

# 核心能源基建，构筑价值护城河

华泰研究

2025 年 7 月 02 日 | 美国

首次覆盖

燃气及分销

首次覆盖 Energy Transfer 并给予“买入”评级，目标价 23.34 美元（25 年 10x EV/EBTIDA）。ET 凭借全产业链布局、Permian 核心地位及出口龙头优势，在能源转型中占据“基础设施红利”。财务稳健+分红增长+管理层执行力构成抗风险壁垒，美国电力需求增长与 LNG 全球化机遇提供上行弹性，其不可替代的资产网络、高可预见性现金流及新兴业务布局，使其成为兼顾防御性与成长性的能源基础设施核心标的。

## 不可替代的资产网络：全美能源流动的“基础设施骨干”

2024 年末 ET 拥有全美 18% 油气管道网络，控制 Permian Basin 28% 原油外输量及 25% 天然气收集量，NGL 分馏能力占全美 30%，全球最大 Mont Belvieu 枢纽处理成本较行业低 20%。能源转型下，IEA 预测美国 LNG 出口量 2030 年或翻倍至 240 MTPA，ET 在手产能 16.5 MTPA、已签 20 年长约锁定 80% 以上产能。电力需求驱动天然气管道利用率提升，2026 年 Hugh Brinson 二期有望投产并新增 2.2 Bcf/d 产能，直连电厂与数据中心。

## 高可预见性现金流：长期合约“熨平”周期波动

长期合约锁定收益，2024 年 87% 收入来自固定费用合同，州际管道 95% 为 FERC 监管的固定费率。合同加权剩余期限 8.3 年，部分资产期限达 10-15 年。通胀挂钩条款覆盖 52% 收入，确保成本转嫁。多元化结构抗风险，客户涵盖生产商（32%）、加工商（40%）及工业用户（28%）。历史数据显示公司抗压能力，2020 年油价同比跌 32%，公司调整后 EBITDA 同比微降 5%，EBITDA 利润率同比升 6pct。

## 有别于市场的观点

市场担心能源价格变化影响公司盈利，我们认为公司以固定费率为主的收入和利润构筑护城河。市场担忧 LNG 出口的不确定性，公司锁定长协确保基建红利释放。市场低估管理层利益绑定的经营效率激励效果，2024 年 CEO 持股市值达年薪 7.1 倍，且股权激励挂钩 ROIC，资本配置效率或被低估。

## 盈利预测与估值

我们预计 ET 2025-2027 年调整后 EBITDA 为 164/172/179 亿美元。2025E 可比 EV/EBITDA 均值 10.7x，ET 作为合伙制企业（LP）在美股存在折价，受制于税务穿透的隐性成本和流动性缺陷的制约，给予 2025E 10x EV/EBITDA，对应归母股权价值 801 亿美元，目标股价 23.34 美元/股。

风险提示：FERC 费率争议；LNG 项目审批延迟；商品价格波动；融资成本上升；项目执行风险；贸易争端影响出口。

投资评级(首评):

买入

目标价(美元):

23.34

王玮嘉

SAC No. S0570517050002  
SFC No. BEB090

研究员

wangweijia@htsc.com  
+(86) 21 2897 2079

黄波

SAC No. S0570519090003  
SFC No. BQR122

研究员

huangbo@htsc.com  
+(86) 755 8249 3570

李雅琳

SAC No. S0570523050003  
SFC No. BTC420

研究员

liyalin018092@htsc.com  
+(86) 10 6321 1166

胡知

SAC No. S0570523120002

研究员

huzhi019072@htsc.com  
+(86) 21 2897 2228

康琪

SAC No. S0570124070105

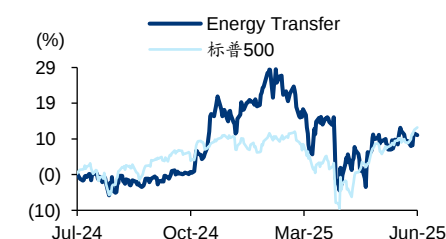
联系人

kangqi@htsc.com  
+(86) 10 6321 1166

## 基本数据

|                     |             |
|---------------------|-------------|
| 目标价(美元)             | 23.34       |
| 收盘价(美元 截至 6 月 30 日) | 18.13       |
| 市值(美元百万)            | 62,218      |
| 6 个月平均日成交额(美元百万)    | 295.92      |
| 52 周价格范围(美元)        | 13.84-20.71 |
| BVPS(美元)            | 9.11        |

## 股价走势图



资料来源：S&amp;P

## 经营预测指标与估值

| 会计年度(美元)     | 2024   | 2025E  | 2026E  | 2027E  |
|--------------|--------|--------|--------|--------|
| 营业收入(百万)     | 82,671 | 78,356 | 85,718 | 89,923 |
| +/-%         | 5.20   | (5.22) | 9.40   | 4.91   |
| 归属母公司净利润(百万) | 4,814  | 4,863  | 5,292  | 5,701  |
| +/-%         | 22.34  | 1.02   | 8.82   | 7.73   |
| EPS(最新摊薄)    | 1.40   | 1.42   | 1.54   | 1.66   |
| ROE(%)       | 13.41  | 13.83  | 14.94  | 15.87  |
| PE(倍)        | 12.92  | 12.79  | 11.76  | 10.91  |
| PB(倍)        | 1.77   | 1.77   | 1.75   | 1.72   |
| EV EBITDA(倍) | 9.29   | 8.89   | 8.45   | 8.09   |

资料来源：公司公告、华泰研究预测

## 盈利预测

### 利润表

| 会计年度 (美元百万)  | 2023          | 2024          | 2025E         | 2026E         | 2027E         |
|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 营业收入         | 78,586        | 82,671        | 78,356        | 85,718        | 89,923        |
| 销售成本         | (60,541)      | (61,975)      | (56,858)      | (62,877)      | (66,137)      |
| <b>毛利润</b>   | <b>18,045</b> | <b>20,696</b> | <b>21,497</b> | <b>22,841</b> | <b>23,786</b> |
| 销售及分销成本      | (985.00)      | (1,177)       | (1,066)       | (1,155)       | (1,164)       |
| 管理费用         | (4,368)       | (5,164)       | (5,180)       | (5,606)       | (5,817)       |
| 其他收入/支出      | (4,397)       | (5,217)       | (5,619)       | (5,868)       | (6,119)       |
| 财务成本净额       | (2,578)       | (3,125)       | (3,368)       | (3,313)       | (3,184)       |
| 应占联营公司利润及亏损  | 383.00        | 379.00        | 379.00        | 379.00        | 379.00        |
| <b>税前利润</b>  | <b>5,597</b>  | <b>7,106</b>  | <b>7,178</b>  | <b>7,811</b>  | <b>8,415</b>  |
| 税费开支         | (303.00)      | (541.00)      | (546.49)      | (594.68)      | (640.63)      |
| 少数股东损益       | 1,359         | 1,751         | 1,769         | 1,925         | 2,073         |
| <b>归母净利润</b> | <b>3,935</b>  | <b>4,814</b>  | <b>4,863</b>  | <b>5,292</b>  | <b>5,701</b>  |
| 折旧和摊销        | (4,385)       | (5,165)       | (5,567)       | (5,816)       | (6,067)       |
| EBITDA       | 13,698        | 15,483        | 16,410        | 17,199        | 17,905        |
| EPS (美元, 基本) | 1.17          | 1.40          | 1.42          | 1.54          | 1.66          |

### 资产负债表

| 会计年度 (美元百万)  | 2023           | 2024           | 2025E          | 2026E          | 2027E          |
|--------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| 存货           | 2,478          | 3,070          | 3,090          | 3,198          | 3,232          |
| 应收账款和票据      | 9,047          | 10,191         | 10,704         | 10,726         | 10,756         |
| 现金及现金等价物     | 161.00         | 312.00         | 258.35         | 343.59         | 361.35         |
| 其他流动资产       | 747.00         | 629.00         | 633.19         | 645.74         | 642.75         |
| <b>总流动资产</b> | <b>12,433</b>  | <b>14,202</b>  | <b>14,685</b>  | <b>14,913</b>  | <b>14,992</b>  |
| 固定资产         | 85,351         | 95,212         | 95,745         | 96,029         | 96,061         |
| 无形资产         | 6,239          | 5,971          | 5,927          | 5,871          | 5,812          |
| 其他长期资产       | 9,675          | 9,995          | 10,374         | 10,753         | 11,132         |
| <b>总长期资产</b> | <b>101,265</b> | <b>111,178</b> | <b>112,046</b> | <b>112,653</b> | <b>113,005</b> |
| <b>总资产</b>   | <b>113,698</b> | <b>125,380</b> | <b>126,731</b> | <b>127,566</b> | <b>127,997</b> |
| 应付账款         | 6,684          | 8,325          | 7,506          | 8,429          | 8,699          |
| 短期借款         | 3,577          | 4,308          | 4,308          | 4,308          | 4,308          |
| 其他负债         | 1,016          | 23.00          | 23.00          | 23.00          | 23.00          |
| <b>总流动负债</b> | <b>11,277</b>  | <b>12,656</b>  | <b>11,837</b>  | <b>12,760</b>  | <b>13,030</b>  |
| 长期债务         | 52,158         | 60,482         | 60,782         | 58,382         | 55,821         |
| 其他长期债务       | 6,324          | 6,225          | 6,225          | 6,225          | 6,225          |
| <b>总长期负债</b> | <b>58,482</b>  | <b>66,707</b>  | <b>67,007</b>  | <b>64,607</b>  | <b>62,046</b>  |
| 股本           | 3,368          | 3,431          | 3,432          | 3,432          | 3,432          |
| 储备/其他项目      | 33,314         | 31,687         | 31,788         | 32,175         | 32,823         |
| 股东权益         | 36,682         | 35,118         | 35,220         | 35,606         | 36,255         |
| 少数股东权益       | 7,257          | 10,899         | 12,668         | 14,593         | 16,666         |
| <b>总权益</b>   | <b>43,939</b>  | <b>46,017</b>  | <b>47,887</b>  | <b>50,199</b>  | <b>52,921</b>  |

