下载日志已记录，仅供内部参考

华泰证券 HUATAI SECURITIES

“北重南轻”冲击下天然气行业重估
—卡塔尔 LNG 中断影响专题

华泰研究

2026 年 6 月 29 日 | 中国内地　　深度研究

2026 年 2 月底中东冲突爆发，霍尔木兹海峡事实封锁、卡塔尔拉斯拉凡工业城 LNG 设施遭袭，中国 LNG 进口面临 2017 年以来最严峻的冲击。市场普遍预期此次中断对燃气、电力板块为均匀的冲击，我们则认为冲击呈“北重南轻、国企重民企轻”的错配格局，并将在未来 3-5 年内催化中国天然气进口格局的结构性重构。不同省份因卡塔尔 LNG 占比差异导致影响分化；从产业链看，持有低成本 HH 挂钩长协的城燃贸易商或是最大受益者，转售毛利超 10 美元/MMBtu；而气电企业面临燃料成本突破盈亏平衡点的“量价”双重压力。看好气源多元化龙头分享转移需求红利、LNG 物流仓储从波动率中获利，推荐新奥股份、深圳燃气、九丰能源、佛燃能源。

供给侧冲击：缺口、对冲与冬季压力测试

我们设定乐观/基准/悲观三情景，对应 LNG 进口量降幅从 2%-3%到 20%以上的分化。基准情景下，霍尔木兹封锁延续至 2026 年冬季，全年卡塔尔对华约 1,590 万吨/年已执行长协近乎归零。国产气连续九年百亿方级增长（2025 年 156.6 亿方）叠加中俄东线扩容至 440 亿方/年，合计对冲能力约 220 亿方/年，与卡塔尔长协气缺口（约 219 亿方/年）在量级上接近。但冬季用气峰值约为夏季 1.5-2 倍，届时库存与管道气增量若被季节性峰值耗尽，硬性缺口或将迫使“压非保民”等压减措施落地。

天然气格局重构：从“双核”到“四极”

卡塔尔 LNG 中断是中国天然气进口格局结构性重构的催化剂。来源结构上，从“卡塔尔+澳大利亚”双核加速转向“澳+俄+东南亚+中东”四极体系；合同条款上，HH 挂钩+FOB 条款的组合使中国买家从价格接受者转变为全球灵活贸易商，2026 年 4 月 JKM-HH 价差扩大至 15.24 美元，创三年新高。资产估值逻辑上，接收站价值从“产能”转向“气源质量”，气源多元化、长协价格竞争力、地缘风险敞口成为核心变量，绑定卡塔尔的接收站面临利用率长期承压，而拥有自主气源池的接收站有望获得估值溢价。

价格传导与盈利分化：谁扛住了成本？

国际端 JKM 涨幅在传导至国内终端时被逐级“衰减”，而这一衰减最终演变为结构性利润的再分配。HH 挂钩长协成本仅为 JKM 现货的 1/6，26Q2-Q3 长协持有者将享受最大化的“低成本 vs 高售价”套利窗口；而依赖现货补库的华北城燃与燃料成本占比超 70%的气电企业则面临利润侵蚀。气电联动机制与容量电价形成“双轨制”互补，将广东气电可承受气价上限从 2.0-3.0 元/方提升至 3.5-4.0 元/方，但 5 月 CLD 到岸价 4.3 元/方仍超出上限，气电亏损幅度仅有所收窄。

投资策略：气源多元化、国产气安全溢价、LNG 物流仓储价值

1）气源多元化龙头分享转移需求红利。新奥股份在手 716 万吨/年长协（HH 挂钩 380 万吨/年），深圳燃气、九丰能源、佛燃能源凭借非中东气源和贸易灵活性，在高气价环境下利润弹性显著。2）国产气上游享有安全溢价与增产双击。国际气价每上涨 1 美元/MMBtu，国产气相对进口气的竞争优势扩大约 0.7 元/方；天然气对外依赖度降低，获得政策资源系统性倾斜；九丰能源新疆煤制气项目受益于价格优势与政策支持。3）LNG 物流仓储从波动率中获利。接收站仓储价值与价格波动正相关，物流和贸易能力相当于“波动率多头”期权。新奥舟山支点作用凸显。

风险提示：地缘冲突缓和快于预期；顺价机制推进不及预期；气电容量电价与联动机制覆盖不足；国产气增产与中俄东线扩容不及预期；估值模型假设与数据偏差风险。

公用事业	增持（维持）
燃气及分销	增持（维持）

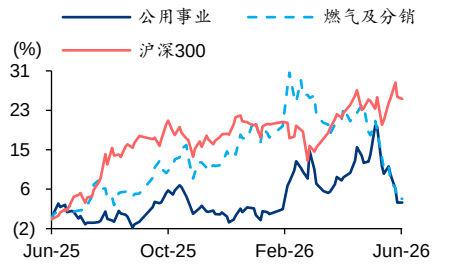
王玮嘉　研究员
SAC No. S0570517050002　wangweijia@htsc.com
SFC No. BEB090　+(86) 21 2897 2079

黄波　研究员
SAC No. S0570519090003　huangbo@htsc.com
SFC No. BQR122　+(86) 755 8249 3570

李雅琳　研究员
SAC No. S0570523050003　liyalin018092@htsc.com
SFC No. BTC420　+(86) 10 6321 1166

康琪*　联系人
SAC No. S0570124070105　kangqi@htsc.com
+(86) 10 6321 1166

行业走势图



资料来源：Wind，华泰研究

重点推荐

股票名称	股票代码	目标价（当地币种）	投资评级
深圳燃气	601139 CH	8.70	买入
新奥股份	600803 CH	23.43	买入
九丰能源	605090 CH	51.60	买入
佛燃能源	002911 CH	16.53	增持

资料来源：华泰研究预测

免责声明和披露以及分析师声明是报告的一部分，请务必一起阅读。

下载日志已记录，仅供内部参考

正文目录

核心观点 3

从 5%到 45%：依赖度的省级断层线 3

深度绑定 vs 灵活性：2,490 万吨的结构性缺口 4

与市场观点不同之处 5

供给侧冲击：从霍尔木兹到中国 LNG 接收站 6

天然气格局重构：国产气战略地位提升，LNG 多极化 10

气源结构转型 10

从“卡塔尔+澳大利亚”双核格局加速转向“澳+俄+东南亚+中东”四极体系 10

HH 挂钩比例上升：JKM-HH 价差扩大，城燃企业锁定低价气源 10

国产气战略地位提升：十五五目标 3000 亿方，对外依存度或降至 35% 11

接收站资产价值两极分化 11

绑定卡塔尔接收站利用率长期承压 11

多元化接收站战略价值跃升 12

国产气：政策利好与价格上行的双重保护 12

价格传导与盈利冲击：谁扛住了成本？ 13

天然气价格传导：从国际到国内的时滞与分化 13

JKM 现货升至$18/MMBtu，欧亚价差由负转正 13

LNG 国际价格通过 CLD 传导至国内市场，长协与现货的价差在进口端同样显著 13

传导时滞分化：长协 3-6 个月，现货即时，城燃顺价 1-3 个月 14

城燃企业：分化中的赢家与输家 14

赢家：HH 挂钩长协成本优势放大，贸易灵活性在波动中创造超额收益 14

输家：卡塔尔高依赖+顺价滞后，华北城燃毛利率承压 3-5 个百分点 15

气电企业：燃料成本与电价的双向挤压 16

燃料成本占比 70-75%，LNG 到岸成本 0.6 元/kwh 已超可承受上限 16

广东长协电价降至 0.372 元/KWh，综合电量电价处于亏损状态 16

容量电价上调，但仅能覆盖固定成本 30-50% 16

气电联动机制：联动比例从 30%提至 100%，但成本传导存在天花板 17

投资策略：气源多元化、国产气安全溢价、LNG 物流仓储价值 18

风险提示 20

下载日志已记录，仅供内部参考

核心观点

从 5%到 45%：依赖度的省级断层线

一条清晰的“北重南轻”断层线。山东、京津冀因冬季保供需求高度依赖卡塔尔长协。江苏因如东和滨海两大接收站双双绑定卡塔尔长协而成为第二脆弱带。广东、福建和长三角南部（上海、浙江）则因澳大利亚和马来西亚长协的布局，在本次冲击中展现出结构性的抗冲击能力。这种地理分布不是偶然，而是中国 LNG 进口格局在 2015-2022 年间由三桶油主导、以卡塔尔和澳大利亚为双核的历史产物。

图表1：不同省份对卡塔尔 LNG 的依赖度差异

省份/区域	依赖度等级	核心接收站	卡塔尔合同量（万吨/年）
山东	★★★★★	青岛董家口（中石化）	~600
京津冀	★★★★☆	天津 LNG（中石化/国家管网/北燃）、唐山曹妃甸（中石油/新天）	~500
江苏	★★★★☆	如东（中石油）、盐城滨海（中海油）	~750
广东	★★★☆☆	大鹏、迭福、珠海金湾、粤东揭阳	~350
福建	★★★☆☆	莆田（中海油）	~150
浙江	★★★☆☆	宁波（中海油）、舟山（新奥）	~200
上海	★★☆☆☆	洋山、五号沟（申能）	~50
海南/辽宁	★★☆☆☆	深南、大连	<100

资料来源：国家能源局、各公司公告、Wind、卓创资讯、华泰研究

山东依赖度高达 45%，是全国脆弱性最显著的省份。2025 年中国 LNG 进口总量约 6,843 万吨，卡塔尔贡献约 2,026 万吨，占比 29.6%。但这一全国平均数掩盖了区域差异：中石化青岛董家口接收站年接转能力 700 万吨，供气覆盖鲁、苏、皖、冀、豫五省，其中卡塔尔资源占比高达 45%以上。中石化与卡塔尔签订的 600 万吨/年长协主要交付天津与青岛董家口，这意味着董家口接收站在中断后的实际可用资源将下降 40%-50%；若使用高价现货保供，则可能削弱需求或经济性。山东作为工业大省（化工、特钢），本身承担区域能源储运中心功能，卡塔尔断供不仅推高省内工业燃料成本，更削弱了对周边省份的转供能力。

上海仅约 5%，气源多元化构筑天然避险屏障。上海是全国受影响最小的省级市场之一，申能洋山接收站 80%进口自马来西亚（不经霍尔木兹海峡）、11%来自澳大利亚，卡塔尔占比低，气源多元化构筑了天然避险屏障。相较山东 45%的极端依赖度，上海的卡塔尔资源占比仅约 5%。浙江省则因新奥舟山接收站的主力长协来自马来西亚（7 个长约，马六甲至南海航线），展现出显著的区域韧性。广东凭借大鹏接收站与澳大利亚签订的 370 万吨/年长协（华南基本盘），卡塔尔资源占比仅约 20%，且华南拥有 11 座接收站，可通过澳大利亚、马来西亚、印尼现货补充。

图表2：华东与华南沿海省份的卡气占比相对不高

省份	卡塔尔占比	主力气源国	长协结构特征	接收站数量
上海	~5%	马来西亚（80%）	申能洋山长约为主，目的地灵活	2 座（洋山、五号沟）
浙江	~10%	马来西亚（新奥舟山 7 个长约）	新奥专用马六甲航线，完全避开霍尔木兹	2 座（宁波、舟山）
广东	~20%	澳大利亚（大鹏 370 万吨/年长协）	澳大利亚为华南基本盘，卡塔尔为补充	11 座
福建	~15%	印尼（260 万吨/年长协）	中海油莆田接收站印尼长约为主	2 座（莆田、漳州）
海南	<10%	澳大利亚、印尼现货	消费体量小，可全现货调度	1 座（深南）

资料来源：国家能源局、上海石油天然气交易中心、华泰研究

低依赖度省份的共同特征是：主力长协来源国均不经霍尔木兹海峡。马来西亚（马六甲至南海）、澳大利亚（太平洋航线）、印尼（巽他海峡至南海）三大气源构成了中国 LNG 进口的“安全三角”，而卡塔尔（霍尔木兹海峡-印度洋-马六甲）恰恰是这一安全网络之外的单一脆弱节点。上海、浙江、广东在 2018-2022 年间提前布局的多元化长协，在本次危机中有望转化为避险溢价。

