



Research and
Development Center

美国天然气成本及气价展望

公用事业行业

2024 年 5 月 16 日

证券研究报告

行业研究

行业专题研究（普通）

公用事业行业

投资评级 看好

上次评级 看好

美国天然气成本及气价展望

2024 年 5 月 16 日

本期内容提要：

- 美国为全球主要产气国及 LNG 出口国，在全球 LNG 供应端影响力持续提升，且未来仍有较大的增量供应潜力。美国为全球最大的天然气生产国，2022 年产量占全球总产量的 24.2%。近年来随着 LNG 出口设施的建设，美国 LNG 出口量大幅增长，2017-2022 年 LNG 出口量 CAGR 为 43.6%，并于 2023 年成为全球第一大 LNG 出口国，且未来仍有较大的增量供应潜力。IGU 预计 2024-2028 年全球将新增 LNG 液化产能约 1.3 亿吨，其中美国新增液化产能 0.56 亿吨，占比 42%，美国有望成为未来全球最大的 LNG 供应增量来源。在价格方面，美气定价模式市场化程度高，2023 年以来在油强气弱的背景下，挂钩 HH 指数的美国气源竞争力愈发显著。
- 从成本曲线和长期走势看，HH 价格长期合理的中枢或至少在 2-3 美元/百万英热。美国天然气开采的完全成本不同盆地之间差距较大，存在 0 边际成本、低成本及较高成本三类产区，在美国天然气总产量中的占比分别为 25%、37%、38%。对于二叠纪、鹰滩等一些主要产油的页岩油气盆地而言，页岩气作为页岩油的伴生物，边际生产成本为 0，只要油价在 31 美元/桶的关门成本以上，页岩气即可持续产出，产量不受低气价的影响。阿巴拉契亚等低成本产区产气的完全成本在 1.77-2.43 美元/百万英热，可变成本约为 0.7-1 美元/百万英热，当 HH 气价降至 1-2 美元/百万英热，此区域的天然气生产商利润表多为亏损状态，但因经营现金流为正，并且预期气价或有好转，多数仍会选择继续生产。海恩斯维尔、尤提卡等高成本气田完全成本约在 2.5-3.5 美元/百万英热之间，可变成本在 1-1.4 美元/百万英热之间。当气价降至 1-2 美元/百万英热，此区域内部分厂商的经营现金流已为负，减产意愿较大。部分高成本厂商面对低气价的减产举措可能对美国 HH 气价形成一定支撑。
- 展望未来，美国天然气供给价格弹性较大，产量有望匹配其液化产能的快速增长。截至 2023 年，美国 LNG 液化出口设施产能合计约 1215.5 亿方/年，2024Q3 Plaquemines 液化工厂一期有望建成，新增液化产能 138.6 亿方/年，若如期投产，有望拉动下半年美国国内气价小幅上涨。2025 年美国有望新增液化产能 285.6 亿方/年，届时美国本土的天然气供应或将出现缺口，但复盘美国近 10 年气价、油价与天然气产量增速走势的关系，可以看到美国天然气供给对价格的弹性较大，这主要是因为美国天然气开采难度低，增产的边际成本较低。我们判断，当 HH 价格在 3 美元/百万英热以上时，美国天然气产量有望迅速释放，在不出现极端天气及极端地缘冲突的情况下，美国产量增长大概率可以匹配 2025-2027 年液化出口设施产能的大规模投放，长期来看导致 HH 气价中枢大幅上行的概率较低。
- 从出口国成本角度看，亚洲到岸价 7-8 美元/百万英热具较强支撑。美国典型 LNG 项目单位液化成本约 2-3 美元/百万英热，假设 HH 价格在 2-3 美元/百万英热区间内，我们测算美国到中国的 LNG 成本约为 7-8 美元/百万英热。美国 LNG 出口价格在全球范围内处于较低水平，且在全球现货市场占比较大，我们判断在当前位置下亚洲到岸气价进一步下行空间有限。
- 综合考虑全球 LNG 出口产能投放及定价情况，美国长协气源预计将长期兼具低成本和稳定供应优势。根据 IGU 统计，截至 2022 年底，全球 LNG 液化出口设施产能合计 4.78 亿吨，IGU 预计 2024-2028 年全球新增 LNG 液化产能合计约 1.3 亿吨，其中美国新增产能 0.56 亿吨，占比 42%，卡塔尔新增产能 0.31 亿吨，占比 24%，加拿大、莫桑比克新增产能占比分别为 10%，俄罗斯新增产能占比约 5%。1) 对于全球 LNG 长协市场而言，在布伦特油价高于 65 美元/桶以上时，美国 HH 挂钩长协具有较强的价格优势。美国