### 估值指标

| 会计年度 (倍)     | 2023  | 2024  | 2025E | 2026E | 2027E |
|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| PE           | 15.52 | 12.92 | 12.79 | 11.76 | 10.91 |
| PB           | 1.66  | 1.77  | 1.77  | 1.75  | 1.72  |
| EV EBITDA    | 9.66  | 9.29  | 8.89  | 8.45  | 8.09  |
| 股息率 (%)      | 7.57  | 7.65  | 7.88  | 8.12  | 8.36  |
| 自由现金流收益率 (%) | 14.74 | 16.80 | 13.14 | 17.79 | 17.96 |

资料来源：公司公告、华泰研究预测

### 现金流量表

| 会计年度 (美元百万)    | 2023           | 2024           | 2025E          | 2026E           | 2027E           |
|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|
| EBITDA         | 13,698         | 15,483         | 16,410         | 17,199          | 17,905          |
| 融资成本           | 2,578          | 3,125          | 3,368          | 3,313           | 3,184           |
| 营运资本变动         | (891.00)       | (81.00)        | (1,356)        | 780.48          | 209.03          |
| 税费             | (303.00)       | (541.00)       | (546.49)       | (594.68)        | (640.63)        |
| 其他             | (5,527)        | (6,480)        | (4,044)        | (3,951)         | (3,802)         |
| <b>经营活动现金流</b> | <b>9,555</b>   | <b>11,506</b>  | <b>13,831</b>  | <b>16,747</b>   | <b>16,856</b>   |
| CAPEX          | (3,134)        | (4,164)        | (6,056)        | (6,044)         | (6,040)         |
| 其他投资活动         | (1,191)        | (1,740)        | 0.00           | 0.00            | 0.00            |
| <b>投资活动现金流</b> | <b>(4,325)</b> | <b>(5,904)</b> | <b>(6,056)</b> | <b>(6,044)</b>  | <b>(6,040)</b>  |
| 债务增加量          | 3,303          | 9,055          | 300.00         | (2,400)         | (2,561)         |
| 权益增加量          | 273.08         | 63.56          | 0.69           | 0.00            | 0.00            |
| 派发股息           | (4,248)        | (4,623)        | (4,762)        | (4,905)         | (5,052)         |
| 其他融资活动现金流      | (2,537)        | (3,194)        | (3,368)        | (3,313)         | (3,184)         |
| <b>融资活动现金流</b> | <b>(5,326)</b> | <b>(5,451)</b> | <b>(7,829)</b> | <b>(10,618)</b> | <b>(10,798)</b> |
| 现金变动           | (96.00)        | 151.00         | (53.65)        | 85.24           | 17.76           |
| 年初现金           | 257.00         | 161.00         | 312.00         | 258.35          | 343.59          |
| 汇率波动影响         | 0.00           | 0.00           | 0.00           | 0.00            | 0.00            |
| <b>年末现金</b>    | <b>161.00</b>  | <b>312.00</b>  | <b>258.35</b>  | <b>343.59</b>   | <b>361.35</b>   |

### 业绩指标

| 会计年度 (倍)          | 2023    | 2024   | 2025E  | 2026E  | 2027E  |
|-------------------|---------|--------|--------|--------|--------|
| <b>增长率 (%)</b>    |         |        |        |        |        |
| 营业收入              | (12.56) | 5.20   | (5.22) | 9.40   | 4.91   |
| 毛利润               | 2.27    | 14.69  | 3.87   | 6.25   | 4.14   |
| 营业利润              | 7.20    | 10.16  | 5.41   | 6.01   | 4.65   |
| 净利润               | (17.26) | 22.34  | 1.02   | 8.82   | 7.73   |
| EPS               | (23.97) | 20.05  | 1.02   | 8.82   | 7.73   |
| <b>盈利能力比率 (%)</b> |         |        |        |        |        |
| 毛利润率              | 22.96   | 25.03  | 27.44  | 26.65  | 26.45  |
| EBITDA            | 17.43   | 18.73  | 20.94  | 20.06  | 19.91  |
| 净利润率              | 5.01    | 5.82   | 6.21   | 6.17   | 6.34   |
| ROE               | 11.29   | 13.41  | 13.83  | 14.94  | 15.87  |
| ROA               | 3.59    | 4.03   | 3.86   | 4.16   | 4.46   |
| <b>偿债能力 (倍)</b>   |         |        |        |        |        |
| 净负债比率 (%)         | 151.50  | 183.60 | 184.08 | 175.10 | 164.85 |
| 流动比率              | 1.10    | 1.12   | 1.24   | 1.17   | 1.15   |
| 速动比率              | 0.88    | 0.88   | 0.98   | 0.92   | 0.90   |
| <b>营运能力 (天)</b>   |         |        |        |        |        |
| 总资产周转率 (次)        | 0.72    | 0.69   | 0.62   | 0.67   | 0.70   |
| 应收账款周转天数          | 40.11   | 41.89  | 48.00  | 45.00  | 43.00  |
| 应付账款周转天数          | 40.59   | 43.59  | 50.12  | 45.62  | 46.62  |
| 存货周转天数            | 14.68   | 16.11  | 19.50  | 18.00  | 17.50  |
| 现金转换周期            | 14.20   | 14.41  | 17.38  | 17.38  | 13.88  |
| <b>每股指标 (美元)</b>  |         |        |        |        |        |
| EPS               | 1.17    | 1.40   | 1.42   | 1.54   | 1.66   |
| 每股净资产             | 10.89   | 10.23  | 10.26  | 10.38  | 10.56  |



# 正文目录

|                                       |    |
|---------------------------------------|----|
| 投资概要 .....                            | 5  |
| 核心逻辑.....                             | 5  |
| 有别于市场的观点 .....                        | 5  |
| Energy Transfer：美国领先的中游能源基础设施公司 ..... | 6  |
| 六大主营业务板块，形成全产业链覆盖 .....               | 7  |
| 不可替代的资产网络：全美能源流动的“基础设施骨干” .....       | 11 |
| 高可预见性现金流：长期合约“熨平”周期波动 .....           | 13 |
| 三重增长引擎：内生+外延+结构性需求红利 .....            | 16 |
| 财务韧性：高分红+低杠杆+灵活融资 .....               | 19 |
| 能源转型下的“桥梁资产”价值 .....                  | 22 |
| 盈利预测与估值催化 .....                       | 24 |
| 首次覆盖给予买入评级，目标价 23.34 美元 .....         | 26 |
| 风险提示.....                             | 27 |

# 图表目录

|                                            |    |
|--------------------------------------------|----|
| 图表 1： ET 的资产分布图（截至 2024 年末） .....          | 6  |
| 图表 2： ET 的股权结构图（截至 2025 年 2 月） .....       | 6  |
| 图表 3： 州内输送板块资产分布（2024 年末） .....            | 7  |
| 图表 4： 州内输送管道与储存设施明细（2024 年末） .....         | 7  |
| 图表 5： 州际输送板块资产分布（2024 年末） .....            | 7  |
| 图表 6： 州际输送管道与储存设施明细（2024 年末） .....         | 7  |
| 图表 7： 中游板块资产分布（2024 年末） .....              | 8  |
| 图表 8： 中游资产明细（2024 年末） .....                | 8  |
| 图表 9： NGL 与炼化产品资产明细（2024 年末） .....         | 8  |
| 图表 10： NGL 与炼化产品板块资产分布（2024 年末） .....      | 9  |
| 图表 11： 原油输送与服务板块资产分布（2024 年末） .....        | 9  |
| 图表 12： 原油输送与服务资产明细（2024 年末） .....          | 9  |
| 图表 13： USAC 的压缩设备明细（截至 2024 年末） .....      | 10 |
| 图表 14： Energy Transfer 天然气管道覆盖范围 .....     | 11 |
| 图表 15： Kinder Morgan 天然气管道覆盖范围 .....       | 11 |
| 图表 16： Enterprise Products 天然气管道覆盖范围 ..... | 11 |
| 图表 17： Targa Resources 天然气管道覆盖范围 .....     | 11 |
| 图表 18： ET vs 美国主要中游企业资产规模对比（2024 年） .....  | 12 |
| 图表 19： ET 四大页岩盆地资源控制能力（2024 年） .....       | 12 |
| 图表 20： 关键业务单位成本对比表（2024 年） .....           | 12 |
| 图表 21： 2019-2023 年 ET 关键业务单位成本变化趋势 .....   | 12 |
| 图表 22： ET 关键业务板块合同结构对比表（2024 年） .....      | 13 |

