

大摩闭门会：春季训练：天然气与液化天然气（LNG）大宗商品策略 20260528

美国天然气供需结构性转型与全球 LNG 市场周期展望

摘要

- 美国天然气进入新增长周期，预计 2030 年总需求增长超 20%，核心驱动力为 LNG 出口翻倍及 AI 数据中心带动的电力需求。
- 供给侧边际成本上行，页岩气盆地钻井效率下降且管道建设受阻，迫使开发转向 4-6 美元/百万英热单位的高成本区域。
- 市场防御性强，需求受宏观经济波动影响较小；若经济放缓导致石油减产，伴生天然气供应收缩反而可能支撑气价。
- 全球 LNG 定价机制由挂钩油价转向挂钩 Henry Hub，美国边际成本已成为全球 LNG 供应过剩时期的定价基准。
- 供需拐点预判：2026 年全球 LNG 市场仍存缺口，2027 年随中东等产能释放趋于平衡，2028 年或进入温和供过于求阶段。
- 欧洲 LNG 进口份额预计从 30% 以上降至 2030 年的 25% 以下，亚洲将以 6% 的复合增长率成为全球需求增长主引擎。

Q&A

请介绍一下美国天然气市场的基本情况，包括其历史定价机制、主要需求构成以及库存周期？

历史上，美国天然气市场相对封闭，定价主要由国内因素决定，如发电、供暖、工业活动等需求趋势，以及包含管道运输在内的新供应成本。尽管天然气业务与石油等其他能源市场相对独立，但随着更多天然气产量与石油开采挂钩，以及对全球出口量的增加，其关联性正在增强，不过短期内对价格的驱动作用仍有限。天然气价格单位通常为美元/百万英热单位，市场波动剧烈，过去 15 年价格区间从不足 2 美元到超过 15 美元。美国天然气需求具有明显的季节性，冬季达到峰值，主要分为四大类别：

1. 居民与商业需求：季节性最强，主要由冬季供暖驱动。

2. 工业需求：涵盖石化、炼油、制造等，受经济活跃度及油气价格比影响。
3. 电力需求：涉及公用事业领域天然气与煤炭等不同燃料间的切换。
4. 出口：这是当前增长的关键领域，由液化天然气出口及向墨西哥的管道出口驱动。

需求的季节性催生了存储需求。美国可用存储容量约 4.8 万亿立方英尺，历史最高填充率介于 4.2 至 4.3 万亿立方英尺。通常夏季生产大于需求时填充存储，冬季需求大于生产时则提取。关键的季节性节点为 3 月底（供暖季结束，开始注气）和 10 月底（注气季结束，开始取气）。美国能源信息署每周四发布的存储数据是追踪市场的关键指标，常引发周度价格波动。

美国天然气供应端的资源储量、主要来源以及区域性市场结构是怎样的？

美国天然气供应充足，技术可采储量近 3,000 万亿立方英尺，按当前需求水平计算，相当于约 80 年的供应量。页岩气勘探开发是供应增长的主要来源，扭转了数十年的供应停滞局面，释放了大量低成本资源。页岩气资源在 2000 年代后期开始具备经济可行性，成为过去 10 至 15 年间美国陆上供应增长的主体。市场具有很强的区域性。亨利枢纽（Henry Hub）是位于路易斯安那州的主要价格基准。美国各地的供应和需求中心还存在区域性价格基准，其与亨利枢纽的价差被称为基差。历史上，天然气产自墨西哥湾沿岸，通过管道输送至中西部和东北部。但页岩资源的开发，尤其是在中大西洋和东北部地区，改变了管道流向。过去十年，更多天然气正流向墨西哥湾沿岸的出口设施所在地。

影响美国天然气价格短期波动的核心驱动因素是什么，这些因素在近年来发生了哪些变化？

短期内，市场交易围绕库存水平展开，价格受供需两侧因素影响。需求端历史上主要由电力行业的燃料转换决定，即公用事业公司根据天然气和煤炭的相对经济性进行切换。当天然气价格上涨时，发电从天然气转向煤炭；反之亦然。然而，过去 10 到 15 年间大量煤电厂关闭，燃料转换对需求的影响已大幅缩小。疫情后，尽管价格波动显著，但燃料转换现象已很少出现。因此，供给端因素变得愈发重要。这包括激励新投资和钻探的新供给成本，以及现有油井的现金成本。过去几年，当价格跌破每百万英热单位 2 美元时，通常需要通过关闭或削减现有产能来减少市场供应。此外，天气是影响需求的同比关键变量，寒冬会提振需求，而暖冬则会减少需求。

对于未来美国天然气市场的需求增长，主要的驱动力和预期增速是怎样的？

预计美国将开启新一轮需求增长周期，主要依托两大支柱：液化天然气出口扩张和电力消费增长。在 LNG 出口方面，美国墨西哥湾沿岸有一批在建项目，预计到本十年末（2030 年前）出口能力将大致翻倍。仅 2026 年，预计需求将增加超过 30 亿立方英尺/日。展望至 2030 年，LNG 累计需求增长将较当前水平增加约