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

信达证券股份有限公司
CINDA SECURITIES CO., LTD
北京市西城区闹市口大街9号院1号楼
邮编：100031



LNG 长协多与 HH 价格挂钩，经我们测算，美国 LNG 长协中国到岸价格为 7.3-8.45 美元/百万英热。其他 LNG 出口大国如卡塔尔、俄罗斯、莫桑比克等 LNG 长协出口价格通常与油价挂钩，我们测算在当前布油价格 80 美元/桶时，长协中国到岸价为 10 美元/百万英热左右，显著高于美国 HH 挂钩长协价格。假设 HH 价格回到 2-3 美元/百万英热的区间，当布油价格在 65 美元/桶以上，油价挂钩长协的中国到岸价在 8.3 美元/百万英热以上，高于美国 LNG 长协出口价格。我们预计在布油价格不出现大幅下行的情况下，卡塔尔、俄罗斯等国 LNG 长协价格仍将高于美国 LNG 长协价格。2) 从现货成本来看，美国、加拿大、莫桑比克等国释放的 LNG 现货具有显著成本支撑，卡塔尔及俄罗斯释放的 LNG 现货具备低价可能，但规模有限。美国 LNG 出口至中国的到岸成本约为 7-8 美元/百万英热，加拿大、莫桑比克的 LNG 出口成本与美国接近，我们预计以上国家在 24-28 年释放产能合计占比 52%，我们预计在成本支撑的逻辑下，以上国家释放的 LNG 产能长期来看难以对价格中枢产生大幅冲击。俄罗斯、卡塔尔的 LNG 出口成本较低，现货具备一定的低价可能性，但现货量规模有限。经我们测算，俄罗斯 LNG 的中国到岸成本为 5-6 美元/百万英热，卡塔尔 LNG 的中国到岸成本约为 3 美元/百万英热左右，我们预计以上两个国家在 24-28 年释放产能合计占比 29%，大部分为长协，两国未来释放的少部分 LNG 现货具备一定的低价概率。截止 2023 年底，我国城燃上市公司与美国供应商共签订 10 份 HH 价格挂钩的 LNG 长协，资源量合计 1220 万吨/年（约合 170.8 亿方/年），大部分合约为 2026/2027 年开始执行。新奥股份共签订 5 份 HH 挂钩长协，资源量合计 740 万吨/年（占比 61%），其中 90 万吨/年在执行，650 万吨/年长协量将在 2026 年开始执行。中国燃气与美国供应商签订 3 份 HH 挂钩长协，资源量合计 370 万吨/年，佛燃能源与美国供应商签订 2 份 HH 挂钩长协，资源量合计 110 万吨/年。考虑到 2025 年后美国 HH 价格大概率仍在 2-3.5 美元区间内，与 HH 挂钩的 LNG 长协有望保持较高的竞争优势。

- **投资建议：**美国为全球主要产气国及 LNG 出口国，对全球 LNG 供应端影响力持续提升，且预计未来仍有较大的增量供应潜力。今年以来低气价下部分厂商减产或对 HH 气价形成一定支撑，我们认为 HH 气价较为合理的中枢在 2-3 美元/百万英热。由于美国天然气供给价格弹性较大，25-27 年美国液化产能投放后，其国内产量增长大概率可匹配其液化产能的快速增长。从亚洲进口气价角度来看，目前中国 LNG 现货到岸价已降至近两年低位，在出口国成本支撑逻辑下，我们预计 25-27 年全球 LNG 出口产能大批投放后，气价中枢有望基本维持稳定，而综合考虑全球 LNG 出口产能投放及定价情况，美国长协气源预计将长期兼具低成本和稳定供应优势，我国城燃公司签订的美国 LNG 长协有望给城燃公司带来长期的气源端竞争力。结合以上，我们认为，拥有美国长协气源的城燃公司有望持续受益于低价资源优势带来的成本竞争力，同时也可加大现货采购力度，进一步优化上游资源池，实现盈利改善。有望受益标的：1) A 股天然气公司：新奥股份、深圳燃气、佛燃能源；2) 全国性城燃公司（H 股）：新奥能源、昆仑能源、华润燃气、中国燃气。
- **风险因素：**极端天气及地缘政治等因素导致全球油气价格大幅波动；LNG 液化产能建设进程不及预期；天然气消费量增速不及预期。

目录

一、美国气源对全球 LNG 供应影响突出，中高油价下美气竞争力加强	5
1.1 美国为全球主要产气国及 LNG 出口国，对全球 LNG 供应端影响力持续提升	5
1.2 美气定价模式市场化程度高，2023 年以来美国气源竞争力持续增强	6
二、从成本曲线和长期走势看，HH 合理价格中枢或约 2-3 美元/百万英热	7
2.1 美国天然气产量集中于前三大盆地，二叠纪及海恩斯维尔未来增产潜力大	7
2.2 美国天然气生产成本差异较大，低气价下部分厂商减产或对气价形成支撑	9
2.3 美国天然气供给价格弹性较大，产量有望匹配其液化产能的快速增长	11
三、从出口国成本角度看，亚洲到岸价 7-8 美元/百万英热具较强支撑	12
3.1 美国 LNG 亚洲到岸成本约 7-8 美元/百万英热，当前气价继续下行空间有限	12
3.2 对比全球 LNG 出口产能投放及定价情况，城燃签约美长协或将保持长期气源优势	13
四、投资建议	17
风险因素	17