|                                                |    |
|------------------------------------------------|----|
| 图表 23: 合同结构示例 (以 Dakota Access 管道为例)           | 13 |
| 图表 24: ET 的收入/合同结构, 与竞争对手差异化优势 (2024 年)        | 13 |
| 图表 25: 2017-2024 年 ET 的收入结构变化                  | 14 |
| 图表 26: 2017-2024 年 ET 的 EBITDA 结构变化            | 14 |
| 图表 27: ET 客户类型分布 (2020-2024 收入贡献占比)            | 14 |
| 图表 28: ET 的 NGL 分馏业务客户结构历史数据                   | 14 |
| 图表 29: ET 在三大页岩区的运力分布                          | 14 |
| 图表 30: 2020 年油价下跌期间 ET 的核心财务表现                 | 15 |
| 图表 31: LNG 与 NGL 对比                            | 15 |
| 图表 32: Permian Basin 处理能力与项目进展 (2020-2025)     | 16 |
| 图表 33: Lake Charles LNG 项目产能规划                 | 16 |
| 图表 34: Nederland Terminal (原油/NGL 出口) 产能规划     | 16 |
| 图表 35: Marcus Hook 终端 (乙烷/丙烷出口) 产能规划           | 16 |
| 图表 36: Mont Belvieu 分馏中心产能规划                   | 16 |
| 图表 37: Hugh Brinson Pipeline 分阶段建设与处理能力增长      | 17 |
| 图表 38: 美国电力/天然气需求与 LNG 出口趋势                    | 17 |
| 图表 39: 天然气发电站与数据中心协议详情                         | 18 |
| 图表 40: ET 的重点客户协议                              | 18 |
| 图表 41: ET 通过管道网络服务于不断增长的电力负荷                   | 18 |
| 图表 42: ET 现金流与分红历史数据 (2020-2024)               | 19 |
| 图表 43: 2025 年分红预测与驱动因素                         | 19 |
| 图表 44: 资产负债表关键指标 (2020-2024)                   | 19 |
| 图表 45: 资本配置与回报数据 (2020-2025E)                  | 20 |
| 图表 46: 重大并购整合与资产优化 (2021-2024 年)               | 20 |
| 图表 47: 重点项目资本效率 (2024 年)                       | 20 |
| 图表 48: 管理层持股数据 (2021-2024)                     | 21 |
| 图表 49: 股权激励行权条件 (2024 年)                       | 21 |
| 图表 50: 管理层持股/年薪行业对比 (2024 年)                   | 21 |
| 图表 51: 管理层持股对决策的影响                             | 21 |
| 图表 52: 美国 LNG 出口 (2020-2030 年)                 | 22 |
| 图表 53: ET 核心出口终端布局                             | 22 |
| 图表 54: ET 与 CapturePoint 合作项目核心数据 (2024-2028E) | 22 |
| 图表 55: 2024 年碳捕集行业项目对比                         | 23 |
| 图表 56: 全球蓝氨市场增长与 ET 出口规划 (2020-2030 年)         | 23 |
| 图表 57: ET 公司产能与价格假设                            | 24 |
| 图表 58: 分板块盈利预测 (百万美元)                          | 25 |
| 图表 59: 整体盈利预测 (百万美元)                           | 26 |
| 图表 60: 可比公司估值表                                 | 26 |
| 图表 61: Energy TransferPE-Bands                 | 27 |
| 图表 62: Energy TransferPB-Bands                 | 27 |

## 投资概要

### 核心逻辑

Energy Transfer (ET US) 作为美国能源基础设施龙头企业，凭借其庞大的资产网络、强劲的财务表现及战略扩张能力，在传统能源与能源转型领域形成双重增长引擎。尽管面临监管不确定性和市场波动风险，我们预期公司盈利与分红双重增长(调整后 EBITDA 与 DPS 三年预测期 CAGR 分别为 5%/3%)。2025 年公司预期股息率 7.9%、估值水平低于行业平均 (2025 年 EV/EBITDA 8.9x vs 同行 10.7x)，当前时点具备长期投资价值。

**短期催化 (6-12 个月) 博弈周期复苏与政策催化。**我们预计 25Q2 调整后 EBITDA 达 41 亿美元(yoy+12%)，Hugh Brinson 管道一期 475 MMcf/d 处理能力投产，贡献收入增量 3.2 亿美元；Lake Charles LNG 二期获 DOE 审批概率提升，若落地可提前锁定 2026 年预期产能。估值下行空间有限，当前股价对应 2025 年 EV/EBITDA 8.9x，位于近五年估值 20% 分位数。

**长期催化 (1-3 年) 锁定现金流增长与能源转型红利。**能源转型下 ET 的“基础设施红利”持续释放，全产业链布局契合全球天然气需求结构性增长。能源需求可预见性高，EIA 预测美国 LNG 出口量 2030 年预计达 240 MTPA (2024 年 120 MTPA)，我们预计 ET 占比有望从当前 0% 提升至 7%；美国电力研究所 (EPRI) 预测 2025-2030 年美国数据中心电力需求年增 15%，公司已锁定 1.2GW 供应协议，2026 年有望贡献收入 8 亿美元。资产壁垒与分红优势，13 万英里管道网络垄断 Permian 等核心产区，公司收入主要来自长期合同(我们预计 2025-2027 年有望保持在 85% 左右)，提供持续现金流。

### 有别于市场的观点

**市场担心能源价格变化影响公司盈利，固定费率主导收入构筑护城河。**我们认为公司以固定费率为主的收入和利润 (2024 年 EBITDA 占比 90% 左右) 构筑护城河。经过历史验证，公司盈利和能源价格相关性较弱，2020 年油价同比下跌 32%、天然气价同比下跌 21% 时公司 EBITDA 仅微降 5%。

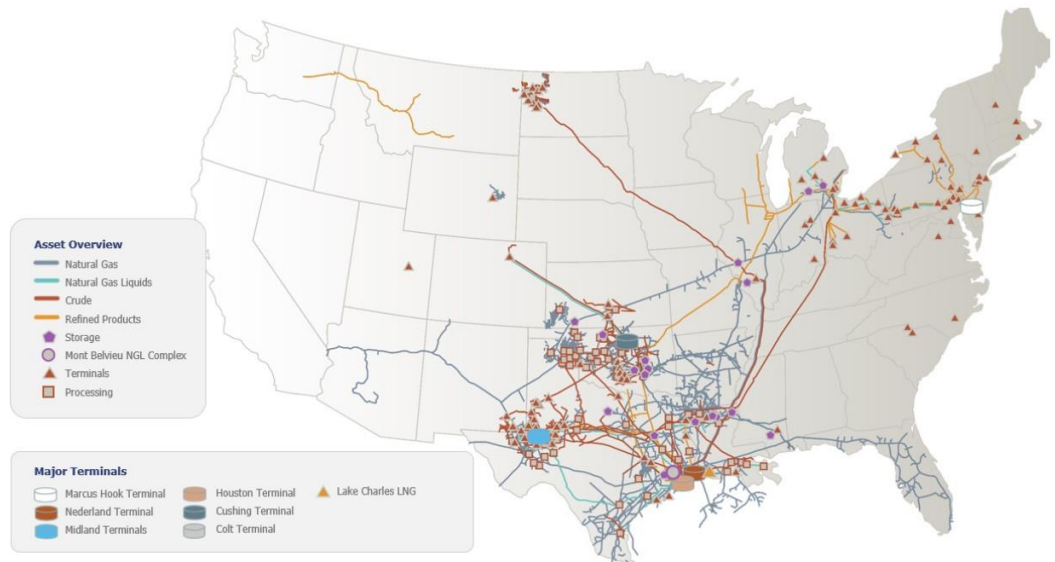
**市场担忧 LNG 出口的不确定性，公司锁定长协确保基建红利释放。**Lake Charles LNG 已锁定 14.5 MTPA 长协 (有望于 2029 年投产)，且美国 LNG 出口 2030 年将达 240 MTPA，ET 份额有望升至 7%，基建红利或将逐步释放。

**市场低估管理层利益绑定的经营效率激励效果，资本配置效率被低估。**2024 年 CEO 持股市值达年薪 7.1 倍 (同业 4.5 倍)，且股权激励挂钩 ROIC (2024 年达到 12.3%，触发 94% 行权)，资本配置效率被低估。

# Energy Transfer: 美国领先的中游能源基础设施公司

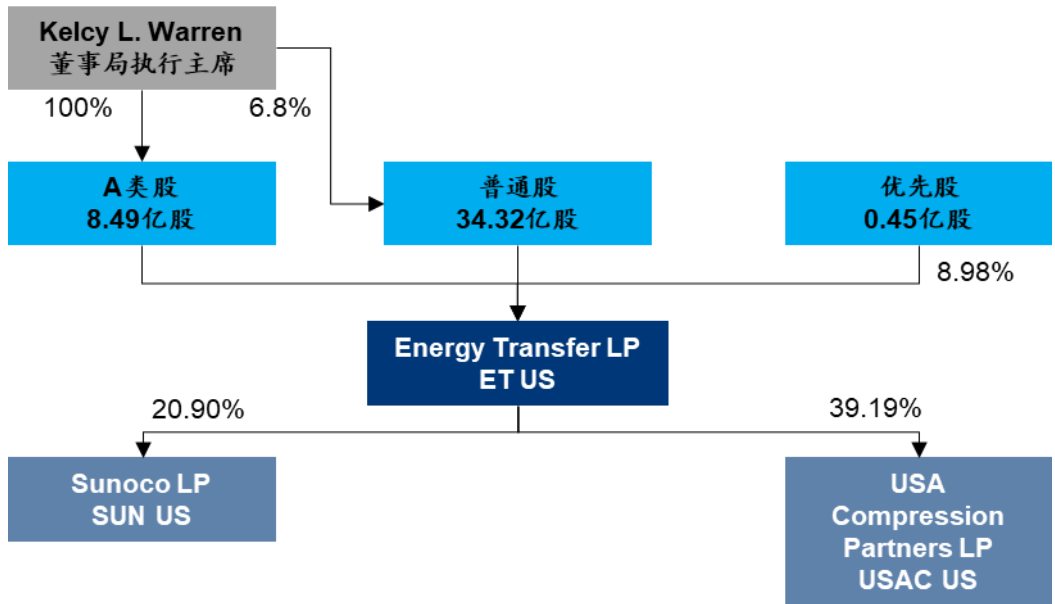
ET 是北美最大的能源基础设施公司之一。公司专注于天然气、原油、NGL（轻烃）及精炼产品的输送、储存与营销。公司通过多元化的资产网络覆盖全美主要能源产区与消费市场，形成一体化业务布局。公司资产规模庞大，2024 年末拥有 13 万英里油气管网、12.9 Bcf/d 天然气处理能力及 7.8 MMBbls/d 原油输送能力，全球最大 NGL 分馏设施及多个战略终端。2024 年公司以 31 亿美元收购 WTG Midstream，与 Sunoco LP 成立 ET-S Permian 合资企业，强化 Permian Basin 开发、天然气发电需求及全球 NGL 出口，未来增长可期。