下载日志已记录，仅供内部参考

深度绑定 vs 灵活性：2,490 万吨的结构性缺口

三桶油绑定卡塔尔长协约 2,490 万吨/年，DES 条款锁定转售权。三桶油与卡塔尔签订的 LNG 长协合计约 2,490 万吨/年，占全部中卡长协的 93%，DES 条款叠加固定目的地条款使买方无法将气源转售至其他市场，物理履约不能时损失刚性锁定。其中中海油 550 万吨/年（200 万吨/2008 年签+350 万吨/2021 年签），中石化 900 万吨/年（200 万吨/2021 年+400 万吨/NFE+300 万吨/NFS），中石油 1,040 万吨/年（300 万吨/2011 年+340 万吨/2018 年+400 万吨/NFE）。这些合同多数采用 DES（目的港船上交货）条款，由卡塔尔负责运输，价格挂钩布伦特原油，并包含固定目的地条款，买方无法将气源转售至其他市场。当卡塔尔宣布不可抗力（最长 5 年）、海峡通航量同比下跌 94-97%时，三桶油面临的损失可能无法通过对冲或转售转移。

图表3：三桶油绑定卡塔尔长协约 2,490 万吨/年，DES 条款锁定转售权

企业	卡塔尔长协量 万吨/年	签约时间	交付接收站	合同条款
中海油	550	200 万吨/2008 年 350 万吨/2021 年	盐城滨海、福建莆田、广东大鹏	DES+固定目的地
中石化	900	200 万吨/2021 年 400 万吨/NFE 300 万吨/NFS	天津 LNG、青岛董家口	DES+固定目的地
中石油	1,040	300 万吨/2011 年 340 万吨/2018 年 400 万吨/NFE	江苏如东、唐山曹妃甸	DES+固定目的地
合计	2,490	—	—	—

注：与 FOB（装运港船上交货）条款下买方可自主调度船运、灵活选择目的地不同，DES 条款下卖方（卡塔尔）负责运输并承担风险，但买方失去了转售权和调度灵活性

资料来源：ICIS、Platts、华泰研究

地方国企与民企霍尔木兹暴露度近乎为零，HH 挂钩长协占比 56%。新奥股份、深圳燃气、佛燃能源、九丰能源等主力长协来源国为马来西亚、美国（HH 挂钩）和澳大利亚，基本避开霍尔木兹海峡，HH 挂钩长协占比高达 61%。新奥股份 LNG 长协合计 716 万吨/年（8 份合同），其中 HH 挂钩 380 万吨/年（53%）、JCC/JCC-HH 混合 166 万吨/年（23%）、Brent 挂钩 220 万吨/年（31%）。HH 挂钩长协分三批执行：Cheniere 90 万吨（2022 年已开始）、Cheniere 90 万吨（2026 年）、NextDecade 200 万吨（2027 年）。深圳燃气 2025 年燃气资源业务毛利 14.9 亿元，同比增长 11.9 亿元，LNG 批发量同比+100.8%。九丰能源持续推进“海气+陆气”布局，新疆庆华二期工程项目（天然气权益产能 20 亿方/年）有望于 2027 年底、2028 年初投产，构建“权益气+长约气+现货气”完整上游资源池。2025 年天然气总销量 229 万吨，吨毛利 590 元（yoy+21%）。

图表4：地方国企与民企霍尔木兹暴露度近乎为零，HH 挂钩长协占比 56%

企业	长协总量（万吨/年）	HH 挂钩占比	马来西亚占比	澳大利亚占比
新奥股份	716（实际可执行 656，Novatek 60 万吨暂停）	53%（380 万吨）	7 个长约（舟山主力）	少量
广州发展	345	70%	部分	部分
深圳燃气	164	-	部分	部分
佛燃能源	152	100%	部分	部分
合计	**1,377**	**56%**		

资料来源：各公司公告、Wind、上海石油天然气交易中心、华泰研究

下载日志已记录，仅供内部参考

脆弱端之一：履约延误+现货补库，华北城燃毛差压至负区间。绑定卡塔尔长协的接收站正在经历“合同不能履行+现货价格飙升”的剪刀差挤压，在冬季保供阶段华北城燃或不得不以 18 美元/MMBtu 的现货成本保供，同时以政府限价的居民气价销售，毛差被压至负区间。截至 2026 年 6 月 5 日，中国 LNG 现货到岸价（CLD）为 18.175 美元/百万英热，LNG 出厂价格指数 6,231 元/吨，5 月环比上涨 20.32%。4 月现货到岸成本约 6,293 元/吨，较 3 月的 4,416 元/吨上涨 1,877 元/吨（+42.5%）。中石化天津和青岛董家口接收站原本享受的卡塔尔长协成本优势消失，取而代之的是以 18+美元/MMBtu 抢购现货，高成本压制需求、导致接收站周转率下降。中石油如东和曹妃甸、中海油盐城滨海面临同样的困境：长协气源无法到港，而下游城燃企业的民生保供责任不允许断供。顺价机制在居民端覆盖率仅 60%-80%，成本传导存在 3-6 个月滞后。

图表5：华北城燃、气电企业、接收站面临卡塔尔 LNG 中断的直接冲击

企业类型	代表标的	盈利影响	关键假设
华北城燃	区域城燃（无纯气源标的）	毛差压至负区间，利润下行 8%-15%	30%-40%供应缺口以现货弥补
气电企业	粤电力 A、浙能电力、深圳能源	气电板块亏损，利润下行 20%-30%	现货 LNG 到岸成本超 0.6 元/度
接收站	中石油、中石化、中海油	进口气业务毛利收窄	DES 条款无法转售对冲

资料来源：各公司公告、卓创资讯、广东电力交易中心、华泰研究

脆弱端之二：气电企业面临燃料成本的量价双杀。气电燃料成本占发电成本的 70%-80%，而上网电价受市场化交易压制。现货 LNG 到岸成本已超 0.6 元/度，而气电可承受气价上限约 0.45-0.5 元/度，燃料成本已突破盈亏平衡点 20%-30%。气电板块盈利承受显著压力，若冲突延续至冬季，气电利用小时数可能被压缩以保民生用气。2026 年气电容量电价虽有所提升，但仅覆盖固定成本的 30%-50%，无法对冲燃料成本的“量价”双重压力。

反脆弱端：需求转移+转售利润，气源多元化企业或享受盈利弹性。拥有 HH 挂钩/马来西亚/澳大利亚长协的燃气企业正在承接从卡塔尔断供区转移的需求，同时享受转售价差的再次扩大，为 2026 年盈利贡献弹性。新奥舟山接收站是本次危机中最具战略价值的资产，2025 年 8 月三期项目投产后，年周转能力提升至 1,000 万吨，储气能力提升至 10 亿方以上，在江苏如东、滨海等卡塔尔绑定接收站利用率下滑的背景下，舟山成为长三角天然气需求转移的首选落点。新奥股份 HH 挂钩长协当前在执行 90 万吨/年，26H2 起在执行规模增至 180 万吨/年，在 18 美元/MMBtu 的现货市场中，转售毛利或超过 10 美元/MMBtu。

与市场观点不同之处

市场普遍预期认为卡塔尔 LNG 中断是均匀的宏观冲击，对所有下游主体影响对等，我们与市场认知的核心差异主要体现在以下三方面：

市场认为卡塔尔断供对所有省份冲击均等，**我们认为冲击呈“北重南轻、国企重民企轻”的精准错配格局。**其中山东对卡塔尔依赖度高达 45%，上海仅约 5%，同一事件的两端分化是断崖式的而非渐进的。

市场认为高气价环境下城燃板块整体承压，**我们认为气价大涨的最大受益者并非上游生产商，而是持有低成本 HH 挂钩长协的城燃贸易商。**新奥股份 LNG 长协合计 656 万吨/年，其中 HH 挂钩 380 万吨/年，2026 年 H2 新增 90 万吨 HH 执行，转售毛利超过 10 美元/MMBtu。

市场认为气电板块因容量电价提升而风险可控，**我们认为燃料成本已突破盈亏平衡点 20%-30%，广东长协电价同比下降叠加现货 LNG 到岸成本超 0.6 元/千瓦时，气电企业面临“量价”双重压力，容量电价仅覆盖固定成本 30%-50%。**

下载日志已记录，仅供内部参考

供给侧冲击：从霍尔木兹到中国 LNG 接收站

霍尔木兹海峡封锁已导致 3-4 月 LNG 进口量同比下跌 20%以上。UNCTAD（联合国贸易和发展会议）数据显示，截至 6 月初，霍尔木兹海峡通航量已连续三个月维持在事实封锁状态：6 月 3 日波斯湾船舶通行总量仅 7 艘次（同比-94%），其中 LNG 船 0 艘次、原油船 0 艘次；6 月 4 日仅 1 艘液体散货船驶出，6 月 5 日仅 1 艘特种船通过，LNG 船连续多日零通行。这一封锁的严重程度远超历史先例。1984-1988 年两伊战争“油轮战争”期间，544 艘商船遇袭，但海峡交通从未降至近零水平。2026 年危机的独特之处在于“双重封锁”动态：美国封锁伊朗港口以切断其石油出口，伊朗则限制非伊朗船只通行，叠加伊朗在海峡布设 5000-6000 枚水雷。战争风险保险费率从战前的约 0.2%升至船体价值的 1%-5%。马士基集团已宣布暂停旗下船舶通过海峡并启动应急陆路运输方案。

图表6：霍尔木兹海峡通航量

时间节点	日均通航量	LNG 船	原油船	同比/环比降幅
2 月 1-27 日（基准）	129	—	—	基准
2 月 28 日（打击后）	81	—	—	环比-37%
3 月第一周	7	0	0	环比-97%
6 月 3 日	7	0	0	同比-94%
6 月 4 日	1	0	0	—
6 月 5 日	1	0	0	—

资料来源：UNCTAD、国际海事组织（IMO）、华泰研究

拉斯拉凡工业城 LNG 设施遭袭导致两条生产线合计 1280 万吨/年产能受损，卡塔尔能源已宣布不可抗力，修复周期 3-5 年意味着供应能力从“暂时中断”恶化为“结构性减损”。3 月 18-19 日，伊朗导弹袭击卡塔尔拉斯拉凡工业城 LNG 设施，两条生产线（Train 4 和 Train 6）受损，合计产能 1280 万吨/年，约占卡塔尔 LNG 出口能力的 17%。卡塔尔能源 CEO 卡阿比确认修复需 3-5 年，年收入损失约 200 亿美元，并对部分 LNG 长期合同宣布不可抗力，时间最长可能达到 5 年。受影响买家包括中国、韩国、意大利和比利时。壳牌在拉斯拉凡的 Pearl GTL 项目（全球最大天然气制油工厂）亦遭全面停产，至少离线一年，日处理 16 亿立方英尺井口气的产能归零。北方气田扩建项目（NFE）已全面停工，完工时间恐推迟一年以上。IEA 预测 2026-2030 年间累计 LNG 供应缺口约 1200 亿立方米。

图表7：拉斯拉凡工业城 LNG 设施

受损设施	产能规模	占卡塔尔出口比重	修复/复工周期	直接影响范围
Train 4	640 万吨/年	~8.5%	3-5 年	中国、韩国、意大利、比利时
Train 6	640 万吨/年	~8.5%	3-5 年	同上
Pearl GTL（壳牌）	16 亿立方英尺/日	全球最大 GTL 工厂	至少 1 年	壳牌全球供应
NFE 扩建项目	全面停工	新增产能全部推迟	推迟 1 年以上	待释放长协全部延后

资料来源：卡塔尔能源公司公告、壳牌公司公告、IEA、华泰研究

我们设定乐观/基准/悲观三情景，对应 LNG 进口量降幅从 2%-3%到 10%以上的分化：

情景 A（乐观）：海峡通行量 6 月底前恢复至战前 80%以上，积压船快速到港，卡塔尔受损设施修复快于预期。6 月 22 日美伊达成路线图后，伊朗技术团队与美方高效推进，30 天内清除水雷和技术障碍，海峡通行量 7 月中旬恢复至日均 100 艘以上（战前 80%）。积压 LNG 船队 2-3 周内集中到港，替代资源快速填补缺口。卡塔尔拉斯拉凡 Train 4/Train 6 受损产能修复进度超预期（2-3 年而非 3-5 年），NFE/NFS 项目复工提前。全年 LNG 进口降幅收窄至 2%-3%，冬季现货价格维持在$15-18/MMBtu。