表目录

表 1: 2024 年以来美国部分天然气厂商减产情况	8
表 2: 美国典型 LNG 项目单位液化成本及单位投资（美元/百万英热）	13
表 3: 部分 LNG 出口国（不含美国）典型项目中国到岸成本测算（美元/百万英热）	15
表 4: 中国城燃上市公司在手 LNG 长协情况	16
表 5: 可比公司估值表（截至 2024 年 5 月 16 日）	17

图目录

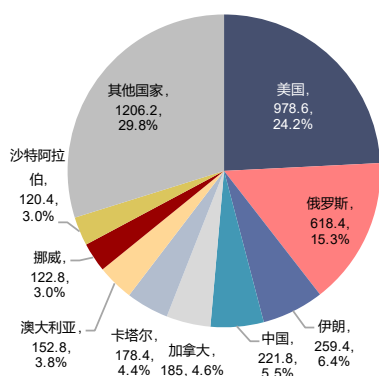
图 1: 2022 年全球天然气产量结构（bcm）	5
图 2: 2022 年全球天然气需求结构（bcm）	5
图 3: 2022 年各国/地区天然气产量-消费量（bcm）	5
图 4: 2011-2022 年俄罗斯及美国天然气出口量（bcm）	5
图 5: 2013-2022 年全球 LNG 出口量及结构（bcm）	6
图 6: 2024E-2028E 各国 LNG 液化出口设施产能增长情况（百万吨/年）	6
图 7: 世界三大天然气市场定价模式	6
图 8: 2021-2024 年国际三大天然气价格及布油价格走势对比	6
图 9: 全球天然气探明可采储量（截至 2020 年，bcm）	7
图 10: 美国天然气产量及增速（bcm）	7
图 11: 美国主要产气盆地分布图	8
图 12: 美国各盆地天然气产量占比（bcf/d）	8
图 13: 美国天然气产量及增速预期（bcf/d）	8
图 14: 美国各盆地长期天然气产量展望（bcf/d）	9
图 15: 美国墨西哥湾沿岸 LNG 液化出口设施情况（截止 2024 年）	9
图 16: 美国主要盆地天然气生产盈亏平衡点（美元/百万英热）	10
图 17: 美国主要产油盆地关门成本（shut-in price）（截至 2024 年一季度）	10
图 18: 2015-2024 年美国 HH 价格走势（美元/百万英热）	11
图 19: 2022-2025E 美国天然气消费量（亿方）	11
图 20: 2010-2022 年美国分部门消费情况（亿方）	11
图 21: 2023-2028E 美国 LNG 液化产能情况（亿方）	12
图 22: 2010-2022 年美国天然气产量增速与 HH 气价、布伦特油价走势对比	12
图 23: 加拿大 LNG Canda 液化出口项目成本拆分（美元/百万英热）	12
图 24: 不同 HH 气价下美国 LNG 出口至中国的到岸成本（美元/百万英热）	13
图 25: 2022-2023 年各月份美国向中国 LNG 出口量及出口价格（FOB 价格）	13
图 26: 2010-2028E 全球新增 LNG 液化产能情况（截至 2022 年，百万吨/年）	13
图 27: HH 挂钩长协价格与油价挂钩长协价格比较关系	14
图 28: 2018 年主要 LNG 出口国单位液化成本（美元/百万英热）	15
图 29: 2024E-2028E 全球新增 LNG 液化产能分布（百万吨/年）	15

一、美国气源对全球 LNG 供应影响突出，中高油价下美气竞争力加强

1.1 美国为全球主要产气国及 LNG 出口国，对全球 LNG 供应端影响力持续提升

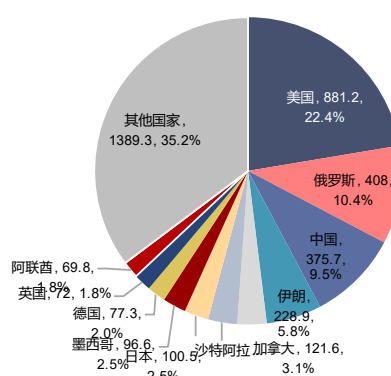
美国为全球最大的天然气生产及消费国，出口量位居全球前列且持续上升。2022 年美国天然气产量 9786 亿方，占全球天然气总产量的 24.2%；天然气消费量 8812 亿方，占全球天然气总消费量的 22.4%。俄乌冲突后俄罗斯向欧洲出口管道气量大幅削减，2022 年俄罗斯天然气出口量下滑 31.2%，与此同时美国天然气出口量持续增长，2022 年超过俄罗斯成为全球第一大天然气出口国。欧洲（除挪威）及亚洲（中日韩等）为全球主要天然气净进口地区。2022 年欧洲（除挪威）净进口天然气（产量-消费量口径）3972 亿方；中日韩净合计进口天然气 3137 亿方，其中中国净进口 1539 亿方。

