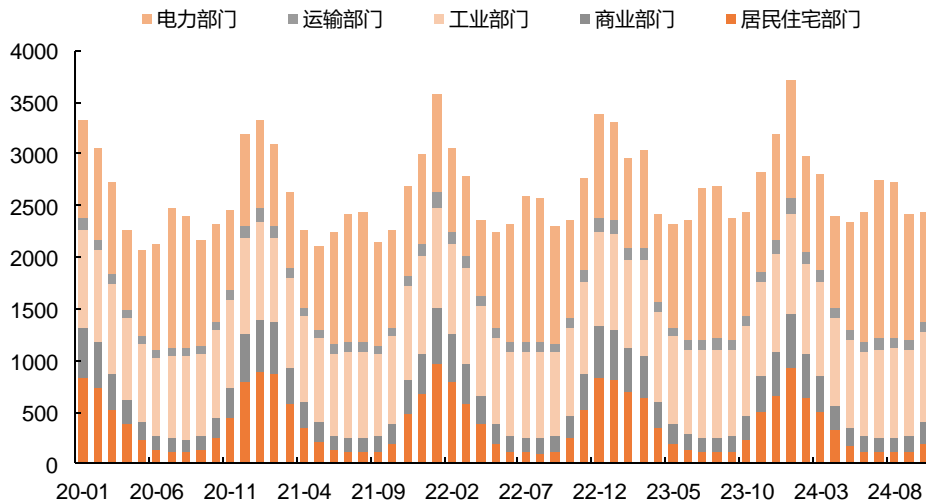
美国天然气月发电量 (TWh)



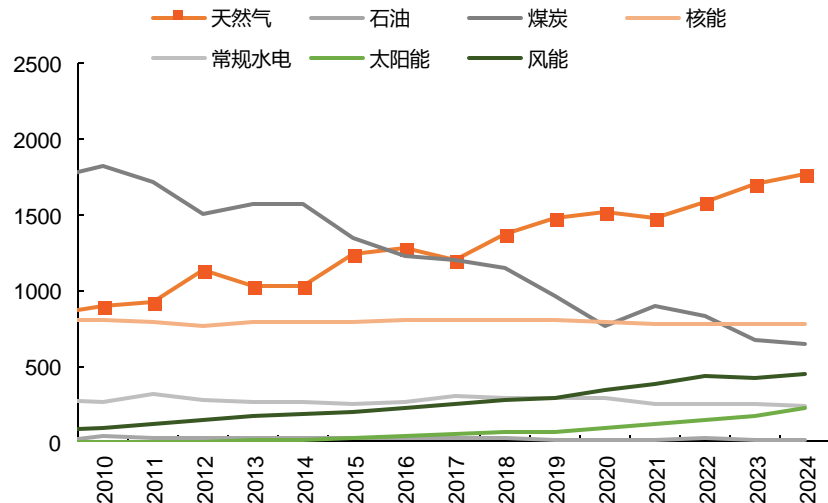
2024年1-10月美国各部门天然气消费占比



美国各部门天然气消费量 (十亿立方英尺)



美国各类能源发电量 (十亿千瓦时)