下载日志已记录，仅供内部参考

情景 B（基准）：6 月 22 日美伊就最终协议路线图达成一致，6 月 23 日国际船舶已批量驶出，海峡逐步双向重新开放，但恢复至战前水平需 1-2 个月。伊朗承诺清除海峡技术障碍和水雷，但实际执行受技术团队进度和现场条件制约，完全恢复至日均 129 艘的战前水平需 7 月中下旬。伊朗外长阿拉格齐明确表示未来海峡管理机制将调整，不会简单回到战前模式，航运服务将进行收费（可能按吨或按航次收取），增加 LNG 船通行成本约 0.5-1 美元/MMBtu。即使海峡恢复通行，卡塔尔受损设施（Train4/Train6）修复仍需 3-5 年，已执行长协约 950 万吨/年年内无法恢复；积压船集中到港需 1-2 个月，6-8 月进口量仍受物理约束。全年 LNG 进口降幅约 5%-8%，冬季现货价格冲击$20-25/MMBtu。

情景 C（悲观）：美伊 60 天谈判期内出现反复，海峡通行量恢复后再次下降。6 月 22 日路线图虽达成，但技术层面谈判遇阻（如铀浓缩处理机制、冻结资产解冻节奏），伊朗以“美方履约不充分”为由阶段性限制通行量。若以色列对黎巴嫩真主党重新动武，伊朗再次以“关闭海峡”施压，或将导致通行量从恢复后的日均 80-100 艘骤降至 30-50 艘。卡塔尔拉斯拉凡设施修复因持续动荡延误至 5 年以上，NFE/NFS 项目实质取消。全年 LNG 进口降幅超 10%，卡塔尔 1550 万吨/年长协近乎归零，缺口规模达中国 LNG 总进口量的 20%以上，冬季现货价格冲击$30-35/MMBtu。

图表8：乐观/基准/悲观情景下 LNG 进口影响

情景	海峡恢复时点	对全年 LNG 进口影响	冬季现货价格预测
乐观	6 月底前通行量恢复至战前 80%以上，积压船 2-3 周到港	降幅收窄至 2%-3%	冬季$15-18/MMBtu
基准	6 月 23 日船舶批量驶出，恢复至战前需 1-2 个月	全年降幅约 5%-8%	冬季冲击$20-25/MMBtu
悲观	60 天谈判期内反复，通行量恢复后再次下降	全年降幅超 10%，缺口>20%	冬季冲击$30-35/MMBtu

资料来源：EIA、IEA、华泰研究

国内油气企业合计已执行卡气合同量约 1,590 万吨/年，待释放量约 1100 万吨/年（2026-2028 年集中释放）。已执行合同通过“长协+股权投资”模式深度绑定，形成了供应安全与投资锁定的双重耦合。待释放合同则面临终端损毁+项目停工的双重推迟压力。

图表9：国内卡塔尔 LNG 长协列表

买方	合同量（万吨/年）	起始年份	期限	到岸接收站	执行状态	风险等级
中海油	200	2009	25 年	大鹏、珠海、宁波等 9 座	已执行	物理中断
中石油	300	2011	25 年	大连、江苏如东、唐山、深圳	已执行	物理中断
中石油	340	2018	22 年	大连、江苏如东、唐山、深圳	已执行	物理中断
中海油	350	2022	15 年	江苏盐城滨海	已执行	物理中断
中石化	200	2022	10 年	天津、青岛董家口	已执行	物理中断
新天绿能	100	2022	15 年	唐山曹妃甸	已执行	物理中断
广东能源	100	2024	10 年	大鹏、珠海	已执行	物理中断
中石化	400	2026	27 年	青岛董家口/天津	待释放	终端损毁+停工
中石油	400	2026	27 年	唐山曹妃甸、江苏如东	待释放	终端损毁+停工
中石化	300	2027	27 年	青岛董家口/天津	待释放	终端损毁+停工

资料来源：公司公告、Wind、国家能源局、华泰研究

国内 LNG 接收站与地下储气库提供“时间换空间”窗口。根据隆众资讯，2026 年 3 月接收站库存约 670 万吨、较 2025 年同期提升 25%，可覆盖约 1 个月出货需求。这一增量是中东冲突发生后三桶油主动补库的结果，但 670 万吨相对 2,490 万吨/年的卡塔尔合同（折合月均 136 万吨），仅能提供约 5 个月的“时间换空间”窗口。地下储气库方面，截至 2024 年底中国已建成储气库（群）38 座，形成调峰有效工作气量 265 亿立方米，占 2024 年天然气消费量 4,260 亿立方米的 6.2%。这一比例虽较 2023 年增加 0.4 个百分点，但距 IEA 建议的 10%-15%安全标准仍有显著差距。在遭遇 2,490 万吨/年（约合 219 亿方/年）的长协中断时，即使储气库全量释放也只能覆盖约 1 个冬季月的缺口。若冲突延续至冬季，接收站库存加储气库的联合缓冲将在 1-2 个月内耗尽，届时必须启动需求侧管理措施。

下载日志已记录，仅供内部参考

图表10：国内 LNG 接收站与地下储气库

缓冲类型	规模	覆盖时长	同比变化	关键限制
接收站库存	~670 万吨	约 5 个月	+25%	储罐容量上限 3120 万 m³
地下储气库工作气量	265 亿方	约 20-25 天	占消费量 6.2%（+0.4pct）	IEA 建议 10%-15%
华北油田储气库群	31.8 亿方	—	注气已超 10 亿 m³	仅供京津冀区域调峰
LNG 接收站连续调峰	—	单站≤15 天	—	物理极限，无法突破
可中断用户清单	3 亿方/天	随时启动	—	限工业不限民生

资料来源：国家能源局、IEA、华北油田公告、华泰研究

国产气连续九年实现百亿方级增长，是本轮对冲的最稳定来源。2025 年国产气增产 156.6 亿立方米，连续九年实现百亿方级增长。2026 年 5 月国内天然气产量 222 亿方，同比+9.3%。按照“十五五”规划，2030 年国产气将突破 3,000 亿方，2025 年基数约 2,600 亿方。

管道气增量方面，中俄东线是最确定性的补充来源。2025 年 9 月中俄双方签署输气补充协议，年输气量由 380 亿立方米提升至 440 亿立方米。2026 年 4 月俄气完成“西伯利亚力量”管道例行检修，检修期间未暂停输气。俄罗斯总统普京 2026 年 5 月访华期间，中俄就“西伯利亚力量 2 号”（500 亿方/年）达成总体推进共识。我们预计 2026 年国内管道气进口总量预计 853.61 亿立方米，同比仅窄幅下滑 0.95%。

国产气+中俄东线增量的合计对冲能力约 220 亿方/年（国产气增 156.6 亿方+俄气增 60 亿方），与卡塔尔已执行的 1,590 万吨/年长协缺口（按 1,380 方/吨换算约 219 亿方/年）在量级上接近。但这一计算存在两个关键假设：其一，国产气增产节奏不受勘探开发周期扰动；其二，中俄东线 440 亿方满负荷运行可持续。若任一假设失效，对冲缺口将显性化。

图表11：全年维度来看国产气增产加上中俄东线扩容可对冲卡塔尔长协缺口

对冲渠道	增量规模	关键假设/限制
国产气增产	156.6 亿方/年	勘探开发节奏不受扰动
中俄东线扩容	60 亿方/年	满负荷运行可持续
合计对冲能力	~220 亿方/年	—
卡塔尔缺口	~219 亿方/年	1,590 万吨/年×1380 方/吨

资料来源：国家能源局、中俄双方协议、华泰研究

冬季用气峰值或将耗尽全部管道气增量。若霍尔木兹封锁延续至 2026 年冬季，即使国产气满产、中俄东线满负荷 440 亿方运行、中亚管道气稳定供应、储气库全部释放，1,590 万吨/年（约 219 亿方/年）的卡塔尔长协缺口仍无法被完全覆盖。中国冬季用气量约为夏季的 1.5-2 倍，非供暖季可维持表面平衡的供给结构，进入冬季后将暴露硬性缺口。国家发改委已于 5 月 29 日组织召开全国迎峰度夏能源保供视频会议，部署“一省一策”应急预案。“压非保民”（压减非居民用户、保障居民用气）将从预案走向现实。2018 年发改委已形成国家和地方各 1 亿方/日的调峰能力，按 50%、30%、20%比例分级压减。对于气电板块而言，这意味着冬季利用小时数可能被压缩以保民生用气，而气电恰恰是对气价最敏感的终端。

图表12：冬季用气峰值或将耗尽全部管道气增量

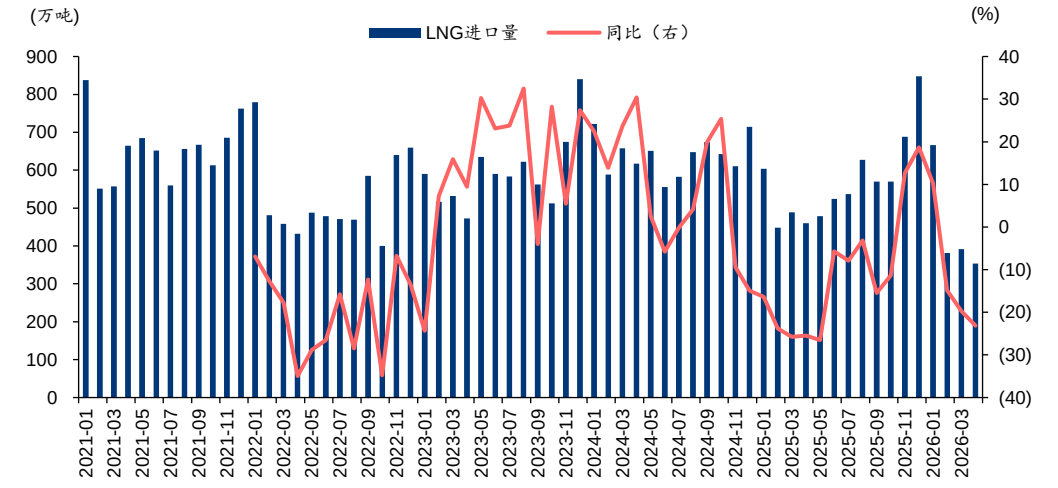
项目	量级（亿方/年）	冬季可用性	备注
卡塔尔长协缺口	-219	全年均匀缺失	1,590 万吨×1380 方/吨
国产气增产	+157	全年可用	优先覆盖冬季峰值
中俄东线增量	+60	全年可用	380→440 亿方
储气库释放	+265	1-2 个月耗尽	工作气量全部释放
可中断用户压减	+3 亿方/天	随时启动	限工业不限民生
净缺口（冬季）	-50~-100	硬性缺口	管道气增量被季节性峰值吞噬

资料来源：国家能源局、IEA、华泰研究

下载日志已记录，仅供内部参考

2026 年 1-2 月 LNG 进口量同比略降 0.4%，霍尔木兹封锁后 3/4 月进口量同比降 20%/23%至 392/353 万吨，其中 4 月为 2021 年以来的单月最低值，卡塔尔 LNG 中断影响显而易见。5 月随部分替代到货小幅回升、迎峰度夏采购需求增长，LNG 进口量有望同比小幅回升。1-4 月累计 LNG 进口量同比减少约 207 万吨，相当于卡塔尔已执行长协合同量的 13%。若情景 B（冬季延续）兑现，下半年供暖季或将面临更严峻的进口约束。

图表13：2026 年 2/3/4 月 LNG 进口量显著低于历史月份水平



资料来源：国家统计局、华泰研究

我们认为供给侧冲击的传导时序至关重要：春季淡季（3-5 月）依靠 670 万吨接收站库存和国产气增产尚可维持表面平衡；但冬季高峰（11 月-次年 2 月）才是真正的压力测试，届时库存和管道气增量若被季节性峰值耗尽，现货价格若冲高至 25 美元/MMBtu 以上，缺口的物理硬约束将迫使行政性压减措施落地。这一时序差异意味着，当前市场对供应冲击的定价可能仍偏乐观。

下载日志已记录，仅供内部参考

天然气格局重构：国产气战略地位提升，LNG 多极化

卡塔尔 LNG 中断看似只是一次供应链冲击，实则是中国天然气进口格局从中长期维度发生结构性重构的催化剂。2025 年以来，中国 LNG 进口来源正从“卡塔尔+澳大利亚”双核格局加速转向“澳+俄+东南亚+中东”四极体系，目的地灵活性条款成为新签长协的标配，国产气战略地位在“十五五”规划中被提升至新的高度。这一格局演变对接收站资产定价逻辑和上游生产商估值框架产生深远影响，我们认为气源质量而非接卸产能，正在成为决定 LNG 接收站价值的核心变量。