图 1：2022 年全球天然气产量结构（bcm）



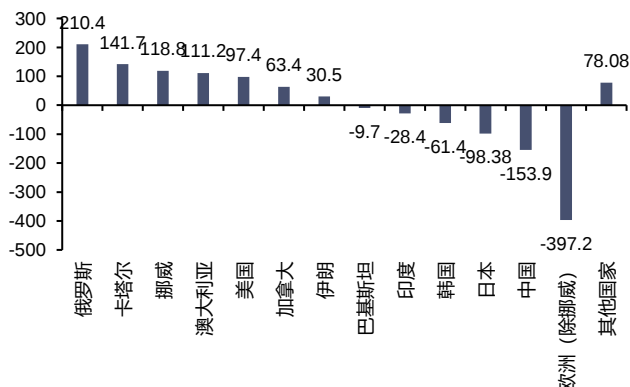
资料来源：EI，信达证券研发中心

图 2：2022 年全球天然气需求结构（bcm）



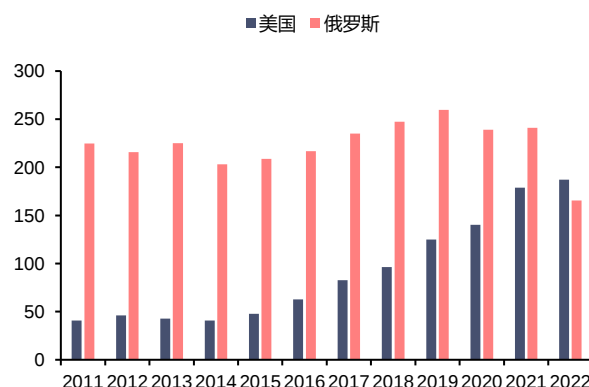
资料来源：EI，信达证券研发中心

图 3：2022 年各国/地区天然气产量-消费量（bcm）



资料来源：EI，信达证券研发中心

图 4：2011-2022 年俄罗斯及美国天然气出口量（bcm）

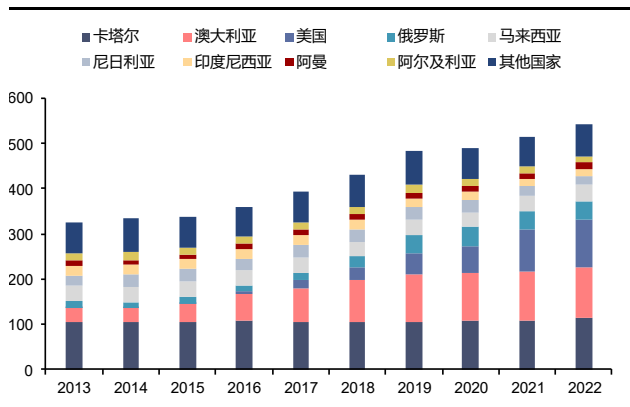


资料来源：EI，信达证券研发中心

2017 年以来美国 LNG 出口量快速增长，且预计未来仍有较大的增量供应潜力。卡塔尔、澳大利亚、美国为全球前三大 LNG 出口国，2022 年合计出口 3307 亿方，占比 61%。近几年全球新增 LNG 产量主要来自美国、俄罗斯，2017-2022 年 CAGR 分别为 43.6%、21.2%。2022 年俄乌冲突后，俄罗斯向欧洲出口管道气量大幅削减，全球天然气供需格局深度调整，LNG 的需求大增。在此背景下，LNG 出口量大幅释放的美国在 2023 年超越卡塔尔和澳大利亚，成为全球最大 LNG 出口国，美国对全球 LNG 供应端的影响力正在持续增长。

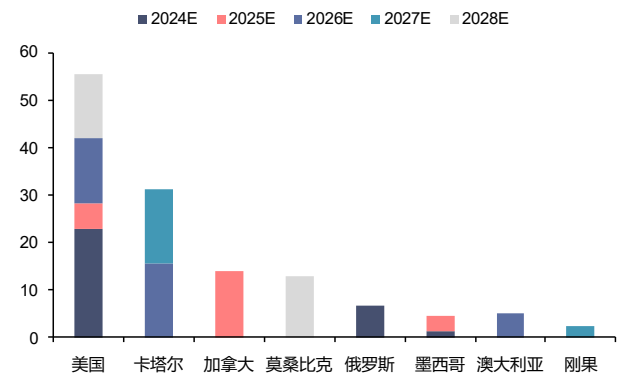
美国有望成为未来全球最大的 LNG 供应增量来源。根据 IGU 统计，截至 2022 年底，全球 LNG 液化出口设施产能合计 4.78 亿吨。IGU 预计 2024-2028 年全球新增 LNG 液化产能合计约 1.3 亿吨，其中美国新增液化产能 0.56 亿吨，占比 42%，预计将于 2024 年底至 2028 年陆续释放。

图 5：2013-2022 年全球 LNG 出口量及结构 (bcm)



资料来源：EI，信达证券研发中心

图 6：2024E-2028E 各国 LNG 液化出口设施产能增长情况 (百万吨/年)