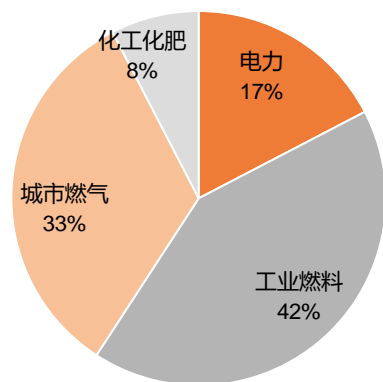


资料来源: wind, 平安证券研究所

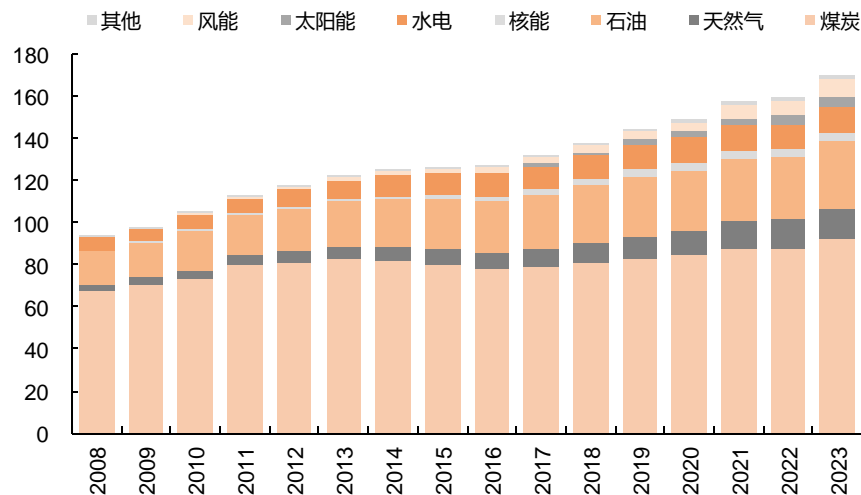
中国天然气消费结构：LNG重卡加速渗透带动城燃用气需求上行

■ 中国因煤炭资源丰富，能源消费中天然气占比较低，据wind数据，2023年我国天然气占能源消费总量的7.3%；我国天然气主要用于工业燃料、城市燃气、电力等，消费总量增速和GDP增速具高相关性。据中国石化经济技术研究院测算，2024年国内天然气消费量约4255亿立方米，同增7.9%，预计2025年有望增至4560亿立方米以上，同增约7.2%，延续中高增长态势，其中，我国城市燃气用气呈逐年增加态势，2024年城市燃气用气量约1413亿立方米，同增8.4%，主要系LNG重卡销量高增，因其经济性，在交通运输领域加速替代柴油，从而增加了超100亿方用气量；工业燃料对天然气需求相对稳定，主要用于陶瓷、玻璃、钢铁等传统工业，但设备更新和以旧换新政策的实施加快了机械设备制造行业用气需求的释放，中石化研究院测算2024年我国工业用气量约1835亿立方米，同增9.9%；我国天然气发电贡献较小（据wind，2023年气电占总发电量的3.1%），但在双碳战略背景下，燃气电厂作为新能源的调峰电源作用凸显，气电装机规模和发电量稳步提升，中石化研究院预计2024年我国发电用气量约670亿立方米，同增