气源结构转型

从“卡塔尔+澳大利亚”双核格局加速转向“澳+俄+东南亚+中东”四极体系

中国 LNG 进口格局正在经历自 2017 年以来的重构，2020 年中国 LNG 进口结构中，中东（以卡塔尔为主）与澳大利亚合计占比约 70%，构成事实上的“双核”格局。至 2025 年，卡塔尔对华 LNG 供应约 2,026 万吨，占全国 LNG 总进口量的 29.6%，澳大利亚份额约 35%，合计仍超 60%。2026 年 2 月底霍尔木兹海峡危机爆发后，这一结构被迫加速调整。根据国际能源署（IEA）数据，2025 年全球新增的 LNG 供应中高达 61%没有固定目的地，灵活配置能力大幅提升。对中国买家而言，四大供应来源正在形成新的平衡：美国 LNG 出口能力持续扩张，LNG 出口产能预计有望从 2023 年的 11.4 Bcf/d 增至 2028 年的 24.4 Bcf/d；澳大利亚稳居全球第三大 LNG 生产国，2025-26 年预计年均出口 7,860 万吨，且地缘风险远低于中东；俄罗斯管道气经西伯利亚力量 1 号线 2025 年对华出口增长 25%至 388 亿立方米，首次超过对欧出口；中东除卡塔尔外，阿联酋 ADNOC 在 2025 年与中海油、新奥及振华石油签订三项合计 230 万吨/年的长协。

图表14：中国天然气进口来源结构演变（2020-2025 年）

供应来源	2020 年占比	2025 年占比	2025 年供应量（万吨）	地缘风险评级
卡塔尔	22%	29.6%	2,026	高（霍尔木兹依赖）
澳大利亚	48%	35%	2,400	低
俄罗斯（管道+LNG）	8%	12%	820	中
美国	5%	8%（2 月后暂停）	50（1-2 月）	中高（贸易战风险）
马来西亚	—	5%	340	低（不经霍尔木兹）
印尼	—	4%	270	低（不经霍尔木兹）
中东其他（阿联酋等）	5%	6%	410	中高
其他	12%	0%	5	-

资料来源：国家能源局、海关总署、IEA、隆众资讯、华泰研究

中国 LNG 进口来源从“双核”向“四极”演变。卡塔尔份额在 2025 年达到阶段性高点后，受霍尔木兹海峡危机影响将显著回落；美国 LNG 虽然产能持续扩张，但 2025 年 2 月后中国实际暂停进口，已签 HH 挂钩长协面临悬置或转售其他地区，短期对华出口为零；俄罗斯管道气在西伯利亚力量 1 号线满负荷运行及 2 号线投产后，将成为中国北方市场最稳定的基荷气源；澳大利亚则凭借低地缘风险和长期合同稳定性，继续稳居第一大供应国地位；马来西亚和印尼作为东南亚核心来源，合计供应约 610 万吨/年，凭借不经霍尔木兹海峡的航线优势，成为华南和长三角市场最稳定的补充气源。“四极”格局的形成将从根本上改变中国 LNG 进口的议价能力和风险分散度。

HH 挂钩比例上升：JKM-HH 价差扩大，城燃企业锁定低价气源

HH 挂钩+FOB 条款的组合使中国买家从被动的价格接受者转变为可在全球范围内优化配置的灵活贸易商。Platts 数据显示，中国公司越来越多选择 HH 挂钩的 LNG 长协合同，以规避高油价斜率风险。中东卖家 2022 年后要求的长协斜率已升至 12.5%以上，部分合同斜率在 13%-15%之间。相较之下，HH 挂钩合同在 2025-2027 年期间可为买家提供显著的成本优势：2026 年 5 月 HH 现货价格均值为 2.94 美元/MMBtu，而同期亚洲 JKM 现货价格高达 17.68 美元/MMBtu，JKM-HH 价差达到 14.74 美元。新奥股份等龙头城燃企业已签订 HH 挂钩长协，在 JKM-HH 价差维持 10 美元以上的市场环境下，HH 挂钩长协的转售利润已成为城燃企业重要的利润增量来源。

下载日志已记录，仅供内部参考

图表15：各气源成本对比（2025-2026 年均价口径）

气源类型	定价机制	2025 年均价 美元/MMBtu	2026 年 5 月价格 美元/MMBtu	风险特征
HH 挂钩 LNG 长协	Henry Hub+固定斜率	2.5-3.5	2.83	价格锁定，地缘风险低
俄罗斯管道气	与油价挂钩公式	6.0-7.5	7.0-8.0	供应稳定，价格中等
澳大利亚 LNG 长协	JCC/布伦特挂钩	8.0-10.0	9.0-11.0	供应稳定，价格偏高
卡塔尔 LNG 长协	JCC 高斜率（12.5%+）	10.0-12.5	11.0-13.5	供应中断风险，价格高
JKM 现货 LNG	亚洲现货指数	12.0-15.0	17.68	价格波动大，当前高位
国产常规气	政府指导价/市场化	6.0-10.0	6.0-10.0	成本最低，政策兜底
		折合 1.5-2.5 元/方	折合 1.5-2.5 元/方	

资料来源：Platts、Bloomberg、国家能源局、隆众资讯、华泰研究

当前各气源成本的分化：HH 挂钩长协成本仅为 JKM 现货的 1/6，价差空间创三年新高。这意味着拥有 HH 挂钩长协的企业在 2026 年将获得转售利润窗口。以新奥股份 716 万吨/年长协（实际可执行 656 万吨/年，Novatek 60 万吨因制裁暂停）计算，其中 HH 挂钩 380 万吨/年，若 JKM-HH 价差维持 10 美元/MMBtu，仅 HH 挂钩长协转售一项即可贡献可观利润增量。这一成本结构的分化正在重塑城燃行业的竞争格局，从“气量规模为王”转向“气源质量为王”。

国产气战略地位提升：十五五目标 3000 亿方，对外依存度或降至 35%

国产气不再只是成本优势的选择，而是能源安全框架下的战略必选项。国产气连续九年实现百亿方级增产，2025 年国产气产量达 2,620.6 亿立方米，同比增长 6.3%，对外依存度已降至 40%，处于“十四五”最低水平。我们预计 2026 年国产气产量将进一步提升至 2,758 亿立方米，同比增长 5.3%。页岩气和煤层气是增速最快的子板块，2025-2030 年 CAGR 均有望达到 5%，是完成 3,000 亿方目标的关键增量。常规天然气作为基本盘，依托四川和塔里木两大盆地实现稳健增长。对外依存度从 40%降至 35%的目标，意味着国产气在增量市场中的份额将从当前的约 55%提升至 65%以上，国产气生产商的市场空间和定价权将同步扩大。

政策资源正在系统性地向国产气倾斜。2024 年颁布的《中华人民共和国能源法》明确要求加大国内勘探开发力度，鼓励规模化开发页岩气等非常规资源。2026 年财政部发布“十五五”期间能源资源勘探开发利用进口税收优惠政策，为天然气上游开发提供税收支持。国家管网同期开工苏皖豫干线等三条主干管道，总投资超 300 亿元，持续完善“全国一张网”输配体系。

图表16：国产气增产目标与路径（2025-2030 年）

气源类型	2025 年产量（亿方）	2030 年目标（亿方）	CAGR	核心增产区域
常规天然气	1,650	1,820	2%	四川盆地、塔里木盆地
页岩气	300	380	5%	四川泸州、重庆涪陵
煤层气	150	190	5%	山西沁水、鄂尔多斯盆地
致密气	520	570	2%	鄂尔多斯、松辽盆地
其他非常规	0.6	100	-	可燃冰、煤制气试点
国产气合计	**2,621**	**3,060**	**3%**	

资料来源：国家能源局、《中国油气行业“十四五”发展成就报告》、自然资源部、华泰研究

接收站资产价值两极分化

绑定卡塔尔接收站利用率长期承压

气源多元化程度正在取代接卸产能，成为决定 LNG 接收站价值的核心变量。市场沿用的“产能法”估值框架已无法反映这一分化，中国 LNG 接收站行业整体面临产能过剩困境，2025 年国内 LNG 接收站平均利用率仅约 43%，我们预计 2025-2030 年期间维持约 45%的水平，远低于 2021 年的 83%高点。更加值得警惕的是利用率的结构性分化，绑定卡塔尔长协的接收站面临“产能闲置+高价长协拖累”的双重困境。以中石化天津接收站为例，该站绑定卡塔尔 200 万吨/年长协明确交付天津；中石油如东接收站绑定 400 万吨/年卡塔尔长协；中海油盐城滨海接收站绑定 350 万吨/年卡塔尔长协。这些接收站在危机期间面临长协交付量减少、高价现货抑制进口需求的压力。与之对比，新奥舟山 2025 年接卸量 264 万吨，在全国 LNG 进口量下降 10.7%的背景下逆势增长 9.4%，其美国 HH 挂钩长约+雪佛龙/道达尔全球资源长约的多元化气源结构提供了天然的抗风险屏障。

下载日志已记录，仅供内部参考

图表17：LNG 接收站价值分化

接收站	归属企业	气源结构	利用率趋势
天津 LNG	中石化/国家管网	卡塔尔长协 35%+其他	承压下行
青岛董家口	中石化	卡塔尔长协 45%+澳/俄	大幅下滑
如东 LNG	中石油	卡塔尔长协 40%+澳/俄	显著承压
盐城滨海	中海油	卡塔尔长协 35%+澳/现货	下滑
舟山 LNG	新奥股份	美国 HH/阿联酋/全球资源	逆势上行
华安 LNG	深圳燃气	马来西亚/加拿大	稳定开放
东莞 LNG	九丰能源	马来西亚（不经霍尔木兹）	稳定开放
洋山 LNG	申能集团	马来西亚 80%+澳 11%	稳定

资料来源：隆众资讯、公司公告、国家管网集团、华泰研究

多元化接收站战略价值跃升

拥有自主气源池的接收站应获得估值溢价。当前市场对接收站资产的估值仍以接卸产能为核心参数，即按设计产能乘以单位吨估值。“产能法”在行业同质化扩张阶段具有合理性，但在气源质量成为核心变量的新格局下已显过时。以新奥舟山为例，气源来自三大洲，霍尔木兹依赖度为零，气源多元化指数处于行业最优水平，相较于单纯依赖产能估值的同业，应获得估值溢价。在中东供应中断、全球 LNG 价格飙升的环境下，舟山接收站的战略价值不仅在于接卸能力，更在于其可作为多元化气源的物理接口，从单纯的接卸设施升级为区域 LNG 贸易枢纽。深圳燃气华安接收站与九丰能源东莞接收站同样展现出强劲韧性，在华南区域保供格局中扮演着不可替代的市场化调剂角色。

接收站估值框架重构。在“产能法”下，所有接收站按统一单位产能估值，无法区分气源质量差异；而在“气源质量法”下，接卸产能权重降至 30%，气源多元化、长协价格竞争力、地缘风险敞口和功能附加值成为决定估值的核心变量。以新奥舟山为例，其在气源多元化（三国四源）、长协价格竞争力（HH 挂钩占比 53%）、地缘风险敞口（霍尔木兹依赖度为零）三项指标上均处于行业最优水平，综合评分较行业平均高出 40-50%，对应 20-30%的估值溢价具有充分合理性。

国产气：政策利好与价格上行的双重保护

国产气与进口气之间的成本差距正在结构性扩大。陆上常规气开采成本约 0.8 元/方，致密气约 1.0 元/方，煤层气约 1.5 元/方，页岩气约 1.8 元/方。对比之下，2024 年进口管道气均价约 1.9 元/方，进口 LNG 平均单价约 2.8 元/方。在当前国际 LNG 现货价格飙升至 4-5 元/方的环境下，国产气成本优势显著放大至 2-3 元/方。国际气价每上涨 1 美元/MMBtu，国产气（成本 0.8-1.8 元/方）相对进口 LNG（成本 4-5 元/方）的竞争优势扩大约 0.7 元/方，这一结构性价差为国产气生产商提供了稳定的安全溢价窗口。