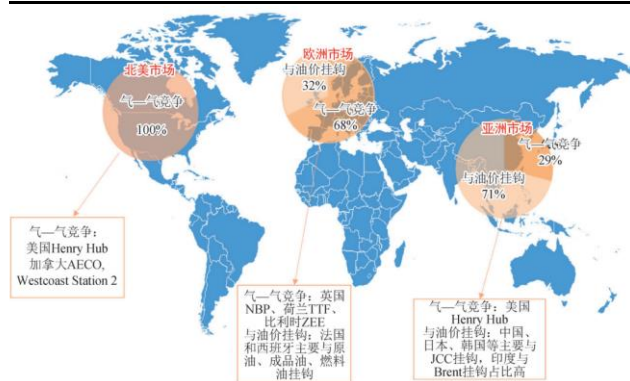
资料来源：IGU，信达证券研发中心

1.2 美气定价模式市场化程度高，2023 年以来美国气源竞争力持续增强

LNG 贸易中，约 70% 为长协交易，30% 为现货交易。现货贸易定价主要为气—气竞争，买卖双方互相询价议价来确定交易价格，价格受短期市场供需影响较大。长协定价通常为与油价挂钩和与气价挂钩两种方式。中东地区、俄罗斯、澳大利亚等地的 LNG 长协多与油价挂钩，定价公式通常为： $PLNG = \text{斜率} \times PJCC/Brent + \text{常数}$ ，且模式多为 DES（到岸交付），有目的地限制。相比之下，美国天然气市场较为独立，价格市场化程度较高，均为气—气竞争定价，美国 LNG 长协定价公式通常为 $PLNG = (1+15\%) \times HH + \text{常数}$ ，且多为 FOB 模式（离岸交付），气源实际流向可根据欧洲、亚洲两个主要进口市场的价格来灵活调整。

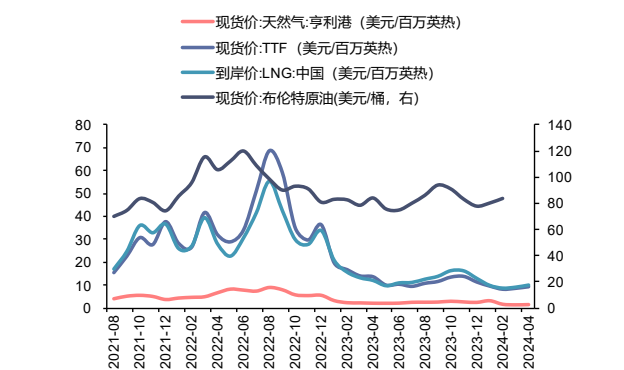
2023 年以来在油强气弱的背景下，挂钩 HH 指数的美国气源竞争力愈发显著。2023 年以来全球天然气供需紧张趋势缓解，气价大幅回落，2023 年 HH 均价为 2.54 美元/百万英热，同比下降 60.3%；与此同时油价保持较强走势，2023 年布伦特原油平均价格为 82.6 美元/桶，同比仅下降 17.24%。2024 年以来油强气弱的价格趋势持续，2024 年 1-2 月 HH 均价为 2.47 美元/百万英热，同比下降 12.5%，而布伦特原油平均价格为 82 美元/桶，同比基本持平，与 HH 价格挂钩的美国 LNG 长协价格的优势愈发显著。

图 7：世界三大天然气市场定价模式



资料来源：陈蕊等《全球 LNG 贸易定价演变规律与新趋势及相

图 8：2021-2024 年国际三大天然气价格及布油价格走势对比



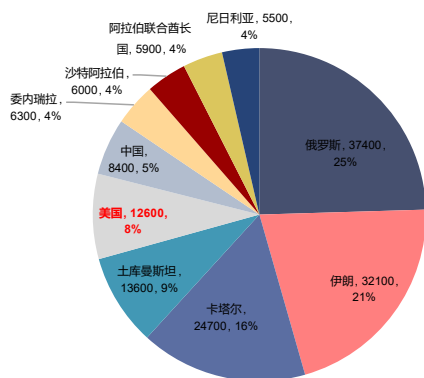
资料来源：iFind，信达证券研发中心

二、从成本曲线和长期走势看，HH 合理价格中枢或约 2-3 美元/百万英热

2.1 美国天然气产量集中于前三大盆地，二叠纪及海恩斯维尔未来增产潜力大

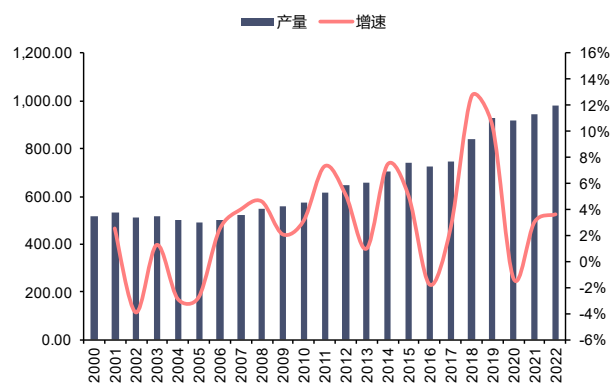
美国天然气储量丰富，2020 年探明可采储量 12600bcm，约占全球天然气探明可采储量的 8%。页岩油气革命后，在政府支持以及开采技术进步的推动下，美国天然气产量较快增长，2009 年，美国取代俄罗斯，成为全球第一大天然气生产国，2005-2022 年美国天然气产量 CAGR 为 4.2%。