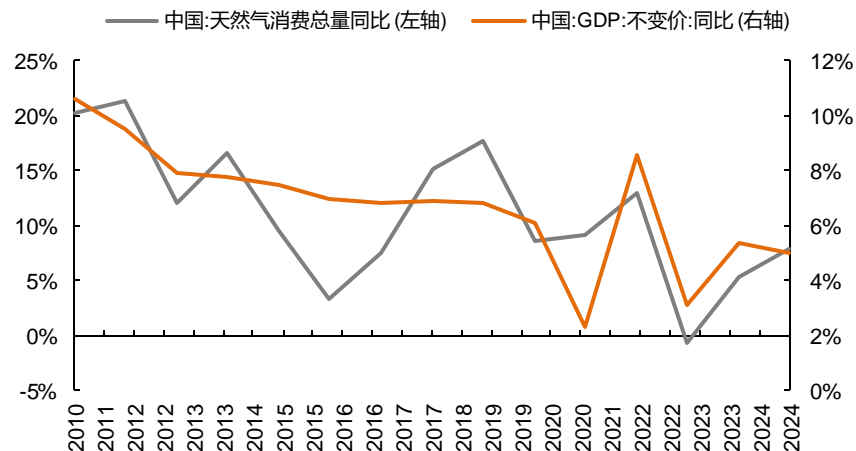
5.8%。2023年中国天然气消费结构



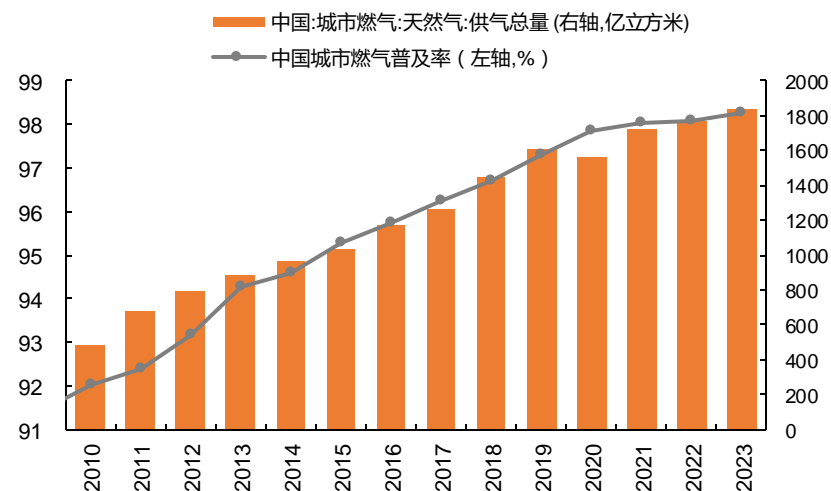
中国各类能源消费量（艾焦耳）



中国天然气消费量同比和GDP增速趋同



中国城市燃气供气量和普及率



资料来源：国家能源局《中国天然气发展报告2024》，wind，平安证券研究所

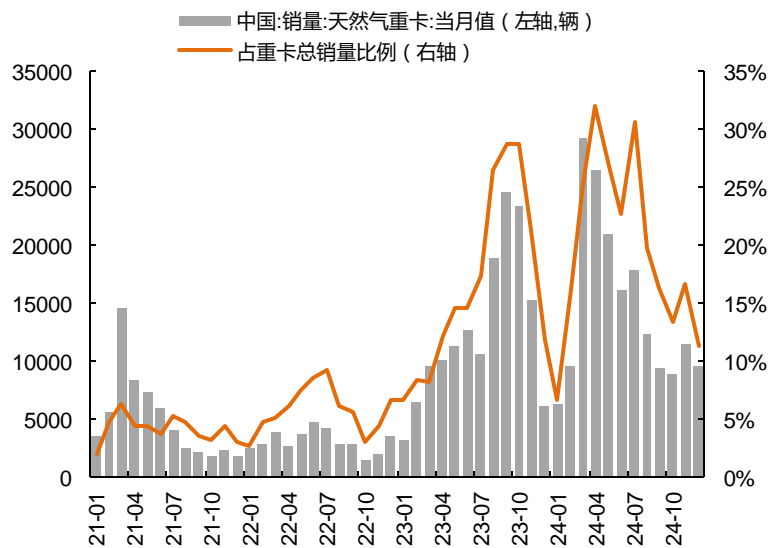
天然气重卡具燃料成本和低碳环保优势，正逐步替代柴油货车

■ 俄乌冲突导致的天然气阶段性短缺由贸易流向转变和欧洲加速新能源转型所弥补，自2023年以来气价显著回落，柴油和LNG价差走扩，LNG重卡在燃料成本方面的优势凸显，叠加我国LNG加气网络初具雏形，LNG重卡迎来发展契机，据wind，2022-2024年LNG重卡销量占比从5.6%提升至16.7%、19.8%，2024年我国LNG重卡销量达17.8万辆，同比增加约17.3%。虽然LNG重卡在初始购置成本上较柴油重卡高8-10万元，但气价相对低且环保，假设不考虑保养维护费，我们测算行驶里程超过8万公里后，LNG重卡经济性凸显，据卡车之家，单辆重卡年行驶里程在20万公里左右，即不到半年时间，LNG重卡在燃料上节约的成本就可覆盖高出的购置成本。但2024年下半年以来，我国对提前报废老旧营运柴油货车+新购国六排放标准柴油货车或新购新能源货车实施大力度的“以旧换新”补贴，叠加气价有所回升导致天然气重卡渗透率回落，且LNG重卡存在动力不足、加气站相对少等问题，后市渗透速度可能放缓，具体需结合气价走势，但长期替代趋势仍存。