160 亿立方英尺/日，这需要通过加大供应端投资来满足。在电力需求方面，经过 15 年的停滞，美国电力需求因数据中心（含人工智能）、制造业回流及电气化趋势而重现增长。天然气约占国内电力结构的 40%，随着电力消费的增长，电力行业的天然气消费量预计将随之上升。综合来看，预计到 2030 年，美国天然气总需求将增长 20% 以上，到 2050 年将再增长 9%。到 2035 年，天然气营收增速预计约为同期电力消费增速的两倍，接近 GDP 增速的三倍。

与上一个十年相比，当前天然气增长周期在供给端面临哪些根本性不同，这将如何影响成本曲线？

尽管当前需求端的基本面（出口增长、电力需求上升）与十年前相似，但供给端的情况已发生显著变化。首先，作为有限资源，美国多数页岩油气盆地的新钻井效率正在下降，导致过去十年持续走低的边际成本开始重新上行。其次，新建大型管道基础设施的难度显著增加，限制了将低成本供应输送至核心需求中心的能力。这两个因素共同改变了成本曲线，迫使行业转向过去十年投资不足的高成本区域，例如得克萨斯州的伊格福特（Eagle Ford）区块天然气层或俄克拉荷马州。这些区域虽然与 LNG 出口走廊连接良好，但其开采通常需要每百万英热单位 4 至 6 美元甚至更高的价格才能实现经济可行性。基于成本曲线的这一结构性变化，本轮增长周期预计将与上一轮有显著不同。

美国天然气市场对宏观经济波动的敏感度如何，与其他能源市场相比有何特点？

美国天然气市场对经济的敏感度相对不高，在能源组合中属于更具防御性的终端市场。回顾历史，美国天然气总需求上一次收缩是在 2019 年，即便在 2020 年新冠疫情期间，尽管经济活动放缓、出口削减，总需求仍实现了增长，这与石油市场形成鲜明对比。对经济最敏感的终端市场是工业需求。在 2009 年、2015-2016 年和 2020 年的经济收缩期，工业用气量均出现下降，但降幅有限。电力行业的天然气需求在经济衰退期间表现好坏参半，2009 年和 2020 年甚至出现了增长。供给侧方面，美国约 30% 的天然气供应是石油钻井的副产品。由于石油对经济高度敏感，经济放缓时油价下跌可能导致石油钻探活动减少，从而减少伴生天然气供应。因此，在经济放缓时，天然气需求相对坚挺而供应可能收缩，这种错配反而可能导致市场收紧或至少为价格提供支撑。

全球液化天然气市场是如何演变的，尤其是在定价机制和贸易格局方面？

全球 LNG 贸易在过去几十年实现显著增长，市场规模自 21 世纪初以来几乎翻倍。早期，LNG 项目主要针对远离需求市场的大型低成本天然气资源，多数 LNG 销售合同与石油价格挂钩，供应扩张集中在卡塔尔、西非和澳大利亚，而需求则高度集中于亚太地区。随着美国页岩气技术成熟并压低国内天然气价格，美国开启了一波 LNG 出口投资浪潮。在 2015 至 2020 年间，全球 LNG 供应以约 8% 的年复合增长率快速增长，美国成为市场增量的关键驱动因素。这一转变推动了 LNG

销售模式的重大变革：美国出口的 LNG 合同与亨利枢纽（Henry Hub）价格基准挂钩，导致全球新签合同中与亨利枢纽挂钩的比例持续上升。这种结构性转变使得在供应过剩时期，全球 LNG 基准价格由美国的边际成本加上液化和运输成本直接决定，打破了历史上与石油价格高度相关的格局。

近年来全球 LNG 市场经历了哪些重大冲击，这些冲击如何重塑了市场格局？

过去五年，全球 LNG 市场经历了剧烈震荡。首先是新冠疫情导致价格暴跌，推迟了所有能源市场的新投资。然而，低价反而加速了 2020 年的需求增长。从 2020 年初到 2021 年底，供应预测下降了约 5%，而需求预期反向增长了约 5%，导致市场趋紧。随后，俄乌冲突爆发。欧洲历来高度依赖俄罗斯管道天然气，冲突前其占比超过 40%。冲突后，来自俄罗斯的管道供应大幅下降至接近零，缺口主要由 LNG 进口填补。这导致欧洲在全球 LNG 贸易中的占比从疫情前的约 18% 急剧上升至 2022 年及 2023 年的 30% 以上。

对未来几年全球 LNG 市场的供需平衡和需求增长有何展望？

俄乌冲突引发的高价周期推动了全球新一轮 LNG 产能投资浪潮，目前全球在建液化产能超过 2 亿吨，而当前市场总规模略超 4 亿吨，这是一次历史性的扩张。最初预计 2026 年市场将进入供过于求的阶段。尽管中东局势（该地区占全球约 20% 的 LNG 供应）推迟但并未消除这一风险，预计 2026 年市场仍将出现较大缺口。但随着中东及全球其他地区新增产能的释放，预计 2027 年市场将恢复平衡，到 2028 年将出现温和的供过于求。随着新增供应投产和价格最终回落，预计需求增长将重新加速。预测 2026 年至 2030 年，全球 LNG 需求年复合增长率将达到 6%，其中亚洲将成为主要驱动力。与此同时，欧洲在全球 LNG 进口中的市场份额预计将逐步下降，从 2025 年的 30% 以上降至 2030 年的 25% 以下。