图 9：全球天然气探明可采储量（截至 2020 年，bcm）



资料来源：EI，信达证券研发中心

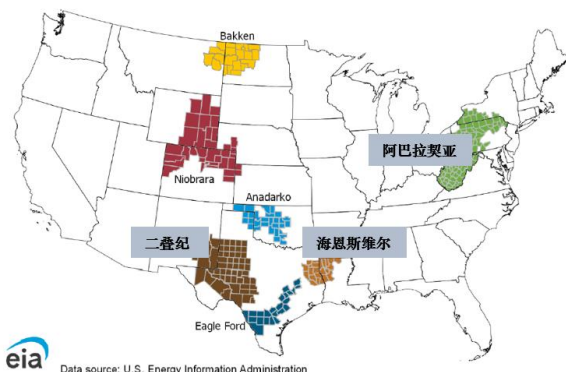
图 10：美国天然气产量及增速（bcm）



资料来源：iFinD，信达证券研发中心

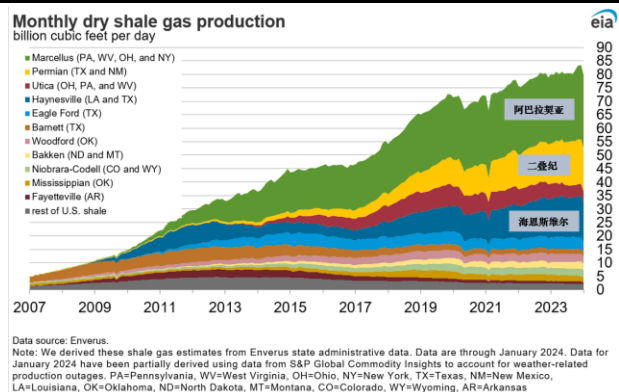
据 EIA 统计，2023 年美国天然气产量 104bcf/d（约合 10603 亿方）。美国天然气产量主要来自三个地区——阿巴拉契亚/马塞勒斯（Appalachia/Marcellus）、二叠纪（Permian）、海恩斯维尔（Haynesville），三地产量合计占美国天然气总产量的 63%。其中，阿巴拉契亚为美国第一大产气区，产量约占美国天然气总产量的 31%，但近年来由于外输管道产能不足，天然气产量增速放缓。美国第二大产气区为二叠纪盆地，同时也为美国页岩油主产区，在高油价下近年产量快速增长，目前产量占比约 19%。第三大产气区海恩斯维尔地理位置近墨西哥湾，随着沿岸 LNG 液化出口设施的投产，产量较快增长，目前占比约 13%。

图 11: 美国主要产气盆地分布图



资料来源: EIA, 信达证券研发中心

图 12: 美国各盆地天然气产量占比 (bcf/d)



资料来源: EIA, 信达证券研发中心

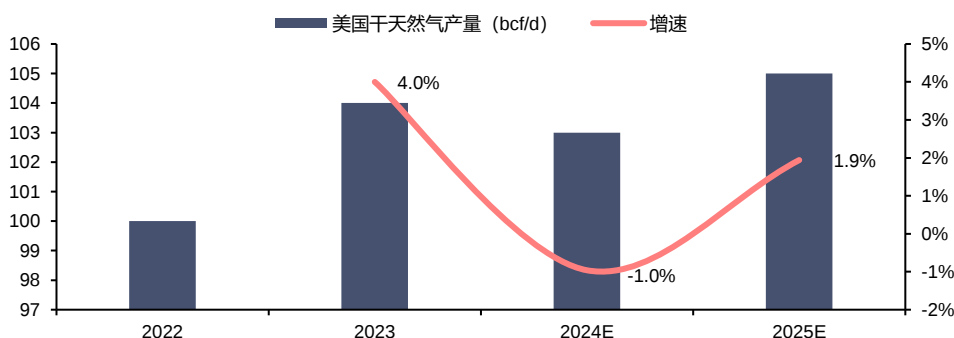
低气价下部分美国天然气厂商已经宣布减少全年产量及资本开支。2024 年低气价持续, 部分高成本厂商已经宣布减少年内运行的钻机数量及钻完井资本开支, 如海恩斯维尔盆地以及马塞勒斯/阿巴拉契亚盆地的 7 家厂商都宣布了不同程度的减产。根据我们的不完全统计, 2024 年来已宣布减产的厂商计划减产合计达 1.2bcf/d, 约占 2023 年美国天然气总产量的 1.16%。EIA 在 5 月 7 日公布的短期能源展望里也调低了对美国 2024 年天然气产量的预期, 预计 2024 年天然气产量 103bcf/d, 同比下降约 1%; 预计 2025 年产量 105bcf/d, 同比增长约 1.9%。