“安全溢价”：成本差扩大至 2-3 元/方。在基准情景下（JKM 现货$18-22/MMBtu），进口 LNG 现货综合成本已达 4-5.3 元/方，而国产煤层气成本仅 1.7-1.9 元/方，价差扩大至 2.3-3.6 元/方。这一价差意味着国产气生产商在同等售价下享有显著更高的毛利率，或在市场竞争中拥有更大的降价空间。另外“安全溢价”不仅体现在成本端，还体现在政策端。“十五五”规划明确国产气增产目标，国家管网投资 300 亿+新建主干管道，储气库工作气量目标从 6%提升至 10%，政策资源系统性倾斜为国产气板块提供了下行保护。国产气生产商成为本次危机中风险收益比最优的配置方向。

图表18：国产气与进口气成本对比（2025-2026 年）

气源类型	开采/采购成本 元/方	管输/到岸成本 元/方	综合成本 元/方	与国产气价差 元/方
国产常规气	0.8	0.3-0.5	1.1-1.3	—
国产致密气	1.0	0.3-0.5	1.3-1.5	—
国产煤层气	1.5	0.2-0.4	1.7-1.9	—
国产页岩气	1.8	0.3-0.5	2.1-2.3	—
俄罗斯管道气	1.5-1.8	0.5-0.8	2.0-2.6	0.7-1.3
进口 LNG 长协	2.0-2.5	0.5-0.8	2.5-3.3	1.2-2.0
进口 LNG 现货	3.5-4.5	0.5-0.8	4.0-5.3	2.7-4.0

资料来源：国家能源局、中国石油经济技术研究院、隆众资讯、华泰研究

下载日志已记录，仅供内部参考

价格传导与盈利冲击：谁扛住了成本？

LNG 价格飙升，传导逐级衰减。卡塔尔 LNG 中断引发的价格冲击并非均匀分布于产业链各环节，国际端涨幅（JKM+68.9%、TTF+59.3%）在传导至国内终端时被逐级“衰减”，但这一衰减本身恰恰揭示了不同企业间盈利分化的根源。拥有 HH 挂钩长协的城燃企业通过“低买高卖”的转售逻辑实现毛利率扩张，而依赖现货补库的华北城燃与燃料成本占比超 70%的气电企业则面临利润侵蚀。冲突导致了天然气行业结构性的利润再分配。

天然气价格传导：从国际到国内的时滞与分化

JKM 现货升至$18/MMBtu，欧亚价差由负转正

国际天然气价格在冲突爆发后完成重新定价。2026 年 2 月底中东冲突爆发后，2026 年 2 月东北亚 JKM 期货月均$10.82/MMBtu，3 月跳升至$18.27/MMBtu（3 月 9 日现货峰值触及$20.52/MMBtu）；欧洲 TTF 期货月均从 2 月$11.24/MMBtu（EUR/MWh 换算）跳升至 3 月$17.91/MMBtu。价差的扩大打破了 2024 年以来欧亚气价趋于收敛的常态，JKM-TTF 价差从 2 月的-$0.42/MMBtu（倒挂）转为 3 月的+$0.36/MMBtu、4 月的+$2.54/MMBtu，驱动全球 LNG 贸易流向逆转，亚洲货源被欧洲市场虹吸。

从定价机制看，本轮价格上涨呈现“现货引领、长协跟随”的特征。JKM 月度均值从 2 月$10.82/MMBtu 跳升至 3 月$18.27/MMBtu，涨幅 68.9%，而油价挂钩长协的涨价存在 6-9 个月的计算滞后（以此前 6-9 月布伦特均价为基准），HH 挂钩长协更是以年度为计价周期。这意味着长协与现货的价差在短期内被放大。2 月 JKM-HH 价差约$7.7/MMBtu，3 月峰值扩大至约$15.3/MMBtu，5 月仍维持约$14.7/MMBtu 的历史高位，从 2 月到 5 月累计增幅约 90%，恰恰为持有低成本长协的企业创造了套利的窗口期。

图表19：中东冲突前后国际天然气价格上涨呈现“现货引领、长协跟随”的特征

价格指标	冲突前基准 $/MMBtu	冲突后高点 $/MMBtu	涨幅	定价机制特征
JKM 期货	10.82	18.27/峰值 20.52	+68.9%	即时反映供需，48 小时内传导至到岸价
TTF 期货	11.24	17.91	+59.3%	欧洲基准，受地缘风险溢价驱动更剧烈
CLD 到岸价	10.30	17.50/峰值 20.52	+69.9%	与国际 JKM 高度同步，含 5-7 天运输时滞
HH 挂钩长协	约 3.10	约 3.00	基本持平	年度计价周期，成本锁定
油价挂钩长协	—	—	滞后 6-9 个月	以此前 6-9 月布伦特均价为基准
JKM-TTF 价差	-0.42	+0.36~+2.54	由倒挂转为正价差	驱动贸易流向逆转，亚洲货源被虹吸

资料来源：Argus、Platts、Wind、华泰研究

LNG 国际价格通过 CLD 传导至国内市场，长协与现货的价差在进口端同样显著

国际价格通过 CLD 传导至国内市场。2026 年 5 月中国 LNG 到岸价（CLD）月均约$17.0/MMBtu（折合人民币约 6,120 元/吨），较 2 月冲突前均值$10.3/MMBtu 上涨约 65%。这一传导链条的关键节点包括：到岸环节 CLD 与国际 JKM 存在 5-7 天运输时滞；接收站加工费普遍维持在 400-500 元/吨的相对刚性水平；液厂原料气价格由中石油、中石化统一定价，加工毛利持续承压。

长协与现货的价差在进口端同样显著。油价挂钩长协到岸成本约$8~10/MMBtu，与 CLD 现货价差约$7~9/MMBtu，折合人民币约 2,520~3,240 元/吨。这意味着，在当前$17+/MMBtu 的 CLD 现货环境下，油价挂钩长协相较现货保持着约 41%~53%的成本优势。

图表20：国际价格通过 CLD 迅速传导至国内市场，但长协与现货的价差在进口端同样显著

环节	价格水平（美元/MMBtu）	折合人民币（元/吨）	环比变化	成本构成/毛利	议价能力
国际 JKM 期货	17.68	~6,364	较 2 月+63.4%	国际供需+地缘溢价	—
CLD 到岸价	~17.0	~6,120	较 2 月+65%	含 5-7 天运输时滞	高度联动
接收站进口综合成本	~18.5	~6,660	加工费+增值税	加工费约 400-500 元/吨	中等
接收站出厂价（槽批）	—	~6,800-7,200	较年初+15-20%	含气化、管输、分销成本	中等
液厂出厂价	—	>5,500	突破关口	液厂平均毛利-200 元/吨	弱
油价挂钩长协成本	~8-10	~2,880-3,600	滞后 6-9 个月	以前 6-9 月布伦特均价为基准	部分锁定

资料来源：国家能源局、卓创资讯、华泰研究

下载日志已记录，仅供内部参考

传导时滞分化：长协 3-6 个月，现货即时，城燃顺价 1-3 个月

价格传导的时滞特征是判断企业盈利冲击节奏的关键变量，26Q2-Q3 长协持有者将享受最大化的套利窗口。不同类型的气源面临截然不同的传导时滞，HH 挂钩长协以年度为计价周期，油价挂钩长协存在 6-9 个月的计算滞后，实际成本调整窗口约为 3-6 个月，这意味着 2026 年 3-6 月执行的长协价格仍主要反映 2025 年下半年的油价与气价水平，企业在此期间享有“成本锁定”优势。现货价格传导近乎即时，JKM 变动在 48 小时内即可反映在到岸报价中，依赖现货采购的城燃企业承受最直接的冲击。管道气中仅有 7%的浮动气量挂钩 CLD 现货，构成唯一的波动来源。城燃终端方面，非居民用气联动周期从半年逐步过渡到按季度、按月度联动，居民用气顺价覆盖率达 80%，但调价周期仍长达半年至一年，且单次涨幅受限。因此，26Q2-Q3 拥有长协资源的城燃企业将享受最大化的“低成本 vs 高售价”套利窗口；而 Q4 起，随着长协计价周期滚动至高价位区间，以及冬季采暖需求推升现货价格，成本压力将全面显现。

图表21： 天然气价格传导时滞对比

气源类型	传导时滞	计价机制	成本波动特征	2026 年 Q2-Q3 成本状态	受益/受损方
HH 挂钩长协	年度计价，约 12 个月	以年度 HH 均价为基准	年内基本锁定	仍反映 2025 年低价区间	受益方：新奥股份、佛燃能源
油价挂钩长协	6-9 个月计算滞后	此前 6-9 月布伦特均价	3-6 个月调整窗口	部分反映 2025 下半年油价	受益方：持有油价长协企业
现货 LNG	48 小时内	JKM/CLD 即时联动	完全波动	处于$17+/MMBtu 高位	受损方：现货依赖型城燃
管道气-管制气	年度刚性	基准门站价上浮固定比例	年内不变	价格稳定	中性：大部分城燃企业
管道气-浮动量	即时	挂钩 CLD 现货（占比 7%）	完全波动	随现货上涨	受损方：浮动量占比高企业
城燃非居民终端	1-3 个月	按季度/月度联动	部分传导	逐步跟涨	中性：顺价能力强的企业
城燃居民终端	6-12 个月	半年至一年调价周期	严重滞后	涨幅受限	受损方：居民占比高、顺价覆盖率低企业

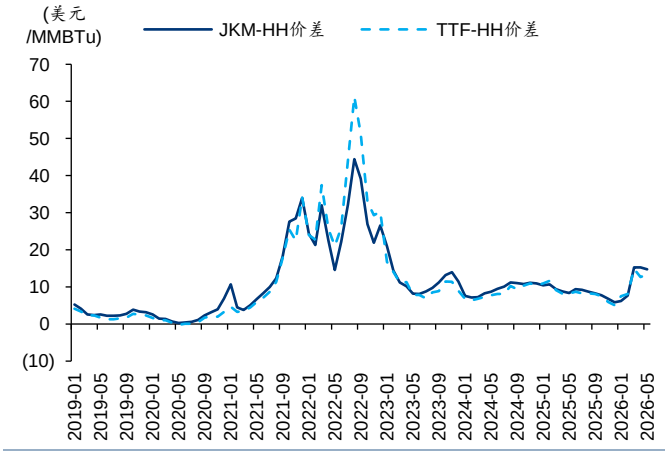
资料来源：国家发改委、国家能源局、华泰研究

城燃企业：分化中的赢家与输家

赢家：HH 挂钩长协成本优势放大，贸易灵活性在波动中创造超额收益

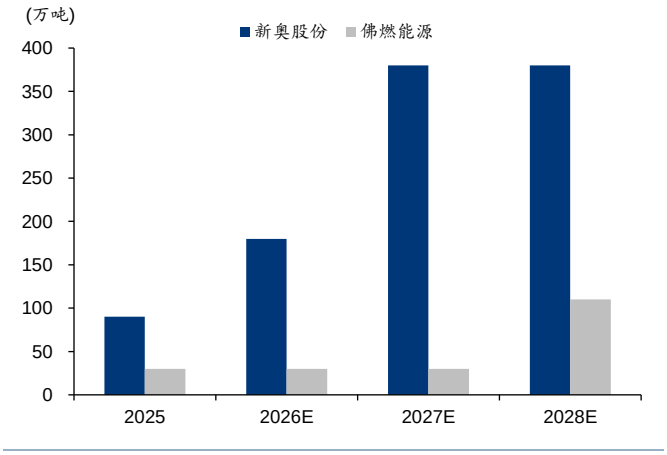
气价大涨的最大受益者除了上游生产商，也包括持有低成本 HH 挂钩长协的城燃贸易商。JKM-HH 价差从 2 月约$7.7/MMBtu 扩大至 5 月约$14.7/MMBtu，累计增幅约 90%。当国际 JKM 期货从 2 月$10.82/MMBtu 飙升至 3 月$18.27/MMBtu 时，HH 挂钩长协的离岸成本仍维持在约$3.0-3.5/MMBtu（按年度 HH 均价+固定斜率），价差套利空间放大。新奥股份 26H2 起在执行 HH 长协增加至 180 万吨，2025 年平台交易气毛利率约 20.26%；得益于价差套利空间扩大，我们预测公司 2026 年平台交易气毛利率有望同比上升 1pp。佛燃能源的逻辑类似但规模较小，公司与美国供应商签订 2 份 HH 挂钩长协，其中 30 万吨/年在执行，80 万吨/年将于 2028 年起执行。