图表1: ET 的资产分布图（截至 2024 年末）



资料来源：公司公告、华泰研究

图表2: ET 的股权结构图（截至 2025 年 2 月）

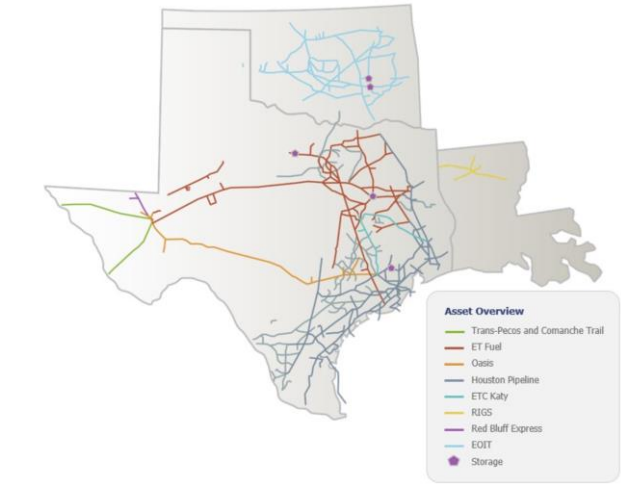


资料来源：公司公告、华泰研究

六大主营业务板块，形成全产业链覆盖

天然气输送与储存。1)州内输送:截至2024年末管道网络达到12,302英里,连接 Permian、Haynesville 等核心产区,服务德克萨斯及俄克拉荷马市场。2)州际输送:截至2024年末管道网络达到27,175英里,覆盖佛罗里达至加利福尼亚,接入全美主要供需枢纽。3)储存设施:拥有5个天然气储存库,截至2024年末储气能力达到236 Bcf,提供灵活调峰能力。4) LNG 项目: Lake Charles LNG 出口终端开发中,已签署多个长期承购协议,供应客户包括 MidOcean (拟投资并锁定30%权益)、Chevron、Shell、新奥股份、日本九州电力与中国燃气等。

图表3: 州内输送板块资产分布 (2024 年末)



资料来源:公司公告、华泰研究

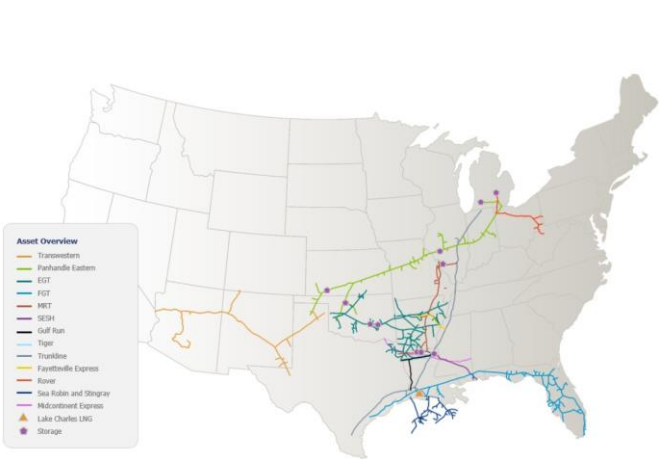
图表4: 州内输送管道与储存设施明细 (2024 年末)

| 资产名称                       | 持股比例 | 管道长度          | 输气能力        | 储气能力        |
|----------------------------|------|---------------|-------------|-------------|
|                            |      | 英里            | Bcf/d       | Bcf         |
| ET Fuel System             | 100% | 3,270         | 5.2         | 11.2        |
| Oasis Pipeline             | 100% | 750           | 2.0         | -           |
| Houston Pipeline System    | 100% | 3,920         | 5.3         | 52.5        |
| ETC Katy Pipeline          | 100% | 460           | 2.9         | -           |
| RIGS                       | 100% | 450           | 2.1         | -           |
| EOIT                       | 100% | 2,200         | 2.4         | 24.0        |
| Comanche Trail Pipeline    | 16%  | 195           | 1.1         | -           |
| Trans-Pecos Pipeline       | 16%  | 140           | 1.4         | -           |
| Red Bluff Express Pipeline | 70%  | 120           | 1.4         | -           |
| Pelico Pipeline            |      | 630           |             |             |
| Lobo Pipeline              |      | 167           |             |             |
| <b>Total</b>               | -    | <b>12,302</b> | <b>23.8</b> | <b>87.7</b> |

注: RIGS - Regency Intrastate Gas System; EOIT - Enable Oklahoma Intrastate Transmission

资料来源:公司公告、华泰研究

图表5: 州际输送板块资产分布 (2024 年末)



资料来源:公司公告、华泰研究

图表6: 州际输送管道与储存设施明细 (2024 年末)

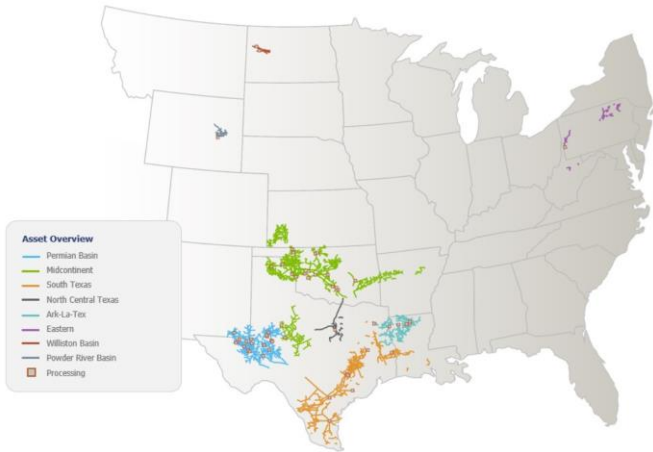
| 资产名称                          | 持股比例  | 管道长度          | 输气能力        | 储气能力         |
|-------------------------------|-------|---------------|-------------|--------------|
|                               |       | 英里            | Bcf/d       | Bcf          |
| FGT                           | 50%   | 5,380         | 4.1         | -            |
| Transwestern Pipeline         | 100%  | 2,590         | 2.1         | -            |
| Panhandle Eastern Pipe Line   | 100%  | 6,300         | 2.8         | 57           |
| Trunkline                     | 100%  | 2,190         | 0.9         | 13           |
| Tiger                         | 100%  | 200           | 2.4         | -            |
| Fayetteville Express Pipeline | 50%   | 185           | 2           | -            |
| Sea Robin Pipeline            | 100%  | 765           | 2           | -            |
| Stingray Pipeline             | 100%  | 335           | 0.4         | -            |
| Rover Pipeline                | 32.6% | 720           | 3.4         | -            |
| Midcontinent Express Pipeline | 50%   | 510           | 1.8         | -            |
| EGT                           | 100%  | 5,700         | 4.8         | 29.3         |
| MRT                           | 100%  | 1,675         | 1.7         | 48.9         |
| SESH                          | 50%   | 290           | 1.1         | -            |
| Gulf Run Pipeline             | 100%  | 335           | 3           | -            |
| <b>Total</b>                  |       | <b>27,175</b> | <b>32.5</b> | <b>148.2</b> |

注: FGT - Florida Gas Transmission; EGT - Enable Gas Transmission; MRT - Mississippi River Transmission; SESH - Southeast Supply Header

资料来源:公司公告、华泰研究

中游业务。1) 处理能力领先,截至2024年末天然气处理能力达到12.9 Bcf/d,重点布局 Permian Basin、Midcontinent、South Texas 等。2) 一体化优势,处理厂与输送管道协同,保障原料供应与产品外输效率。

图表7：中游板块资产分布（2024 年末）



资料来源：公司公告、华泰研究

图表8：中游资产明细（2024 年末）

| 资产名称                | 气体净处理能力<br>MMcf/d |
|---------------------|-------------------|
| Permian Basin       | 4,945             |
| Midcontinent        | 2,865             |
| South Texas         | 2,530             |
| Ark-La-Tex          | 922               |
| North Central Texas | 700               |
| Williston Basin     | 400               |
| Powder River Basin  | 345               |
| Eastern             | 200               |
| <b>Total</b>        | <b>12,907</b>     |

资料来源：公司公告、华泰研究

**NGL 与炼化产品。**1)分馏与出口:Mont Belvieu 分馏中心(2024 年末产能 1,150 MBbls/d)、Nederland 与 Marcus Hook 出口终端，全球最大 NGL 出口商之一，2024 年出口至 55 国。2) 管道网络：2024 年末 NGL 管道达到 5,700 英里、连接产区与终端，Mariner East 系统服务东北部页岩气产区。

图表9：NGL 与炼化产品资产明细（2024 年末）

| 资产名称                      | 管道长度<br>英里    | 分馏与处理能力<br>MBbls/d | 储存能力<br>MBbls  |
|---------------------------|---------------|--------------------|----------------|
| <b>NGL 管道</b>             | <b>5,700</b>  |                    |                |
| Gulf Coast NGL Express    | 900           | -                  | -              |
| West Texas Gateway        | 510           | -                  | -              |
| Other Permian Basin NGL   | 1,600         | -                  | -              |
| Mariner East              | 680           | -                  | -              |
| Mariner West              | 450           | -                  | -              |
| Mont Belvieu to Nederland | 270           | -                  | -              |
| White Cliffs              | 540           | -                  | -              |
| Other NGL                 | 750           | -                  | -              |
| <b>NGL 分馏和储存设施</b>        |               | <b>1,185</b>       | <b>86,800</b>  |
| Mont Belvieu NGL Complex  | -             | 1,150              | 62,000         |
| Spindletop                | -             | -                  | 8,000          |
| Crestwood assets          | -             | -                  | 10,000         |
| ET Geismar Olefins        | -             | 35                 | -              |
| Hattiesburg               | -             | -                  | 5,200          |
| Cedar Bayou               | -             | -                  | 1,600          |
| <b>NGL 终端</b>             |               |                    | <b>9,960</b>   |
| Nederland                 | -             | -                  | 3,100          |
| Marcus Hook               | -             | -                  | 6,000          |
| Inkster                   | -             | -                  | 860            |
| <b>炼化产品管道</b>             | <b>3,760</b>  |                    |                |
| Eastern region            | 1,580         | -                  | -              |
| Midcontinent region       | 480           | -                  | -              |
| Southwest region          | 590           | -                  | -              |
| Inland                    | 610           | -                  | -              |
| J.C. Nolan Pipeline       | 500           | -                  | -              |
| <b>炼化产品终端</b>             |               |                    | <b>17,360</b>  |
| Eagle Point               | -             | -                  | 6,700          |
| Marcus Hook Terminal      | -             | -                  | 930            |
| Marcus Hook Tank Farm     | -             | -                  | 1,900          |
| Marketing Terminals       | -             | -                  | 7,700          |
| J.C. Nolan Terminal       | -             | -                  | 130            |
| <b>Total</b>              | <b>18,920</b> | <b>2,370</b>       | <b>228,240</b> |