表 1: 2024 年以来美国部分天然气厂商减产情况

宣布时间	公司	所在盆地	减产时间	减产幅度 (Bcf/d)	减少全年产量 (Bcf)	备注
2024/2/14	Comstock Resources	Haynesville (海恩斯维尔)	全年	-	-	计划将其运营的钻机数量从 7 个减少到 5 个
2024/2/14	Antero Resources	Marcellus (马塞勒斯)	全年	0.1	30-40	计划将在运钻机数量从 3 台减少至 2 台, 减少全年钻完井资本开支 26%
2024/2/21	Chesapeake Energy	Marcellus (马塞勒斯) / Haynesville (海恩斯维尔)	全年	0.8	290-300	削减 20% 的支出, 并将天然气产量降低 15%, 将活跃的天然气钻机数量减少了 2 个
2024/2/22	Coterra Energy	Marcellus (马塞勒斯)	全年	0.17	70-80	资本支出预计同比下降 12%, 天然气产量中值将下降约 6%
2024/3/4	EQT	Appalachian (阿巴拉契亚)	24 年 2 月底-3 月底	1	30-40	3 月底减产到期后将重新评估市场
2024/3/12	CNX Resources	Marcellus (马塞勒斯) / Utica (尤蒂卡)	全年	0.08	30	公司将推迟三个即将投产的由 11 口井组成的马塞勒斯页岩气田的完井活动

资料来源: Comstock Resources 官网, Coterra 官网, Antero Resources 官网, CNX Resources 官网, Pipeline&Gas Journal, PRNewswire, Marcellus Drilling News, 信达证券研发中心

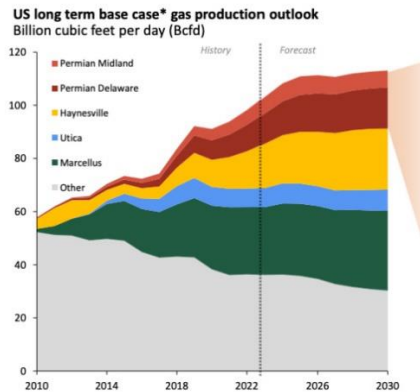
图 13: 美国天然气产量及增速预期 (bcf/d)



资料来源: EIA, 信达证券研发中心

美国天然气未来增产潜力集中在海恩斯维尔及二叠纪。其中，较高油价支撑下，Rystad 预计到 2030 年二叠纪盆地的天然气产量有望增长约 6.3bcf/d；由于靠近墨西哥湾在建 LNG 液化设施，受液化出口产能增长的推动，到 2030 年海恩斯维尔盆地天然气产量有望增长 13bcf/d；阿巴拉契亚地区受送出管道运力的限制，近年来产量增速放缓，在建管道受阻延期，未来几年产量难有大幅上升，我们预计到 2030 年阿巴拉契亚地区天然气产量增长 2bcf/d。结合以上，我们预计到 2030 年，美国新增天然气产量约 60% 来自海恩斯维尔，30% 左右来自二叠纪页岩油伴生气，剩余增量来自其他气田。

图 14: 美国各盆地长期天然气产量展望 (bcf/d)



资料来源: Hart Energy, Rystad Energy UCubes, 信达证券研发中心

图 15: 美国墨西哥湾沿岸 LNG 液化出口设施情况 (截止 2024 年)



资料来源: EIA, 信达证券研发中心

2.2 美国天然气生产成本差异较大，低气价下部分厂商减产或对气价形成支撑

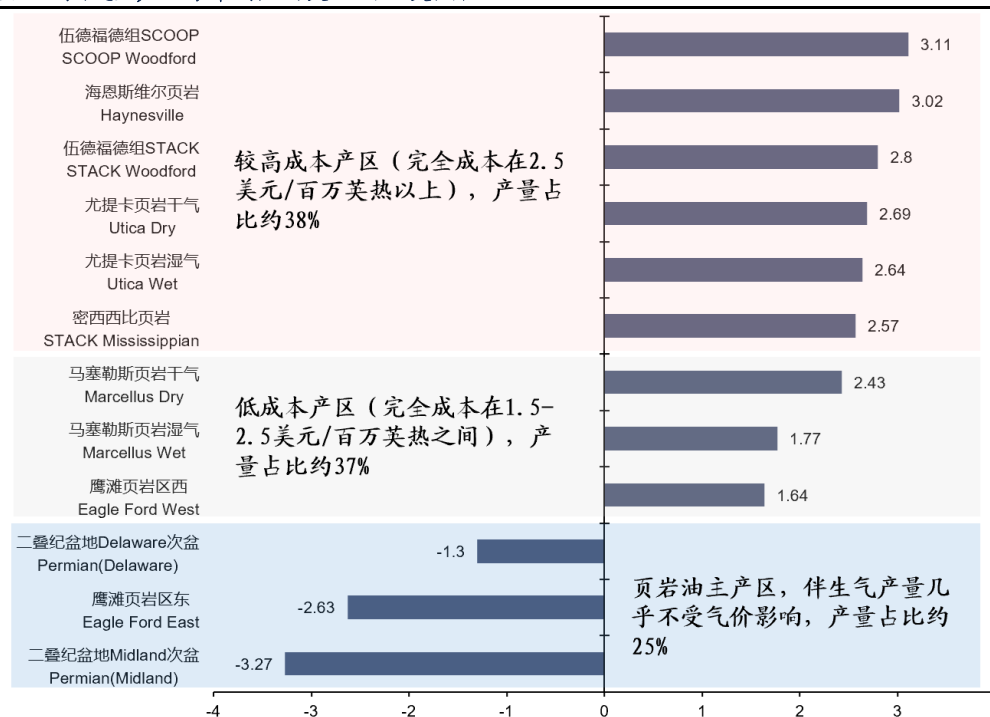
美国天然气开采的完全成本不同盆地之间差距较大，存在 0 边际成本、低成本及较高成本三类产区，在美国天然气总产量中的占比分别为 25%、37%、38%。