图表22： 亚美/欧美气价差变化



资料来源：Bloomberg、华泰研究

图表23： 新奥股份、佛燃能源的 HH 长协交付量

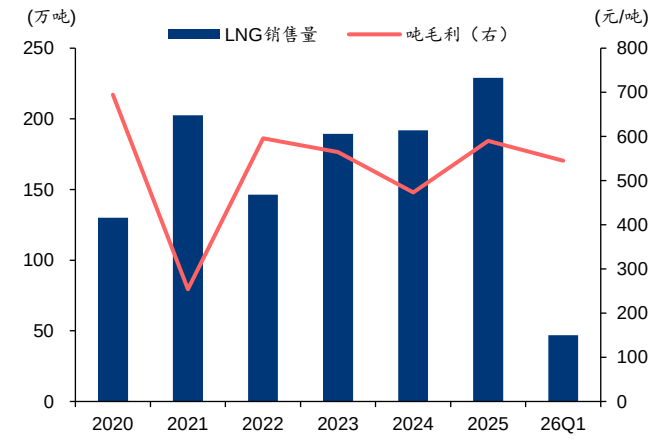


资料来源：公司公告、华泰研究

下载日志已记录，仅供内部参考

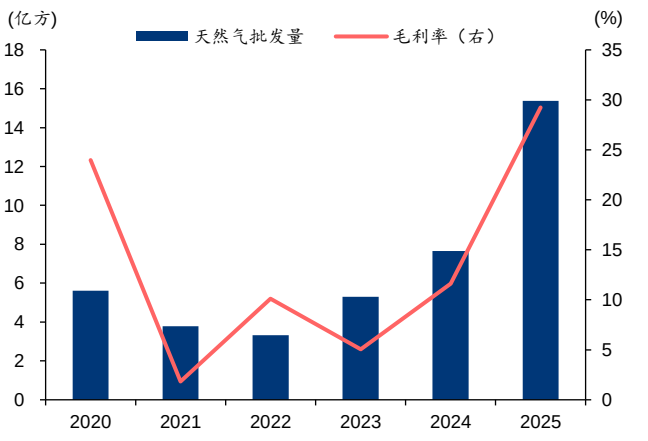
贸易灵活性在波动中创造超额收益，高气价环境下单位贸易利润大幅扩张。九丰能源通过贸易灵活性在波动中获利，公司 2025 年天然气总销量 229 万吨，吨毛利 590 元（yoy+21%）。高气价环境虽然压缩了终端销售量（公司 2026 年 Q1 天然气批发量同比下降 14.40%），但单位贸易利润大幅扩张。深圳燃气则是长协与贸易的结合体，公司 2025 年天然气批发销量 15.38 亿立方米（yoy+101%），收入 61.11 亿元（yoy+54%），毛利率达到 29%（yoy+17pp）。2026 年 Q1 在批发量同比-14.4%的情况下，归母净利润仍实现+14.56%的增长至 2.67 亿元，充分验证了高气价下贸易利润的韧性。

图表24：九丰能源 LNG 销售量与吨毛利



资料来源：公司公告、华泰研究

图表25：深圳燃气天然气批发量与毛利率

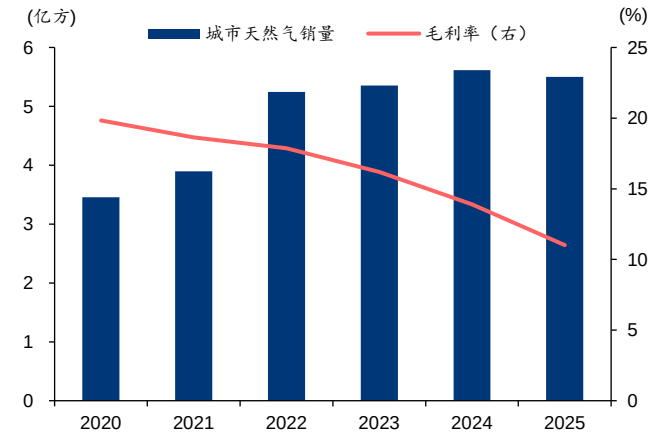


资料来源：公司公告、华泰研究

输家：卡塔尔高依赖+顺价滞后，华北城燃毛利率承压 3-5 个百分点

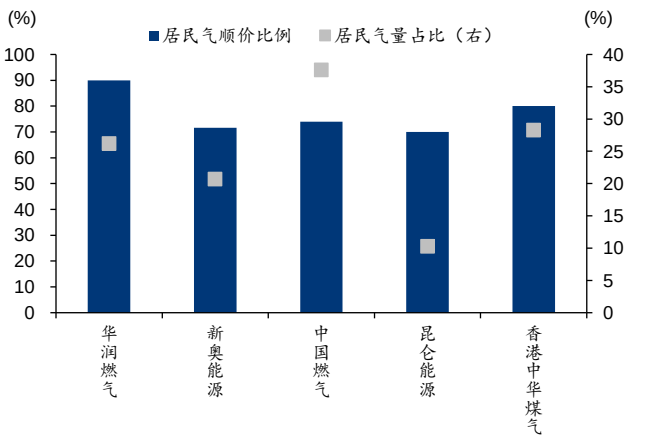
与赢家的“价差套利”相对，输家的困境是“成本错配”。天然气采购成本与国际现货联动（即使是综合价格相对较低的中石油合同气也有 7%和 CLD 价格挂钩），但销售价格受终端顺价滞后和民生保障约束而无法同步上调。蓝天燃气是成本错配困境的典型案例，公司 2025 年全年销售毛利率 16.2%，同比下降 3.2pp，其中城燃业务毛利率同比减少 2.9pp，主因居民燃气价格未及时顺价；26Q1 毛利率同比下降 2.5pp，若居民顺价无法落地，Q2-Q4 毛利率或仍将同比下降。以此为参考，华北区域城燃企业的毛利率或均面临 2~3 个百分点的下降压力。

图表26：蓝天燃气城市天然气销量与毛利率



资料来源：Wind、华泰研究

图表27：城燃龙头 2025 年居民气顺价比例



资料来源：Wind、华泰研究

华北城燃企业（尤其是山东、天津、河北区域）对卡塔尔 LNG 依赖度较高，且冬季采暖需求刚性。当中东长协供应延迟或中断时，企业被迫以现货补库，而现货价格较管道气合同价贵 50-100%。更关键的是，居民顺价时间滞后、涨幅被限制，差额部分由城燃企业自行消化。对于居民用气占比高、顺价覆盖率低的中小城燃企业而言，这意味着实实在在的利润流失。在成本冲击加剧的环境下，缺乏气源优势和规模效应的中小城燃企业可能面临生存压力。

下载日志已记录，仅供内部参考

气电企业：燃料成本与电价的双向挤压

燃料成本占比 70-75%，LNG 到岸成本 0.6 元/kwh 已超可承受上限

气电企业是卡塔尔 LNG 中断链条中承压最直接的环节。典型地区燃气电厂发电成本中燃料成本占比约 70-75%。而 2026 年 5 月 CLD 到岸价月均约$17.0/MMBtu，折合气价约 4.3 元/方，对应 H 级机组度电燃料成本约 0.65 元/kWh、F 级约 0.73 元/kWh、E 级约 0.95 元/kWh。LNG 现货价格每上涨 1 美元/MMBtu，1GW 气电机组日燃料成本增加约 15 万元。此外，气电的平均利用小时数仅 2293 小时（2025 年），远低于煤电的 4000-5500 小时，固定成本摊销压力更大。

图表28：气电企业燃料成本敏感性

指标	数值	对比基准	含义
气电燃料成本占比	70-80%	煤电~60%	气电对气价"纯多头"暴露
燃气电厂总发电成本	0.56-0.58 元/kWh	—	盈亏平衡线
盈亏平衡上网电价	≥0.55 元/kWh	—	低于此价格即亏损
可承受气价上限	0.45-0.50 元/方	—	按当前机组效率折算
2026 年 5 月 CLD 到岸价	~$17.0/MMBtu（约 4.3 元/方）	已突破上限	对应燃料成本 0.43-0.50 元/kWh
到岸价对应总发电成本	0.60-0.65 元/kWh	超盈亏线 10-15%	气电机组"发一度亏一度"
LNG 现货每涨$1/MMBtu	1GW 机组日增燃料成本 15 万元	—	粤电力 A 日增~1770 万元，年化~64.6 亿元
气电 vs 煤电成本比	2-3 倍	—	经济性劣势显著
燃气机组利用小时数	2293 小时（2025E）	煤电 4000-5500 小时	固定成本摊销压力更大

资料来源：中电联、广东省能源局、华泰研究

广东长协电价降至 0.372 元/KWh，综合电量电价处于亏损状态

燃料成本上行的同时，气电企业面临着电价端的双向挤压，电量电价层面已处于亏损状态。广东是中国气电装机最大的省份，截至 2025 年底燃气机组规模约 5200 万千瓦，2026 年年度长协交易均价 0.372 元/KWh，叠加广东气电联动机制补偿后，综合电价可达到 0.58~0.60 元/KWh，由于实际采购气价超过气电联动补偿上限，因此电量电价层面仍处于亏损状态。浙江省内燃气发电上网电价约 0.71 元/KWh，但浙江省 2025 年明确提出“力争工商业电价每度电下降 3 分钱以上”，稳控气电等高价保供电电价。在电力现货市场全面铺开后，气电作为边际机组的报价直接影响市场出清价，但这也使气电成为政府压降电价的首要目标。

图表29：主要省份气电装机规模与上网电价对比

省份	气电装机规模 2025 年末，万千瓦	上网电价水平 2026 年，元/KWh	气电盈利状态
广东	5,200	0.58-0.60	电量电价层面亏损
浙江	2,800	0.66-0.71	微利但承压
上海	950	0.65-0.70	依赖容量电价补贴
江苏	2,500	0.45-0.50	电量电价层面亏损
山东	1,500	0.41-0.45	亏损扩大
河北	700	0.42-0.47	亏损扩大
福建	1,100	0.45-0.50	微利但承压
广西	350	0.40-0.45	亏损扩大

资料来源：广东省发改委、浙江省发改委、江苏省发改委、山东省发改委、福建省发改委、河北省发改委、广西发改委、中电联、华泰研究

容量电价上调，但仅能覆盖固定成本 30-50%

容量电价是 2026 年气电企业盈利的关键支撑变量，但燃料成本作为变动成本完全不在补偿范围内。广东气电容量电价 2025 年 8 月起执行新规，相较此前 100 元/千瓦·年的标准，提升幅度 65%-296%。但容量电价仅补偿固定成本（折旧、运维、财务费用），燃料成本作为变动成本完全不在补偿范围内。当前容量电价水平仅能覆盖气电固定成本的 30-50%（视机组类型和利用小时数而异），剩余部分仍需通过电量电价回收。容量电价本质上将气电从“亏损运行”提升至“微利保本”，而非创造超额收益。

下载日志已记录，仅供内部参考

图表30：广东省气电容量电价对冲效果评估

机组类型	容量电价（元/kW·年）	覆盖固定成本比例
澳大利亚进口合约天然气配套机组	165	30%
9E 及以上其他常规机组	264	40%
6F 及以下其他常规机组	330	45%
首台(套)重大技术装备机组	396	50%

注：容量电价覆盖固定成本比例 = 容量电价（元/kW·年）÷ 年固定成本（元/kW·年）。气电机组年固定成本约 300-800 元/kW·年（含折旧 120-225 元、运维 100-200 元、财务费用 80-180 元），视机组年龄和类型而异，对应覆盖比例约 30%-50%

资料来源：广东省发改委、国家发改委、华泰研究

气电联动机制：联动比例从 30%提至 100%，但成本传导存在天花板

气电联动机制与容量电价上调形成“双轨制”成本传导体系。广东电力市场自 2024 年起建立气电天然气价格传导机制（《广东电力市场气电天然气价格传导机制实施方案(试行)》），按月计算天然气采购综合价与触发气价的差值，当天然气采购综合价高于触发气价时启动补偿。2025 年 8 月《关于完善广东电力市场燃气发电机组市场关键机制的通知》进一步取消沿用多年的变动成本补偿机制，同时将联动比例从 30%提升至 100%，实现了气价上涨向电价传导的“全通道”打开。