资料来源：公司公告、华泰研究

图表10: NGL 与炼化产品板块资产分布 (2024 年末)



资料来源: 公司公告、华泰研究

**原油输送与服务。**1)管道与终端:2024 年末拥有 17,950 英里原油管道, Cushing、Nederland 等枢纽终端储存容量达 7,300 万桶。2)ET-S Permian 合资企业:2024 年末公司持股 67.5%, 2024 年末整合 Permian Basin 超 5,000 英里集输管道, 原油日处理能力超 100 万桶。

图表11: 原油输送与服务板块资产分布 (2024 年末)



\*Also includes crude & water gathering assets in the Williston & Permian regions

资料来源: 公司公告、华泰研究

图表12: 原油输送与服务资产明细 (2024 年末)

| 资产名称                               | 持股比例   | 管道长度          |               | 储气能力 |
|------------------------------------|--------|---------------|---------------|------|
|                                    |        | 英里            | MBbls         |      |
| Dakota Access Pipeline             | 36.4%  | 1,170         | -             |      |
| Energy Transfer Crude Oil Pipeline | 36.4%  | 745           | -             |      |
| Bayou Bridge Pipeline              | 60.0%  | 210           | -             |      |
| West Texas Gulf Pipeline           | 100.0% | 584           | -             |      |
| Permian Express Pipelines          | 87.7%  | 1,004         | -             |      |
| ET-S Permian                       | 67.5%  | 5,000         | 11,000        |      |
| Wattenberg Oil Trunkline           | 100.0% | 75            | 360           |      |
| White Cliffs Pipeline              | 54.3%  | 530           | 100           |      |
| Maurepas Pipeline                  | 51.0%  | 35            | -             |      |
| Mid Valley Pipeline                | 100.0% | 1,040         | -             |      |
| Cushing Pipeline                   | 100.0% | 745           | -             |      |
| Wink to Webster Pipeline           | 5.0%   | 642           | -             |      |
| Other pipeline                     | 100.0% | 6,150         | -             |      |
| Nederland Terminal                 | 100.0% | -             | 30,000        |      |
| Marcus Hook Terminal               | 100.0% | -             | 1,000         |      |
| Houston Terminal                   | 100.0% | -             | 18,200        |      |
| Cushing Terminal                   | 100.0% | -             | 9,500         |      |
| Patoka Terminal                    | 87.7%  | -             | 1,900         |      |
| Price River Terminal               | 55.0%  | -             | 200           |      |
| Colt Hub                           | 100.0% | 20            | 1,200         |      |
| <b>Total</b>                       |        | <b>17,950</b> | <b>73,460</b> |      |

注: ET-S Permian 为 ET 与 Sunoco LP 的合资企业

资料来源: 公司公告、华泰研究

**对 Sunoco LP 和 USAC 的投资。**1) Sunoco LP (SUN US, 截至 2025 年 2 月 7 日 ET 持股 20.9%) 是全美领先燃料分销商, 覆盖 7,400 个零售点, 贡献稳定分销收入。2) USAC (USAC US, 截至 2025 年 2 月 6 日 ET 持股 39.19%) 是压缩服务龙头, 390 万马力设备支持油气生产与输送, 长期合同保障现金流。



图表13: USAC 的压缩设备明细 (截至 2024 年末)

| 单台设备马力          | 设备组总马力    | 设备台数  | 新订购马力  | 新订购台数 | 总马力       | 总台数   | 马力占比    | 台数占比    |
|-----------------|-----------|-------|--------|-------|-----------|-------|---------|---------|
| 小马力             |           |       |        |       |           |       |         |         |
| <400            | 495,258   | 2,908 | -      | -     | 495,258   | 2,908 | 12.80%  | 54.00%  |
| 大马力             |           |       |        |       |           |       |         |         |
| >400 and <1,000 | 419,980   | 720   | -      | -     | 419,980   | 720   | 10.80%  | 13.40%  |
| >1,000          | 2,946,864 | 1,752 | 10,000 | 4     | 2,956,864 | 1,756 | 76.40%  | 32.60%  |
| 小计              | 3,366,844 | 2,472 | 10,000 | 4     | 3,376,844 | 2,476 | 87.20%  | 46.00%  |
| 合计              | 3,862,102 | 5,380 | 10,000 | 4     | 3,872,102 | 5,384 | 100.00% | 100.00% |

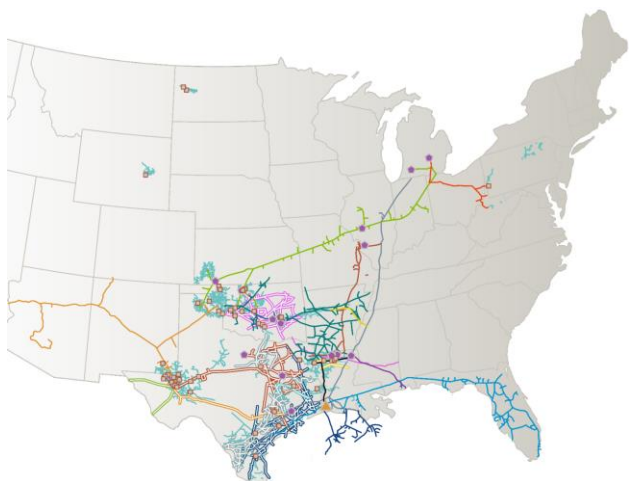
资料来源: 公司公告、华泰研究

其他业务。天然气营销、电力交易、压缩设备租赁及碳捕集等新兴领域布局。

## 不可替代的资产网络：全美能源流动的“基础设施骨干”

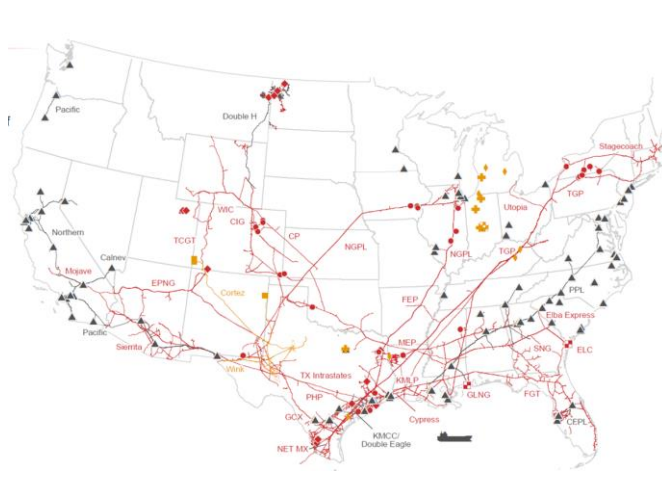
美国油气管道行业已形成“寡头垄断+公共承运”的成熟体系。截至 2024 年美国天然气管道总长度达到 97 万英里（在运 88.5 万英里），其中收集管道（gathering pipelines）50.1 万英里，长输管道（transmission pipelines）36.4 万英里，分销管道（distribution pipelines）10.5 万英里。地理分布集中于能源产区与消费枢纽，从生产区域来看，阿巴拉契亚山区和围绕得克萨斯州的中南地区是主要产区，Permian 盆地作为页岩油气核心产区，管道里程超 11.5 万公里，占全国干线 15%。美国油气管道行业呈现“四大巨头主导、区域企业补充”的格局，TOP 4 企业控制核心干线网络的 75%；为确保公平准入，管道公司仅提供运输服务（收取管输费），不允许参与油气交易。

图表14：Energy Transfer 天然气管道覆盖范围



资料来源：公司公告、华泰研究

图表15：Kinder Morgan 天然气管道覆盖范围



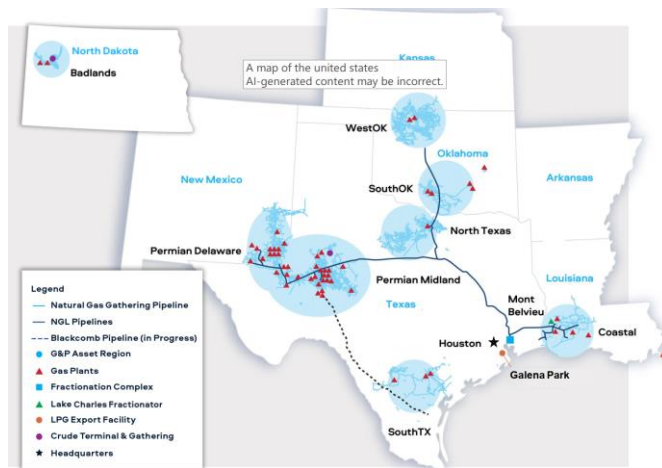
资料来源：公司公告、华泰研究

图表16：Enterprise Products 天然气管道覆盖范围



资料来源：公司公告、华泰研究

图表17：Targa Resources 天然气管道覆盖范围



资料来源：公司公告、华泰研究

ET 拥有全美最大中游资产布局。截至 2024 年末 ET 拥有超过 13 万英里的油气管道、占全美总里程的 18%，覆盖天然气、原油、NGL 三大品类，远超 Kinder Morgan（7 万英里）和 Enbridge（5.2 万英里）。ET 的天然气管运营管网达到 10.5 万英里（含中游采气管道 6.75 万英里），最大处理能力超 55 Bcf/d，储存容量达 236 Bcf；天然气管网覆盖 Permian、Eagle Ford、Haynesville、Marcellus 等核心产区，连接墨西哥湾出口枢纽及东北部消费市场，形成“能源高速公路”。ET 的原油输送能力 7.8 MMBbls/d，出口能力 1.85 MMBbls/d，连接全美 44% 的炼油产能。Mont Belvieu 枢纽是全球最大 NGL 分馏中心，处理能力 1.3 MMBbls/d、占全美 30%，出口能力超 1.1 MMBbls/d（Nederland 和 Marcus Hook 终端）。