1) 对于二叠纪、鹰滩等一些主要产油的页岩油气盆地来讲，页岩气作为页岩油的伴生物，厂商生产页岩气的边际成本为 0，只要页岩油可以生产，页岩气就可以持续产出。根据达拉斯联邦储备银行的调查数据，二叠纪的关门成本 (shut-in price) 在 31-43 美元/桶之间，因此，我们预计当油价在 43 美元/桶之上，该区域页岩气有望持续产出，其产量受本土低气价影响小。该区域天然气产量约占美国天然气总产量的 25%。

2) 美国第一大产气区阿巴拉契亚 (马塞勒斯) 产气的完全成本在 1.77-2.43 美元/百万英热，可变成本约为完全成本的 40%，即 0.7-1 美元/百万英热。当美国 HH 气价降至 2 美元/百万英热以下，此区域的天然气生产商利润表多为亏损状态，但因经营现金流为正，并且预期气价或有好转，仍会选择继续生产，减产意愿不大。该区域天然气产量约占美国天然气总产量的 37%。

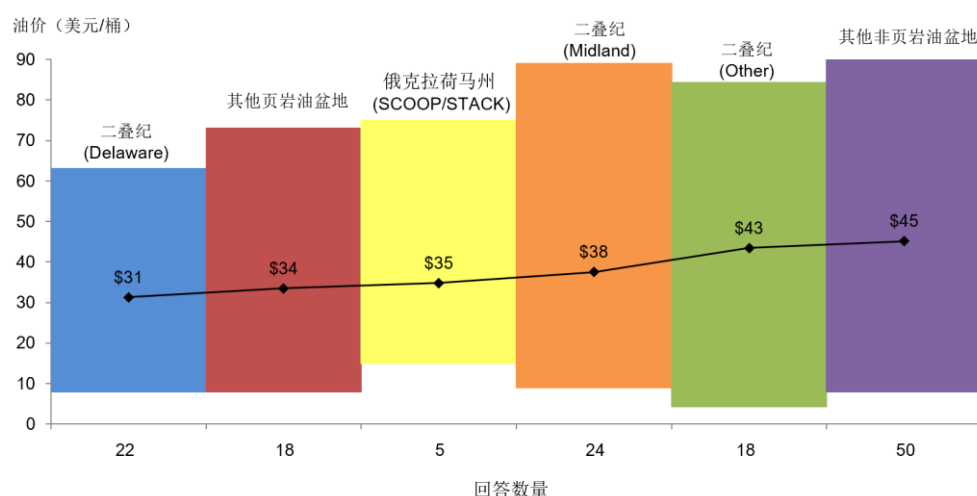
3) 海恩斯维尔、尤提卡、密西西比等其他气田的完全成本大约在 2.5-3.5 美元/百万英热之间，可变成本在 1-1.4 美元/百万英热之间。当气价降至 2 美元/百万英热以下时，此区域内厂商的利润表为亏损状态，且部分厂商的经营现金流已为负，减产意愿比较大，如海恩斯维尔地区的厂商已经在今年宣布减产以及减少之后的资本开支。部分高成本厂商面对低气价的减产举措可能对美国 HH 气价形成一定支撑。该区域天然气产量约占美国天然气总产量的 38%。

图 16: 美国主要盆地天然气生产盈亏平衡点 (美元/百万英热)



资料来源: The Business Council for Sustainable Energy, Bloomberg Finance L.P., 信达证券研发中心

图 17: 美国主要产油盆地关门成本 (shut-in price) (截至 2024 年一季度)



资料来源: Federal Reserve Bank of Dallas, 信达证券研发中心

综上, 我们认为, 在成本支撑的逻辑下, 美国 HH 价格长期合理的中枢或至少在 2-3 美元/百万英热。根据以上美国天然气生产成本数据, 低于 2 美元/百万英热的 HH 价格无法覆盖部分高成本厂商的边际生产成本, 在此价格下部分厂商会选择减产, 或将对 HH 价格形成支撑。我们认为 2 美元/百万英热以下的 HH 价格为偏低状态, 目前 1.5 美元/百万英热左右的价格难以长期持续, 且将对供应增量造成制约。同时, 我们复盘近 10 年美国 HH 价格走势, 除 2021 年下半年至 2022 年受欧洲冬季极端天气叠加俄乌冲突等因素的扰动导致气价大涨, 大多数时间 HH 价格在 2-3 美元/百万英热的区间内。中长期来看, 我们预计到 2030 年美国约 60% 的天然气增量来自较高成本的海恩斯维尔盆地 (靠近 LNG 液化出口设施), 约 30% 的天然气增量来自低成本的二叠纪盆地, 我们预计高成本产区天然气产量的释放前提也需气价维持在 2-3 美元/百万英热的区间。

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/778115015104006072>