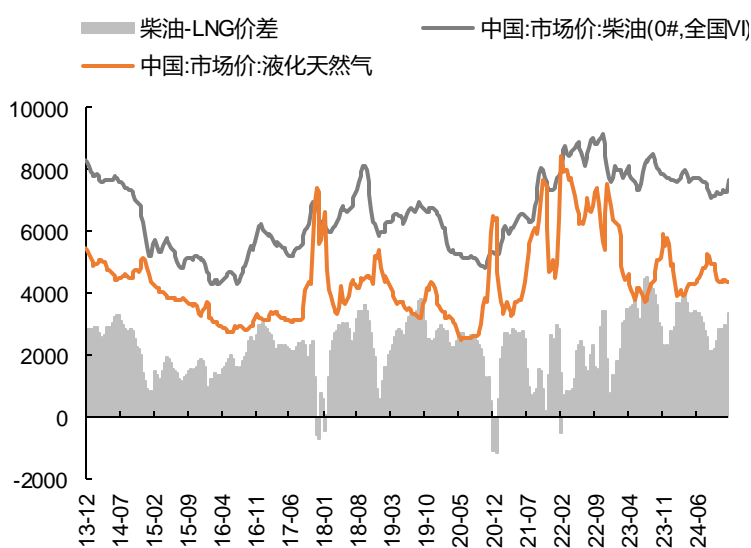
◆ 柴油/LNG和纯电动重卡成本对比

	柴油重卡	LNG重卡	纯电动重卡
车辆购置成本	39万元	48万元	65万元
百公里消耗燃料量	33升柴油	33公斤天然气	150度电
燃料单价/电价	7.7元/升	4.3元/公斤	0.8元/度
百公里燃料成本	254.1元	141.9元	120.0元
年行驶里程数	20万公里		
年燃料成本	50.8万元	28.4万元	24.0万元
年保养费用	20000元	8500元	5000元

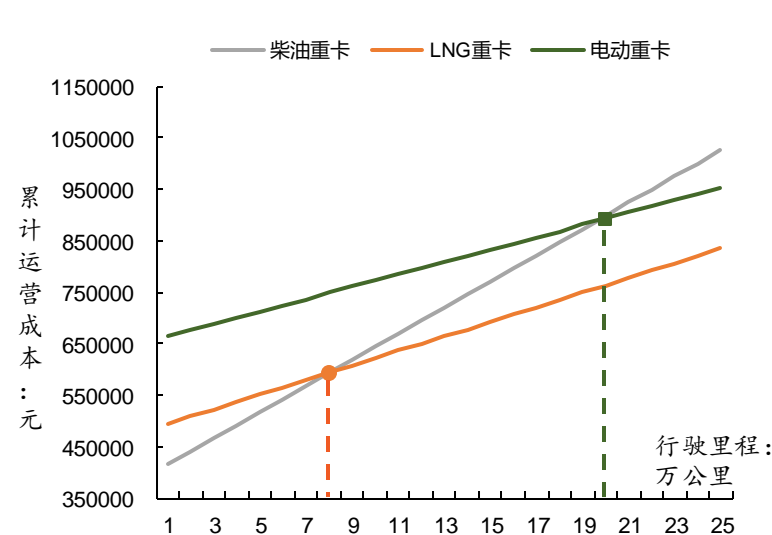
◆ 中国天然气重卡销量及渗透率



◆ 中国柴油和LNG价格价差 (元/吨)



◆ 柴油/LNG和纯电动重卡运营成本对比



资料来源: wind, 卡车之家, 平安证券研究所

注: 累计运营成本含初始购置成本和燃料成本, 不含保养维护费



1 天然气定价模式和价格走势

- 1.1 定价模式：现阶段北美GOG较东北亚OPE模式更具价格优势
- 1.2 价格支撑线：以美国中高成本产气区盈亏平衡点作为支撑
- 1.3 气价展望：预期美国HH气价稳中有涨，全球LNG量增价降