图表18：ET vs 美国主要中游企业资产规模对比（2024 年）

| 指标                     | Energy Transfer (ET) | Kinder Morgan (KMI) | Enbridge (ENB)     | ET 行业地位              |
|------------------------|----------------------|---------------------|--------------------|----------------------|
| 管道总里程                  | 13 万英里 (18%)         | 7 万英里 (9.7%)        | 5.2 万英里 (7.2%)     | 全美最长油气管道网络           |
| 天然气处理能力                | 21.0 Bcf/d (15%)     | 15.5 Bcf/d (11%)    | 12.0 Bcf/d (8.5%)  | Permian/Marcellus 主导 |
| NGL 分馏能力               | 1.3 MMBbls/d (30%)   | 0.9 MMBbls/d (20%)  | 0.7 MMBbls/d (16%) | Mont Belvieu 全球最大枢纽  |
| 原油运输量                  | 7.8 MMBbls/d (22%)   | 5.5 MMBbls/d (17%)  | 4.8 MMBbls/d (15%) | Permian 至墨西哥湾主导      |
| 地下储存能力                 | 430 MMBbls (NGL/原油)  | 310 MMBbls (22%)    | 280 MMBbls (20%)   | 盐穴储存占全美 40%          |
| LNG 出口产能（在建）           | 16.2 MTPA (2026 年投产) | 8.0 MTPA (已投产)      | 4.5 MTPA (已投产)     | 规划产能全美第一             |
| 费用型收入占比                | 85% (长期合同)           | 78%                 | 72%                | 现金流稳定性行业领先           |
| 2024 年 Adjusted EBITDA | \$15.5B (YoY+12%)    | \$12.8B (YoY+8%)    | \$11.5B (YoY+6%)   | 利润规模行业第一             |

注：(%)为全美市场份额  
资料来源：Bloomberg、公司公告、华泰研究

**关键节点垄断。**Mont Belvieu（全球 NGL 定价中心）、Cushing（原油期货交割地）、Lake Charles（LNG 出口）等战略枢纽掌控全美能源流量，坐拥“地理护城河”。美国页岩产区的管道网络具有自然垄断属性，公司覆盖四大页岩盆地核心产区，其中在 Permian Basin 和 Marcellus 的管道网络覆盖度达 85%/70%，新进入者需支付高昂接驳费用或绕行 150 英里以上，客户切换成本高。ET 计划于 2026 年投产 Hugh Brinson 管道，有望新增 2.0 MMBbls/d 原油外运能力，直接服务 Chevron、ExxonMobil 等头部生产商，较铁路运输有成本优势。

图表19：ET 四大页岩盆地资源控制能力（2024 年）

| 页岩盆地            | ET 资产占比 | 关键基础设施                                                              | 2024 年核心运营数据                                                  | 竞争优势                                        |
|-----------------|---------|---------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|---------------------------------------------|
| Permian         | 28%     | Hugh Brinson 管道（2026 年投产，200 MBbls/d）<br>Waha 处理中心（275 MMcf/d）      | 原油收集量：6.6 MMBbls/d（占盆地总产 28%）<br>天然气收集量：20.3 Bcf/d（占盆地总产 25%） | 直接服务 Diamondback、EOG 等头部生产商，管道网络覆盖盆地 85% 产区 |
| Marcellus/Utica | 35%     | Mountain Valley Pipeline（49%股权，2 Bcf/d）<br>Mingo 处理厂（800 MMcf/d）    | 天然气收集量：8.0 Bcf/d（占盆地总产 35%）<br>NGL 产量：190 MBbls/d（占盆地副产 30%）  | 低成本接入阿巴拉契亚过剩气源，避开本地瓶颈，直供东南沿海                |
| Haynesville     | 22%     | Tiger Pipeline（2 Bcf/d，连接 Gulf Coast）<br>Bistineau 处理系统（450 MMcf/d） | 天然气收集量：4.5 Bcf/d（占盆地总产 22%）<br>伴生 NGL 回收率：15%（行业平均 12%）       | 控制路易斯安那州核心产区，低成本服务 Cheniere LNG 出口          |
| Eagle Ford      | 15%     | South Texas System（1.9 Bcf/d 处理能力）<br>Rio Bravo 原油管道（100 MBbls/d）   | 原油收集量：1.2 MMBbls/d（占盆地总产 15%）<br>凝析油处理量：300 MBbls/d           | 靠近 Corpus Christi 炼化集群，缩短运输半径 150 英里        |

资料来源：Bloomberg、公司公告、华泰研究

**规模经济与成本控制。**1) 原油运输成本：2024 年 ET 在 Permian Basin 的运输成本为 \$1.20/Bbls，比 KMI 低 15%，比 Enbridge 低 22%，主要得益于管道网络密集，减少重复建设。2) NGL 分馏成本：2024 年 Mont Belvieu 枢纽的单位分馏成本为 \$0.80/Bbls，比行业平均低 20%，通过规模化采购设备和集中维护实现。3) 天然气处理：Waha 处理中心采用膜分离技术，能耗比传统胺法低 25%，2024 年单位处理成本仅 \$0.12/Mcf（行业平均 \$0.18/Mcf）。

图表20：关键业务单位成本对比表（2024 年）

| 业务板块          | ET           | Kinder Morgan | Enbridge    | 成本优势来源                      |
|---------------|--------------|---------------|-------------|-----------------------------|
| 天然气处理         | \$0.12/Mcf   | \$0.18/Mcf    | \$0.15/Mcf  | 膜分离技术、规模效应（处理量 21 Bcf/d）    |
| NGL 分馏        | \$0.80/Bbls  | \$1.05/Bbls   | \$1.10/Bbls | Mont Belvieu 枢纽规模化、低温分馏工艺优化 |
| 原油运输（Permian） | \$1.20/Bbls  | \$1.50/Bbls   | \$1.70/Bbls | 管道密度高、X80 级钢材减少压降损耗         |
| LNG 液化（在建）    | \$2.20/MMBtu | \$2.80/MMBtu  | \$3.10/MMB  | -                           |

资料来源：Bloomberg、公司公告、华泰研究

图表21：2019-2023 年 ET 关键业务单位成本变化趋势

| 年份   | 天然气处理<br>(\$/Mcf) | NGL 分馏<br>(\$/Bbls) | 原油运输<br>(\$/Bbls) | 核心驱动事件                              |
|------|-------------------|---------------------|-------------------|-------------------------------------|
| 2019 | 0.18              | 1.10                | 1.80              | 传统胺法处理为主，规模效应尚未完全释放                 |
| 2020 | 0.16 (-11%)       | 1.00 (-9%)          | 1.60 (-11%)       | 启动膜分离技术试点，Permian 管道密度提升 10%        |
| 2021 | 0.14 (-13%)       | 0.90 (-10%)         | 1.40 (-13%)       | Mont Belvieu 分馏厂扩建（+300MMBbls/d 产能） |
| 2022 | 0.13 (-7%)        | 0.85 (-6%)          | 1.30 (-7%)        | 数字化调度系统全面上线，能耗降低 15%                |
| 2023 | 0.12 (-8%)        | -                   | -                 | -                                   |

资料来源：Bloomberg、公司公告、华泰研究

## 高可预见性现金流：长期合约“熨平”周期波动

“照付不议”模式主导。ET 的“照付不议”（Take-or-Pay）模式通过长期合同锁定客户最低用量，即使实际用量未达约定，客户仍需支付固定费用。公司对投资级企业（如 ExxonMobil、Shell、Chevron 等）采用宽松条款，而对中小能源公司要求预付款或抵押，保障收入的现金质量。2024 年公司 87% 收入来自固定费用合同，州际管道固定费率的收入占 95%，FERC 批准的费率调整周期为 3-5 年，现金流可预测性强。截至 2024 年末公司在手合同加权剩余期限达到 8.3 年、部分关键资产（如 Mont Belvieu 分馏厂）合同期限达 10-15 年，在能源转型加速情景下，可为公司的战略调整提供充足缓冲期；通胀挂钩合同占比 52%，甲烷监测设备升级费用通过“费率机制调整项”向客户分摊，确保收入与成本同步增长。

图表22：ET 关键业务板块合同结构对比表（2024 年）

| 业务板块          | 固定费用合同占比 | 合同加权期限  | 核心客户类型                    | 合同条款特征                                 | 财务影响                              |
|---------------|----------|---------|---------------------------|----------------------------------------|-----------------------------------|
| 州际管道          | 95%      | 10-12 年 | Shell、Chevron、ExxonMobil  | FERC 监管费率，需求费占比 60%（固定）+ 使用费占比 40%（浮动） | 现金流波动率 < 5%，支撑 80% 以上 EBITDA      |
| NGL 分馏        | 80%      | 8-10 年  | Dow、LyondellBasell、出口商    | 处理费挂钩 NGL 价格（固定比例），最低处理量承诺             | 分馏利润率稳定在 \$0.80-\$1.00 / 桶，抗周期能力强 |
| 储存服务          | 75%      | 5-7 年   | 公用事业公司、工业用户               | 容量预订费（固定）+ 实际使用费（浮动），库容利用率超 90%        | 运营成本占收入比 < 30%，毛利率 > 70%          |
| 原油运输（Permian） | 70%      | 6-8 年   | Diamondback、EOG Resources | 管道预订费（固定）+ 燃油附加费（浮动），运输效率提升 30%        | 单位成本比行业低 20%，贡献 15% 总现金流          |
| LNG 液化外运（筹划）  | 100%     | 20 年    | 新奥股份、日本 JERA              | 照付不议条款，液化费挂钩亨利港气价（固定比例）                | 投产后续预计贡献 \$2.20/MMBtu 稳定收入        |