传导机制的核心公式是：当天然气采购综合价高于触发气价时，每上涨 0.1 元/立方米，按各类型机组单位发电成本变化值×中长期系数（90%或 100%）×分档调整比例系数（1.0）×供需系数（1 或 0.9）计算补偿标准。以 9F 机组为例，当天然气价格为 3 元/立方米时，每多发一度电可额外回收约 0.26 元。这意味着：在气价高企时，气电企业能够通过联动机制回收部分燃料成本增量，而非单纯承受亏损。但需注意，该机制存在月度时滞（按月结算发布）和触发价格上限（G_{max} 调增气价上限），当气价突破上限时，传导存在“天花板”。

图表31：广东气电联动机制参数与效果测算

机制参数	数值/说明	含义
联动比例	2025 年 8 月起由 30%涨至 100%	气价上涨向电价传导的完整度
触发气价计算基准	年度交易均价/9F 机组单位发电成本变化值	联动启动的门槛价格
中长期系数	市场交易电源 90%	市场机组只能回收 90%的成本增量
	市场代购电源 100%	代购机组可全额回收成本增量
分档调整比例系数	1.0	无折扣，全额传导
供需系数	5-9 月/需求响应月 1.0	供需紧张月份全额传导
	其他月份 0.9	供需宽松月份传导打九折
9F 机组示例：气价 3 元/方时度电补偿	~0.26 元/kWh	在尖峰电价基础上叠加回收
月度时滞	按月结算发布	气价急涨时存在 1 个月传导延迟
触发气价上限 G_{max}	参考天然气价格水平设置	超过上限后不再追加补偿
成本分摊方式	全体工商业用户按用电量比例分摊	社会共担机制

资料来源：广东电力交易中心、广东省发改委、中国能源报、华泰研究

气电联动机制与容量电价形成互补：容量电价覆盖固定成本，联动机制覆盖变动成本。两者叠加后，广东气电企业的实际可承受气价上限从单一机制下的约 2.0-3.0 元/方（对应不同机组）提升至约 3.5-4.0 元/方，显著增强了气电企业在高气价环境下的生存能力。但 2026 年 5 月 CLD 到岸价 4.3 元/方仍超出联动机制覆盖后的可承受上限，气电企业仍面临“量价双向挤压”，只是在联动机制下亏损幅度有所收窄。基于燃气装机占比、区域气价水平和容量电价补偿力度的三个角度，深圳能源气电装机占比最高、约 40%（2025 年末，后同），且其中大部分位于广东，面临的燃料成本冲击最为直接。粤电力 A 气电装机占比约 27%，气电机组全部布局于广东。华电国际气电装机占比 27%，分布于山东、江苏、广东、浙江等多省，区域分散一定程度上对冲了气价冲击。浙能电力气电装机占比仅约 10%，在五家中最低，且浙江气电上网电价高于广东，电价缓冲更厚。华能国际气电装机占比约 11%，气电利润贡献有限，且装机遍布全国 26 个省区市，气价波动被进一步分散。

下载日志已记录，仅供内部参考

投资策略：气源多元化、国产气安全溢价、LNG 物流仓储价值

主线一：气源多元化龙头，分享转移需求红利。新奥股份在手长协 716 万吨（实际可执行 656 万吨），其中 HH 挂钩 380 万吨（53%，切尼尔 180 万吨+NextDecade 200 万吨，但受中美贸易摩擦影响，2025 年 2 月后中国暂停进口美国 LNG，HH 挂钩长协主要以转售形式贡献收益）、JCC/JCC-HH 混合 116 万吨（18%，Chevron 66 万吨+Total 50 万吨，均 2028 年到期）、Brent 挂钩 160 万吨/年（24%，2028 年开始执行，Novatek 60 万吨因制裁暂停）。HH 挂钩长协分三批执行：切尼尔 90 万吨（2022 年已开始）、切尼尔 90 万吨（2026 年）、NextDecade 200 万吨（2027 年）。2028 年 Chevron 66 万吨 JCC、Total 50 万吨 JCC/HH 到期退出，净新增 Brent 挂钩 160 万吨（雪佛龙 60 万吨替换到期长协+ADNOC 100 万吨新增），届时长协结构转为 HH 380 万吨（70%）+Brent 160 万吨（30%）的双元格局。FOB 条款占比 53%（380 万吨 HH），赋予买方运输调度权和全球转售灵活性。舟山接收站扩产至 1000 万吨/年，恰好承接从卡塔尔中断中转移的进口需求。深圳燃气、九丰能源以及佛燃能源通过非中东气源布局避开霍尔木兹海峡，LNG 贸易业务在高气价环境下利润弹性大。

主线二：国产气上游的安全溢价与增产双击。国际气价每上涨 1 美元/MMBtu，国产气（成本 1-2 元/方）相对进口气（成本 4-5 元/方）的竞争优势扩大约 0.7 元/方。关注具备成本优势和产量弹性的国产气上游企业。推荐九丰能源，深度布局新疆煤制气项目贡献中长期利润增量。

主线三：LNG 物流仓储从波动率中获利。LNG 贸易利润与价差正相关，接收站仓储价值与波动性正相关。在高度波动的市场中，拥有物流和贸易能力的企业可以从波动本身获利，而不依赖方向性判断。这一配置相当于在组合中嵌入了一个“波动率多头”期权。推荐新奥股份，舟山接收站全面发挥支点作用，通过三方引流、生态合作、罐容租赁、保税转运、小船分拨、船舶加注等多元化业务提升设施盈利水平与综合服务能力。

下载日志已记录，仅供内部参考

图表32：重点公司推荐一览表

股票名称	股票代码	投资评级	最新收盘价 (当地币种)	目标价 (当地币种)	市值 (百万) (当地币种)	EPS (元) 2025	2026E	2027E	2028E	PE (倍) 2025	2026E	2027E	2028E
深圳燃气	601139 CH	买入	5.66	8.70	16,282	0.49	0.58	0.65	0.72	11.56	9.77	8.69	7.91
新奥股份	600803 CH	买入	16.02	23.43	49,594	1.51	1.63	1.84	2.14	10.59	9.80	8.69	7.49
九丰能源	605090 CH	买入	36.13	51.60	25,505	2.10	2.15	2.43	2.83	17.22	16.80	14.84	12.77
佛燃能源	002911 CH	增持	9.69	16.53	12,579	0.79	0.87	0.96	1.07	12.21	11.08	10.08	9.08

资料来源：Bloomberg，华泰研究预测

图表33：重点推荐公司最新观点

股票名称	最新观点
深圳燃气 (601139 CH)	深圳燃气发布年报，2025 年实现营收 298.01 亿元（yoy+5.1%），归母净利 14.08 亿元（yoy-3.4%），扣非净利 14.44 亿元（yoy+2.9%），均略高于业绩快报。其中 Q4 实现营收 72.72 亿元（yoy-4.4%，qoq+2.5%），归母净利 4.90 亿元（yoy+22%，qoq+75%），四季度业绩显著修复。全年天然气批发量与毛利率均同比大增，电厂业务受益于新机组投产；但智慧服务板块因“瓶改管”收官导致利润下滑，叠加斯威克与部分光伏发电公司计提商誉减值，拖累整体业绩。公司城市燃气基本盘稳健，燃气资源贡献额外弹性，综合能源有望迎来盈利能力向上拐点。维持“买入”评级。 国际天然气价格维持高位，上调燃气资源批发收入和毛利率；光伏胶膜业务有待复苏，下调斯威克收入与毛利率；我们预计公司 26-28 年归母净利润为 16.67/18.75/20.60 亿元（较前值分别调整+5.6%/-2.3%/-，三年复合增速为 14%），对应 EPS 为 0.58/0.65/0.72 元。Wind 一致预期下燃气可比公司 26 年 PE 均值 12x，给予公司 26 年 15xPE（溢价因公司 26-28 年归母净利 CAGR 14%、高于同行的 6%），目标价为 8.7 元（前值 7.7 元，对应 26 年 14xPE）。 风险提示：气价大幅上涨；光伏胶膜需求不及预期；资产减值风险；智慧服务业务量不及预期。 报告发布日期：2026 年 03 月 31 日 **点击下载全文：深圳燃气(601139 CH,买入)：燃气资源与综合能源贡献增量**
新奥股份 (600803 CH)	新奥股份于 6 月 12 日公告终止私有化新奥能源及 H 股介绍上市交易。本次交易自 2025 年 3 月停牌启动以来，因未能在近 12 个月内获得中国证监会及香港联交所全部批准，且继续推进对公司营运和管理安排造成限制，公司决定不再延期。交易终止后公司仍维持约 34.26%的新奥能源持股比例。公司同步出台未来三年（2026-2028 年）股东分红回报规划，明确每年现金分红不少于归母经营利润的 50%，并宣布计划增持新奥能源的股份，以实际行动稳定投资者预期。无需支付约 530 亿港元私有化对价（现金+换股），公司现金流更加充裕，资产负债率维持稳定。维持“买入”评级。 我们预计公司 26-28 年归母经营利润为 52.97/60.82/66.92 亿元，对应核心 EPS 为 1.71/1.96/2.16 元。可比公司整体估值中枢下移（Wind 一致预期 2026E PE 均值从 15.8x 下修至 13.7x），考虑到直销气与接收站业绩弹性、公司增持新奥能源有望提升长期价值，给予公司 26 年 13.7xPE，对应目标价 23.43 元（前值 27.0 元，基于 26 年 15.8xPE）。 风险提示：天然气需求不及预期；舟山接收站处理量不及预期；增持新奥能源价格与时点不确定性；分红政策执行风险。 报告发布日期：2026 年 06 月 14 日 **点击下载全文：新奥股份(600803 CH,买入)：分红与增持或对冲私有化终止影响**
九丰能源 (605090 CH)	九丰能源发布年报和一季报，2025 年实现营收 202.69 亿元（yoy-8%），归母净利 14.80 亿元（yoy-12%），扣非净利 13.62 亿元（yoy+0.9%），归母净利略低于华泰预测（15.53 亿元），主要是天然气销量下降导致收入不及预期。26Q1 实现营收 44.98 亿元（yoy-18%），归母净利 4.34 亿元（yoy-14%），扣非净利 3.93 亿元（yoy-16%），归母净利低于华泰预测区间（4.8~5.1 亿元），主要是管理费用、汇兑损失和所得税高于预期。公司核心主业综合毛利率稳中有升，经营韧性凸显。海南商发特燃特气配套项目（一期）顺利投产，二期项目积极推进。公司拟派发末期现金红利 0.25 元/股，全年现金分红合计 4.40 亿元，分红比例 29.74%。维持买入。 我们预计公司 26-28 年归母净利润为 15.17/17.18/19.97 亿元（较前值分别调整-15%/-16%/-，三年复合增速为 10.5%），对应 EPS 为 2.15/2.43/2.83 元。下调主要是考虑到天然气销量下调、所得税率上调。Wind 一致预期下天然气分销/特种气体 26 年 PE 均值为 12.6x/67.8x。考虑到特燃特气业务逐步释放业绩弹性、特气可比均值较前次（33.0x）大幅提升，给予公司 26 年 24xPE，上调目标价至 51.6 元（前值 43.9 元，对应 26 年 17xPE）。 风险提示：天然气/LPG 销量不达预期；商业航天项目推进不及预期；特种气体毛利率下降；国际能源价格大幅波动。 报告发布日期：2026 年 04 月 25 日 **点击下载全文：九丰能源(605090 CH,买入)：特燃特气价值有望逐步释放**
佛燃能源 (002911 CH)	佛燃能源发布年报，2025 年实现营收 335.95 亿元（yoy+6%），归母净利 10.30 亿元（yoy+21%），扣非净利 9.79 亿元（yoy+21%），归母净利略高于业绩快报（10.01 亿元）。其中 Q4 实现营收 100.94 亿元（yoy+9%，qoq+24%），归母净利 5.40 亿元（yoy+38%，qoq+199%）。公司业绩增长主要得益于能源化工服务业务高速拓展及经营效率提升。公司高分红政策持续兑现，2025 年拟派息 6.75 亿元、派息比例 65.5%，当前股息率 3.6%，彰显长期投资价值。我们看好公司在“能源+科技+X”战略下的转型成效，维持“增持”评级。 我们预计公司 26-28 年归母净利润为 11.35/12.48/13.85 亿元、26-27 年较前值上调 8%/13%、主要基于 LNG 长协与甲醇业务带来的利润增量，对应 EPS 为 0.87/0.96/1.07 元。Wind 一致预期下可比公司 26 年 PE 均值 14x，公司 26 年预期股息率（4.0%）高于可比均值（3.3%）、多元能源布局处于收获期，能源化工业务提供业绩弹性，绿色甲醇业务具备长期成长空间，给予 26 年 19xPE，目标价 16.53 元（前值 14.58 元基于 26 年 18xPE）。 风险提示：气源价格大幅上涨导致成本压力增加；国内燃气需求复苏不及预期；能源化工、绿色能源等新业务拓展不及预期；气价政策、行业监管等政策变动风险。 报告发布日期：2026 年 03 月 25 日 **点击下载全文：佛燃能源(002911 CH,增持)：多元能源战略彰显前瞻稀缺价值**