2 全球天然气供应结构和预期增量

- 2.1 美国：供应弹性大、增产有空间，大规模LNG投产在即
- 2.2 中国：国内非常规气稳步释放，中俄管道气进口提增
- 2.3 全球：未来3-5年全球液化天然气进入产能释放高峰期

3 俄欧天然气贸易流向完成变迁

- 3.1 欧洲对俄气依赖大幅减小，转向增加美国LNG进口
- 3.2 俄欧输气管道基本停运，仅东欧部分国进口俄PNG

4 中美欧天然气消费现状和展望

- 4.1 欧洲：发电耗气需求下滑，居民用气不确定性高
- 4.2 美国：数据中心快速发展打开电力耗气新增长极
- 4.3 中国：LNG重卡加速渗透带动城燃用气需求上行

5 投资建议和风险提示

投资建议

- 2025-2028年全球液化天然气LNG进入新增产能释放高峰期，增量主要来自美国、卡塔尔、加拿大、莫桑比克等国，随着全球LNG供应规模持续扩大，我国LNG进口现货价中枢有望进一步下移，但降幅相对有限，主要是由于亚洲LNG贸易结构中长协占比较高，根据不同地区出口国定价模式，长协价主要挂钩布伦特油价(中东/亚太/俄罗斯等)或HH气价(北美/欧洲等)：油价方面，2025年初布伦特油价受伊朗油出口减少等供应端的扰动及OPEC+减产支撑短期尚显坚挺，但全年中枢受地缘冲突缓和和基本面趋弱预期或将持续下移；气价方面，美国中高成本产气区HH气价盈亏平衡点在2.5-3.5\$/mmbtu，例如24Q1气价持续跌破2.5\$/mmbtu，海内斯维尔区域的厂商宣布减产并降低资本开支，未来海内斯维尔盆地是美国天然气增量的重要来源，因此我们认为2.5-3.5\$/mmbtu是HH气价合理运行区间（2024年HH均价约2.23\$/mmbtu）。随着我国非常规气产量和进口俄罗斯管道气、进口LNG量增加，非管制气占比提升，中石油2024年版定价政策中指出在非采暖季（2024年4月至10月）将非管制气量占比由30%上调至35%，采暖季（2024年11月至2025年3月）管制气和非管制气量保持55:45不变，非管制气定价更加市场化。
- 我们认为在全球LNG量增价降趋势下，美国和亚欧市场气价差有望收窄，随着我国气价市场化的推进，上下游价格联动性加强，城燃公司购气成本有望下行，上游气源供应商（主要是中石油/中石化/中海油）和市场化购气占比高的燃气公司有望受益于进口气价下调带来的盈利修复，同时随着油价中枢的下移，拥有油气挂钩长协气源的企业成本有望下降。综上，建议关注兼有油气挂钩长协气源和市场化气源等多元化原料构成、业绩相对稳健、分红比例较高的燃气企业：中国燃气、华润燃气、昆仑能源、新奥能源、佛燃能源。

重点公司估值表

股票名称	股票代码	股票价格 (港元/元)	EPS(元/股)				P/E(倍)				评级
		2025/3/6	2023A	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E	
中国燃气	0384.HK	6.92	0.80	0.59	0.72	0.80	8.7	11.7	9.6	8.7	暂未评级
华润燃气	1193.HK	26.15	2.06	2.41	2.64	2.90	12.7	10.9	9.9	9.0	暂未评级
昆仑能源	0135.HK	7.76	0.66	0.71	0.78	0.84	11.8	10.9	9.9	9.2	暂未评级
新奥股份	600803.SH	19.27	2.29	1.87	2.14	2.43	8.4	10.3	9.0	7.9	暂未评级
佛燃能源	002911.SZ	11.37	0.86	0.65	0.82	0.92	13.2	17.5	13.9	12.4	暂未评级