资料来源：公司公告、华泰研究

图表23：合同结构示例（以 Dakota Access 管道为例）

| 条款类型   | 具体内容                                          |
|--------|-----------------------------------------------|
| 基础费用   | \$0.85/Bbls • 百英里（2024 年费率），年化费率涨幅为 CPI+0.5%  |
| 最低承诺量  | 客户 A：500MBbls/d（占管道设计产能的 18%），违约罚金为约定费用的 120% |
| 超额激励   | 实际用量超承诺量部分享受 8 折费率                            |
| 不可抗力条款 | 仅限战争、极端天气等宏观风险，疫情类风险不在豁免范围                    |
| 抵押要求   | 非投资级客户需提供相当于 3 个月费用的信用证担保                     |

资料来源：公司公告、华泰研究

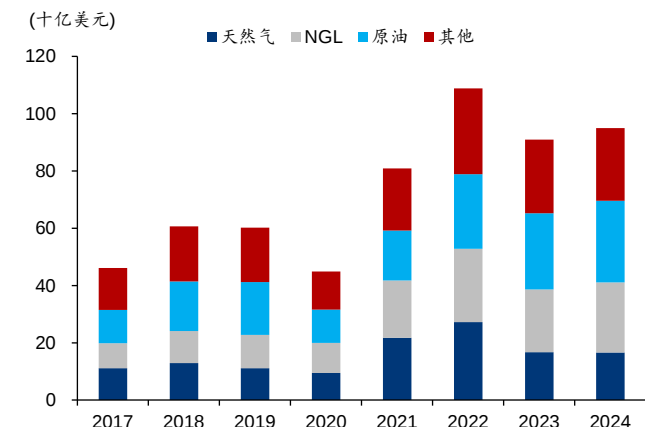
图表24：ET 的收入/合同结构，与竞争对手差异化优势（2024 年）

| 维度        | Energy Transfer | Kinder Morgan | Enbridge        |
|-----------|-----------------|---------------|-----------------|
| 固定费用合同占比  | 85%             | 70%           | 65%             |
| 合同加权期限    | 8.3 年           | 5-6 年         | 6-7 年           |
| 州际管道收入稳定性 | 95% 固定费率合同      | 89% 照付不议条款    | 75% 固定 + 25% 浮动 |
| 客户投资级占比   | 80%             | 60%           | 50%             |
| 单位成本优势    | 比行业低 15%-20%    | 行业平均水平        | 比行业高 5%-10%     |

资料来源：Bloomberg、公司公告、华泰研究

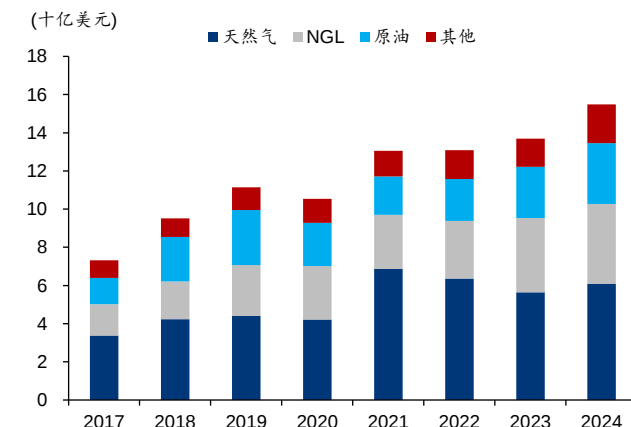
多元化收入结构。ET 通过天然气、NGL、原油、其他产品四大板块的协同布局，2024 年收入占比中天然气 17%、NGL 26%、原油 30%，EBTIDA 占比中天然气 39%、NGL 27%、原油 21%，抵御单一品类价格波动。我们以 2024 年数据测算，若天然气价下跌 30%，收入仅下降 9%，因 70% 收入为固定费；若原油价下跌 50%，EBITDA 影响 < 5%，因 85% 原油收入来自管道运输费。2020-2024 年调整后 EBITDA CAGR 为 8.3%，波动率（标准差）仅 4.2%，显著低于纯上游能源企业（如 EOG: 15.7%）。

图表25：2017-2024 年 ET 的收入结构变化



资料来源：公司公告、华泰研究

图表26：2017-2024 年 ET 的 EBITDA 结构变化



资料来源：公司公告、华泰研究

**全产业链布局分散风险。**ET 通过全产业链布局实现风险分散，客户结构覆盖上游生产商、中游加工商及下游工业用户，避免单一行业依赖。其中，NGL 分馏业务的客户中，40%为石化企业，30%为出口商，30%为炼油厂。

图表27：ET 客户类型分布（2020-2024 收入贡献占比）

| 客户类型   | 定义                                            | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
|--------|-----------------------------------------------|------|------|------|------|------|
| 上游生产商  | 页岩油气开采企业（如 Permian Basin 运营商）                 | 42%  | 40%  | 38%  | 35%  | 32%  |
| 中游加工商  | 天然气处理厂、NGL 分馏设施合作方                            | 33%  | 35%  | 37%  | 38%  | 40%  |
| 下游工业用户 | 炼油厂、化工厂、LNG 出口商                               | 25%  | 25%  | 25%  | 27%  | 28%  |
| 多元化指数  | $1 - \Sigma (\text{占比}^2)$ ，数值越接近 1 表示客户结构越分散 | 0.68 | 0.71 | 0.73 | 0.77 | 0.81 |

注：10-K 文件“Major Customers”披露及行业需求模型推算

资料来源：公司公告、华泰研究测算

图表28：ET 的 NGL 分馏业务客户结构历史数据

| 年份   | 石化厂占比 | 出口商占比 | 炼油厂占比 | 关键事件影响                                      |
|------|-------|-------|-------|---------------------------------------------|
| 2020 | 38%   | 25%   | 37%   | 疫情导致全球石化需求下降，亚洲 LNG 进口减少，炼油厂低毛利产品需求上升       |
| 2021 | 40%   | 28%   | 32%   | 美国化工产能复苏（如乙烷裂解装置投产），欧洲能源危机前出口暂稳             |
| 2022 | 37%   | 33%   | 30%   | 收购 NuStar 能源，Corpus Christi 终端扩容，出口能力提升 15% |
| 2023 | 35%   | 35%   | 30%   | 俄乌冲突推高欧洲 NGL 溢价，出口占比首次与石化持平                 |
| 2024 | 34%   | 38%   | 28%   | Lake Charles LNG 二期投运，亚洲氨/丙烯订单增加，炼厂转向氢能原料供应 |

资料来源：公司公告、华泰研究

**抗衰退属性。**ET 在 Permian、Appalachian、Haynesville 三大页岩区保持 30%/35%/35% 的运力平衡，避免单一产区产量衰退冲击。即使油气产量下滑，管道输送需求刚性，如 2020 年原油价格同比下跌 32%，公司调整后 EBITDA 仅微降 5%。LNG 是天然气全球化的关键媒介，而 NGL 则是化工产业链的基础原料，虽同属天然气衍生产品，但在产业链中承担不同角色。ET 通过布局 LNG 出口与 NGL 全产业链（从收集、分馏到出口），实现了传统能源与化工市场的双重布局，增强了抗周期能力。

图表29：ET 在三大页岩区的运力分布

| 页岩区         | 2020 年运力<br>(Bcf/d) | 2020 年占比 | 2022 年运力<br>(Bcf/d) | 2022 年占比 | 2024 年运力<br>(Bcf/d) | 2024 年占比 |
|-------------|---------------------|----------|---------------------|----------|---------------------|----------|
| Permian     | 3.2                 | 28%      | 3.8                 | 29%      | 4.9                 | 30%      |
| Appalachian | 3.5                 | 31%      | 4.3                 | 33%      | 5.7                 | 35%      |
| Haynesville | 4.6                 | 41%      | 5.1                 | 38%      | 5.6                 | 35%      |
| 总运力         | 11.3                | 100%     | 13.2                | 100%     | 16.2                | 100%     |

注：运力占比指 ET 在该产区的管道容量占其总运力的比例；Permian Basin（原油主导）：受油价波动影响较大，但运输需求刚性（原油无法就地储存，必须外运）；Appalachian（天然气主导）：连接东北部消费市场，需求受冬季供暖和发电驱动，价格波动性高；Haynesville（天然气+LNG 出口）：直接供应墨西哥湾 LNG 终端，受益全球化溢价

资料来源：公司公告、华泰研究



图表30：2020 年油价下跌期间 ET 的核心财务表现

| 指标               | 2019 年  | 2020 年  | 变动幅度    |
|------------------|---------|---------|---------|
| 总收入（亿美元）         | 542     | 389     | -28.15% |
| 调整后 EBITDA（亿美元）  | 111     | 105     | -5.47%  |
| EBITDA 利润率       | 20.55%  | 27.03%  | +6.49%  |
| 原油价格（WTI）        | 57 美元   | 39 美元   | -31.60% |
| 天然气价格（Henry Hub） | 2.56 美元 | 2.03 美元 | -20.70% |

资料来源：公司公告、华泰研究

图表31：LNG 与 NGL 对比

|      | LNG                      | NGL                          |
|------|--------------------------|------------------------------|
| 上游来源 | 单一成分（甲烷）的液化形态            | 多组分液态混合物（乙烷、丙烷等）             |
| 核心用途 | 长距离能源运输（船运占比 > 90%）、发电   | 石化原料（乙烯 / 丙烯生产占比 60%）、燃料     |
| 基础设施 | 液化/接收站（高门槛）              | 分馏厂与管道网络                     |
| 价格驱动 | 区域能源价差（如亚洲溢价）            | 石化产品需求（如聚乙烯价格）               |
| 市场风险 | 受全球天然气价格波动影响             | 与原油、化工品价格强相关                 |
| 战略地位 | 长期出口增长                   | 核心现金流来源                      |
|      | 2026 年 Hugh Brinson 管道配套 | 2024 年 NGL 输送量 2.206MMBbls/d |