资料来源：Bloomberg，华泰研究预测

下载日志已记录，仅供内部参考

风险提示

地缘政治缓和快于预期。若霍尔木兹海峡在 2026 年 Q3 前恢复通航（乐观情景概率 25-30%），LNG 现货价格将从$18-22/MMBtu 快速回落至$12-14/MMBtu，HH 挂钩长协的转售利润将显著收窄，新奥股份、九丰能源等转售依赖度较高的企业盈利弹性可能低于预期。我们基准情景假设封锁延续至冬季（概率 45-50%），但若美伊谈判提前达成，则报告中“反脆弱”逻辑的支撑基础将弱化。

顺价机制推进不及预期。居民顺价覆盖率从 88%提升至 95%的进程受地方政府财政压力和民生诉求制约，若覆盖率停滞或调价周期未能缩短至月度，城燃企业成本传导的“最后一公里”将无法打通，毛差修复慢于预期。非居民联动周期从季度向月度的过渡亦存在执行层面的摩擦，顺价滞后的本质仍是“时间换空间”，但政策节奏的不确定性可能导致盈利预测偏差。

气电容量电价与联动机制覆盖不足。广东气电联动机制虽将比例从 30%提至 100%，但存在月度时滞和触发价格上限 G_{max}。当 CLD 到岸价突破 G_{max} 上限（如基准情景冬季现货冲击$25/MMBtu），联动机制无法追加补偿，气电企业亏损幅度将超预期。容量电价覆盖固定成本比例仅 30-50%（视机组类型和利用小时数而异），无法弥补电量电价低于变动成本的亏损，“发一度、亏一度”的困境在极端情景下可能迫使气电主动降出力，进而影响电力保供安全。

国产气增产与中俄东线扩容不及预期。报告假设 2026-2027 年国产气年均增产 100 亿方、中俄东线 440 亿方满负荷运行，若上游勘探开发进度滞后或管道建设延期，供应缓解时点将推迟，高气价环境延续时间可能超预期，进而影响气电板块拐点时点和城燃板块成本传导节奏。

估值模型假设与数据偏差风险。报告中盈利预测基于 JKM 现货$18/MMBtu、HH 现货$2.83/MMBtu、CLD 到岸价 4.3 元/方等价格假设，若气价波动幅度超预期（如悲观情景$25-35/MMBtu），则盈利预测结果将不成立。PE 估值假设基于 2026E 归母净利润，若宏观需求下滑导致天然气消费量增速低于预期，则估值定价基础将弱化。报告中“三桶油绑定卡塔尔长协约 1,550 万吨/年”等数据基于行业公开信息，若合同实际执行存在未公开条款（如不可抗力豁免期、价格重议机制），则损失测算可能偏离实际。

下载日志已记录，仅供内部参考

免责声明

分析师声明

本人，王玮嘉、黄波、李雅琳，兹证明本报告所表达的观点准确地反映了分析师对标的证券或发行人的个人意见；彼以往、现在或未来并无就其研究报告所提供的具体建议或所表达的意见直接或间接收取任何报酬。请注意，标*的人员并非香港证券及期货事务监察委员会的注册持牌人，不可在香港从事受监管活动。

一般声明及披露

本报告由华泰证券股份有限公司或其关联机构制作，华泰证券股份有限公司和其关联机构统称为“华泰证券”(华泰证券股份有限公司已具备中国证监会批准的证券投资咨询业务资格) 。本报告所载资料是仅供接收人的严格保密资料。本报告仅供华泰证券及其客户和其关联机构使用。华泰证券不因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于华泰证券认为可靠的、已公开的信息编制，但华泰证券对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。

本报告所载的意见、评估及预测仅反映报告发布当日的观点和判断。在不同时期，华泰证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。同时，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。以往表现并不能指引未来，未来回报并不能得到保证，并存在损失本金的可能。华泰证券不保证本报告所含信息保持在最新状态。华泰证券对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

华泰证券（华泰证券（美国）有限公司除外）不是 FINRA 的注册会员，其研究分析师亦没有注册为 FINRA 的研究分析师/不具有 FINRA 分析师的注册资格。

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

除非另行说明，本报告中所引用的关于业绩的数据代表过往表现，过往的业绩表现不应作为日后回报的预示。华泰证券不承诺也不保证任何预示的回报会得以实现，分析中所做的预测可能是基于相应的假设，任何假设的变化可能会显著影响所预测的回报。

华泰证券及作者在自身所知情的范围内，与本报告所指的证券或投资标的不存在法律禁止的利害关系。在法律许可的情况下，华泰证券可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，为该公司提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务或向该公司招揽业务。

华泰证券的销售人员、交易人员或其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。华泰证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。华泰证券的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。投资者应当考虑到华泰证券及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突。投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一信赖依据。有关该方面的具体披露请参照本报告尾部。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布的机构或人员，也并非意图发送、发布给因可得到、使用本报告的行为而使华泰证券违反或受制于当地法律或监管规则的机构或人员。

本报告版权仅为华泰证券所有。未经华泰证券书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人(无论整份或部分)等任何形式侵犯华泰证券版权。如征得华泰证券同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并需在使用前获取独立的法律意见，以确定该引用、刊发符合当地适用法规的要求，同时注明出处为“华泰证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。华泰证券保留追究相关责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为华泰证券的商标、服务标记及标记。

中国香港

本报告由华泰证券股份有限公司或其关联机构制作,在香港由华泰金融控股（香港）有限公司向符合《证券及期货条例》及其附属法律规定的机构投资者和专业投资者的客户进行分发。华泰金融控股（香港）有限公司受香港证券及期货事务监察委员会监管，是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。在香港获得本报告的人员若有任何有关本报告的问题,请与华泰金融控股（香港）有限公司联系。

下载日志已记录，仅供内部参考

香港-重要监管披露

- 华泰金融控股（香港）有限公司的雇员或其关联人士没有担任本报告中提及的公司或发行人的高级人员。
- 有关重要的披露信息，请参华泰金融控股（香港）有限公司的网页 https://www.htsc.com.hk/stock_disclosure

其他信息请参见下方 **“美国-重要监管披露”**。

美国

在美国本报告由华泰证券（美国）有限公司向符合美国监管规定的机构投资者进行发表与分发。华泰证券（美国）有限公司是美国注册经纪商和美国金融业监管局（FINRA）的注册会员。对于其在美国分发的研究报告，华泰证券（美国）有限公司根据《1934 年证券交易法》（修订版）第 15a-6 条规定以及美国证券交易委员会人员解释，对本研究报告内容负责。华泰证券（美国）有限公司联营公司的分析师不具有美国金融监管（FINRA）分析师的注册资格，可能不属于华泰证券（美国）有限公司的关联人员，因此可能不受 FINRA 关于分析师与标的公司沟通、公开露面和所持交易证券的限制。华泰证券（美国）有限公司是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。任何直接从华泰证券（美国）有限公司收到此报告并希望就本报告所述任何证券进行交易的人士，应通过华泰证券（美国）有限公司进行交易。

美国-重要监管披露

- 分析师王玮嘉、黄波、李雅琳本人及相关人士并不担任本报告所提及的标的证券或发行人的高级人员、董事或顾问。分析师及相关人士与本报告所提及的标的证券或发行人并无任何相关财务利益。本披露中所提及的“相关人士”包括 FINRA 定义下分析师的家庭成员。分析师根据华泰证券的整体收入和盈利能力获得薪酬，包括源自公司投资银行业务的收入。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或不时会以自身或代理形式向客户出售及购买华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或其高级管理层、董事和雇员可能会持有本报告中所提到的任何证券（或任何相关投资）头寸，并可能不时进行增持或减持该证券（或投资）。因此，投资者应该意识到可能存在利益冲突。

新加坡

华泰证券（新加坡）有限公司持有新加坡金融管理局颁发的资本市场服务许可证，可从事资本市场产品交易，包括证券、集体投资计划中的单位、交易所交易的衍生品合约和场外衍生品合约，并且是《财务顾问法》规定的豁免财务顾问，就投资产品向他人提供建议，包括发布或公布研究分析或研究报告。华泰证券（新加坡）有限公司可能会根据《财务顾问条例》第 32C 条的规定分发其在华泰证券内的外国附属公司各自制作的信息/研究。本报告仅供认可投资者、专家投资者或机构投资者使用，华泰证券（新加坡）有限公司不对本报告内容承担法律责任。如果您是非预期接收者，请您立即通知并直接将本报告返回给华泰证券（新加坡）有限公司。本报告的新加坡接收者应联系您的华泰证券（新加坡）有限公司关系经理或客户主管，了解来自或与所分发的信息相关的事宜。

评级说明

投资评级基于分析师对报告发布日后 6 至 12 个月内行业或公司回报潜力（含此期间的股息回报）相对基准表现的预期（A 股市场基准为沪深 300 指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普 500 指数，台湾市场基准为台湾加权指数，日本市场基准为日经 225 指数，新加坡市场基准为海峡时报指数，韩国市场基准为韩国有价证券指数，英国市场基准为富时 100 指数，德国市场基准为 DAX 指数），具体如下：

行业评级

增持：预计行业股票指数超越基准
中性：预计行业股票指数基本与基准持平
减持：预计行业股票指数明显弱于基准

公司评级

买入：预计股价超越基准 15%以上
增持：预计股价超越基准 5%~15%
持有：预计股价相对基准波动在-15%~5%之间
卖出：预计股价弱于基准 15%以上
暂停评级：已暂停评级、目标价及预测，以遵守适用法规及/或公司政策
无评级：股票不在常规研究覆盖范围内。投资者不应期待华泰提供该等证券及/或公司相关的持续或补充信息

下载日志已记录，仅供内部参考

法律实体披露

中国：华泰证券股份有限公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格，经营许可证编号为：91320000704041011J

香港：华泰金融控股（香港）有限公司具有香港证监会核准的“就证券提供意见”业务资格，经营许可证编号为：AOK809

美国：华泰证券（美国）有限公司为美国金融业监管局（FINRA）成员，具有在美国开展经纪交易商业务的资格，经营业务许可编号为：CRD#:298809/SEC#:8-70231

新加坡：华泰证券（新加坡）有限公司具有新加坡金融管理局颁发的资本市场服务许可证，并且是豁免财务顾问，经营许可证编号为：202233398E

华泰证券股份有限公司

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

电话：86 25 83389999/传真：86 25 83387521
电子邮件：ht-rd@htsc.com

北京
北京市西城区太平桥大街丰盛胡同 28 号太平洋保险大厦 A 座 18 层/邮政编码：100032
电话：86 10 63211166/传真：86 10 63211275
电子邮件：ht-rd@htsc.com

深圳
深圳市福田区益田路 5999 号基金大厦 10 楼/邮政编码：518017
电话：86 755 82493932/传真：86 755 82492062
电子邮件：ht-rd@htsc.com

上海
上海市浦东新区东方路 18 号保利广场 E 栋 23 楼/邮政编码：200120
电话：86 21 28972098/传真：86 21 28972068
电子邮件：ht-rd@htsc.com

华泰金融控股（香港）有限公司
香港中环皇后大道中 99 号中环中心 53 楼
电话：+852-3658-6000/传真：+852-2567-6123
电子邮件：research@htsc.com
http://www.htsc.com.hk

华泰证券（美国）有限公司
美国纽约公园大道 280 号 21 楼东（纽约 10017）
电话：+212-763-8160/传真：+917-725-9702
电子邮件: Huatai@htsc-us.com
http://www.htsc-us.com

华泰证券（新加坡）有限公司
滨海湾金融中心 1 号大厦, #08-02, 新加坡 018981
电话：+65 68603600
传真：+65 65091183
https://www.htsc.com.sg

©版权所有2026年华泰证券股份有限公司