资料来源：wind，平安证券研究所，注：EPS来自wind一致预期。

备注：城燃公司向上游资源供应商(主要来自“三桶油”)采购天然气的定价模式一般分为管制气和非管制气两种，管制气-国产陆上常规气和2014年前进口的管道气（主要来自土库曼斯坦/乌兹别克斯坦/哈萨克斯坦/缅甸国家），在各地门站价(北京1.86元/方,上海和广东2.04元/方)基础上的上浮比例不超过20%；非管制气-2014年后进口的管道气PNG和液化天然气LNG、国产非常规气、国产海上气等，综合定价(签署年度购销合同)-类似管制气但价格浮动范围不限，顺价定价(签署年度购销合同)-售价挂钩进口气价，市场定价(仅少量)-市场供需决定

风险提示

- 1) 宏观经济走弱导致需求不振的风险：若欧美经济持续走弱、中国等新兴经济体消费回暖不及预期，则可能导致天然气需求持续不振，城燃企业售气量或受一定影响；
- 2) LNG产能增长不及预期的风险：若美国、卡塔尔、加拿大等国新增LNG产能释放进程不及预期，则可能导致文中预期的气价走势发生逆转；
- 3) 地缘局势的不确定性：巴以和俄乌冲突尚未平息，美国对各国加征关税节奏尚存不确定性，若后市地缘局势动荡加剧，美国加征对其他国家油气资源进口关税，可能对油气价格造成较大扰动；
- 4) 新能源加速取代传统能源的风险：全球新能源加速替代传统能源，从而使油气资源需求快速下降的风险，例如新能源重卡开始加速渗透，可能会压缩天然气重卡需求空间；
- 5) 极端天气导致气价大幅波动的风险：欧洲天然气供应和库存仍较脆弱，若冬季发生大型寒潮等极端天气导致欧洲储气量再度骤减，则气价仍可能出现大幅波动的情况。

股票投资评级：

强烈推荐（预计6个月内，股价表现强于市场表现20%以上）

推 荐（预计6个月内，股价表现强于市场表现10%至20%之间）

中 性（预计6个月内，股价表现相对市场表现±10%之间）

回 避（预计6个月内，股价表现弱于市场表现10%以上）

行业投资评级：

强于大市（预计6个月内，行业指数表现强于市场表现5%以上）

中 性（预计6个月内，行业指数表现相对市场表现在±5%之间）

弱于大市（预计6个月内，行业指数表现弱于市场表现5%以上）

公司声明及风险提示：

负责撰写此报告的分析师（一人或多人）就本研究报告确认：本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格。

平安证券股份有限公司具备证券投资咨询业务资格。本公司研究报告是针对与公司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。本公司研究报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。未经书面授权刊载或者转发的，本公司将采取维权措施追究其侵权责任。

证券市场是一个风险无时不在的市场。您在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。请您务必对此有清醒的认识，认真考虑是否进行证券交易。

市场有风险，投资需谨慎。

免责条款：

此报告旨在发给平安证券股份有限公司（以下简称“平安证券”）的特定客户及其他专业人士。未经平安证券事先书面明文批准，不得更改或以任何方式传送、复印或派发此报告的材料、内容及其复印本予任何其他人。

此报告所载资料的来源及观点的出处皆被平安证券认为可靠，但平安证券不能担保其准确性或完整性，报告中的信息或所表达观点不构成所述证券买卖的出价或询价，报告内容仅供参考。平安证券不对因使用此报告的材料而引致的损失而负上任何责任，除非法律法规有明确规定。客户并不能仅依靠此报告而取代行使独立判断。

平安证券可发出其它与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告。本报告及该等报告反映编写分析员的不同设想、见解及分析方法。报告所载资料、意见及推测仅反映分析员于发出此报告日期当日的判断，可随时更改。此报告所指的证券价格、价值及收入可跌可升。为免生疑问，此报告所载观点并不代表平安证券的立场。

平安证券在法律许可的情况下可能参与此报告所提及的发行商的投资银行业务或投资其发行的证券。

平安证券股份有限公司2025版权所有。保留一切权利。