资料来源：公司公告、华泰研究

### 三重增长引擎：内生+外延+结构性需求红利

**Permian Basin 持续放量。**Permian Basin 是美国最大页岩油产区，ET 通过收购（2021 年 WTG Midstream、2022 年 Crestwood）和新建项目布局 Permian Basin 油气外输。2024 年 Hugh Brinson 管道投产新增处理能力 475 MMcf/d，2025 年规划 Badger、Lenorah II、Mustang Draw 等项目、新增处理能力 675 MMcf/d，总处理能力达 5.9 Bcf/d，我们预计有望支撑未来 2025-2027 年调整后 EBITDA 年化增长 5%。ET-S Permian 合资整合超 5,000 英里集输管道，锁定盆地 30%以上原油外输份额。

图表32： Permian Basin 处理能力与项目进展（2020-2025）

| 指标/年份             | 2020  | 2022  | 2024  | 2025E |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|
| 天然气处理能力（Bcf/d）    | 3.2   | 4.1   | 5.1   | 5.9   |
| 原油集输能力（MMBbls/d）  | 2.8   | 3.5   | 4.2   | 4.5   |
| 新增处理能力（Bcf/d）     | 0.3   | 0.6   | 0.475 | 0.675 |
| 总管道里程（英里）         | 3,200 | 4,100 | 5,000 | 5,500 |
| 市场份额（Permian 外输量） | 22%   | 27%   | 31%   | 34%   |
| EBITDA 贡献（亿美元）    | 12.5  | 18.2  | 24.0  | 28.5  |

注：ET 于 2021 年以 3.5 亿美元收购 WTG Midstream（0.2 Bcf/d）、2022 年以 5.2 亿美元收购 Crestwood（0.1 Bcf/d）；2023 年 ET 扩建 Waha 处理厂（0.15 Bcf/d）；2025 年规划项目包括 Badger（0.25 Bcf/d）、Lenorah II（0.3 Bcf/d）、Mustang Draw（0.125 Bcf/d）

资料来源：公司公告、华泰研究预测

**抢占 LNG 与 NGL 出口的黄金赛道。**Lake Charles LNG 项目（二期）具备 FID 条件、正等待 DOE（美国能源局）审批，截至 2024 年末已签署超 12 MTPA 长期协议、合同年限均为 20 年。Nederland Terminal 计划于 2025 年扩建 250 MBbls/d，Marcus Hook 冷藏储存优化，提升乙烷/丙烷出口灵活性，受益于亚洲需求增长。Mont Belvieu 分馏能力 2026 年扩容至 1.3 MMBbls/d，巩固成本优势。

图表33： Lake Charles LNG 项目产能规划

| 指标         | 建设期（3 年） | 调试期（1 年）      | 投运后                  |
|------------|----------|---------------|----------------------|
| 设计产能（MTPA） | -        | -             | 16.5                 |
| 已签约量（MTPA） | -        | 8.2           | 12.0（目标）             |
| 投资额（亿美元）   | 累计 85    | 追加 15         | 总 100                |
| 客户结构（占比）   | -        | 欧洲 60%、亚洲 40% | 欧洲 50%、亚洲 40%、其他 10% |
| 预期 IRR     | -        | -             | 15%-18%              |

资料来源：公司公告、华泰研究

图表34： Nederland Terminal（原油/NGL 出口）产能规划

| 指标                | 2020   | 2022      | 2024     | 2025（扩建后）    |
|-------------------|--------|-----------|----------|--------------|
| 原油出口能力（MBbls/d）   | 650    | 720       | 800      | 1,050        |
| NGL 出口能力（MBbls/d） | 250    | 300       | 350      | 600          |
| 主要客户              | 壳牌、道达尔 | 埃克森美孚、中石化 | 雪佛龙、台塑石化 | 新增韩国 SK、印度信实 |

资料来源：公司公告、华泰研究

图表35： Marcus Hook 终端（乙烷/丙烷出口）产能规划

| 指标            | 2020    | 2023    | 2025（优化后） |
|---------------|---------|---------|-----------|
| 冷藏储存容量（MBbls） | 12,000  | 15,000  | 18,000    |
| 乙烷出口占比        | 45%     | 55%     | 65%       |
| 丙烷出口占比        | 55%     | 45%     | 35%       |
| 灵活性提升（天）      | 7 天周转周期 | 5 天周转周期 | 3 天周转周期   |

资料来源：公司公告、华泰研究

图表36： Mont Belvieu 分馏中心产能规划

| 指标             | 2020 | 2022 | 2024 | 2026（扩容后） |
|----------------|------|------|------|-----------|
| 分馏能力（MMBbls/d） | 0.95 | 1.05 | 1.15 | 1.3       |
| 单位成本（美元/桶）     | 1.2  | 1.1  | 1    | 0.9       |
| 市场份额（全美占比）     | 38%  | 40%  | 42%  | 45%       |

资料来源：公司公告、华泰研究

受益于天然气发电与数据中心革命。ET 在天然气发电与数据中心革命中构建了“管道输送-电厂供电-数据中心消费”的闭环生态，成为美国能源转型与数字经济浪潮的核心受益者。Hugh Brinson Pipeline 二期计划于 2026 年投运、将新增 1.5-2.2 Bcf/d 外输能力，8 座天然气发电站建设中（10 MW/座）。

图表37： Hugh Brinson Pipeline 分阶段建设与处理能力增长

| 年份    | 新增处理能力 累计处理能力 |                                                    | 资本支出   |                          |
|-------|---------------|----------------------------------------------------|--------|--------------------------|
|       | Bcf/d         | Bcf/d 项目阶段                                         | (百万美元) | 核心驱动                     |
| 2020  | -             | 3.8 原有管道网络                                         | -      | 服务 Permian Basin 传统油气需求  |
| 2021  | 0.13          | 3.93 收购 WTG Midstream (新增 130 MMcf/d)              | 850    | 整合 Permian Basin 天然气收集网络 |
| 2022  | 0.1           | 4.03 收购 Crestwood (新增 100 MMcf/d)                  | 620    | 锁定 Delaware Basin 伴生气资源  |
| 2023  | 0.35          | 4.38 Waha 处理厂扩建及新建支线                               | 450    | 服务 EOG、Chevron 等头部生产商    |
| 2024  | 0.475         | 4.855 Hugh Brinson Pipeline 一期 (475 MMcf/d)        | 1,200  | 直连新建燃气电厂和数据中心            |
| 2025E | 0.675         | 5.53 Badger/Lenora II/Mustang Draw 项目              | 1,500  | 优化 NGL 分馏与出口能力           |
| 2026E | 1.5-2.2       | 7.03-7.73 Hugh Brinson Pipeline 二期 (1.5-2.2 Bcf/d) | 2,000  | 全面服务 ERCOT/PJM 电网负荷增长需求  |

资料来源：公司公告、华泰研究预测

电网负荷激增与调峰需求。ERCOT（德克萨斯州电力可靠性委员会）和 PJM（宾夕法尼亚-新泽西-马里兰互联电网）分别于 2025 年 2 月和 1 月预测，2025-2029 年电网夏季峰值负荷 CAGR 分别为 15%和 19%，迫使电网运营商依赖燃气调峰电厂。ET 的管道网络直接服务新建燃气电厂和数据中心，燃气电厂启停灵活（分钟级响应），可匹配数据中心“瞬时高负荷”需求（如 AI 算力集群）。根据 EIA 2025 年 6 月预测，2025-2026 年美国电力需求年增 2%、天然气总产量年增 1.5%、LNG 出口量年增 16%，ET 有望把握结构性机会。

图表38： 美国电力/天然气需求与 LNG 出口趋势

|                | 2020         | 2021         | 2022         | 2023         | 2024         | 2025E        | 2026E        |
|----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>电力生产总量</b>  | <b>3,898</b> | <b>3,994</b> | <b>4,128</b> | <b>4,084</b> | <b>4,183</b> | <b>4,289</b> | <b>4,389</b> |
| (十亿千瓦时)        |              |              |              |              |              |              |              |
| 电网级发电量         | 4,057        | 4,149        | 4,272        | 4,202        | 4,318        | 4,414        | 4,506        |
| 分布式发电量         | 42           | 49           | 61           | 73           | 85           | 96           | 107          |
| 损耗量            | 201          | 204          | 205          | 191          | 220          | 221          | 224          |
| <b>电力需求总量</b>  | <b>3,856</b> | <b>3,945</b> | <b>4,067</b> | <b>4,011</b> | <b>4,097</b> | <b>4,193</b> | <b>4,283</b> |
| (十亿千瓦时)        |              |              |              |              |              |              |              |
| 居民用电           | 1,465        | 1,470        | 1,509        | 1,450        | 1,490        | 1,517        | 1,511        |
| 商业用电           | 1,287        | 1,328        | 1,391        | 1,408        | 1,434        | 1,474        | 1,541        |
| 工业用电           | 959          | 1,001        | 1,020        | 1,009        | 1,031        | 1,055        | 1,086        |
| 其他用电           | 145          | 146          | 147          | 144          | 142          | 147          | 145          |
| <b>天然气需求总量</b> | <b>83.5</b>  | <b>84.0</b>  | <b>88.5</b>  | <b>89.4</b>  | <b>90.5</b>  | <b>91.3</b>  | <b>91.1</b>  |
| (Bcf/d)        |              |              |              |              |              |              |              |
| 居民用气           | 12.8         | 12.9         | 13.6         | 12.4         | 12.0         | 13.1         | 12.5         |
| 商业用气           | 8.6          | 9.0          | 9.6          | 9.2          | 9.1          | 9.7          | 9.4          |
| 工业用气           | 22.4         | 22.9         | 23.4         | 23.4         | 23.4         | 23.5         | 23.3         |
| 发电用气           | 31.8         | 30.8         | 33.1         | 35.5         | 36.9         | 35.9         | 36.6         |
| 管输损耗           | 2.8          | 3.1          | 3.4          | 3.4          | 3.4          | 3.5          | 3.5          |
| 其他             | 5.1          | 5.3          | 5.4          | 5.5          | 5.7          | 5.6          | 5.8          |
| <b>天然气生产总量</b> | <b>92.4</b>  | <b>94.6</b>  | <b>99.3</b>  | <b>103.6</b> | <b>103.2</b> | <b>105.9</b> | <b>106.4</b> |
| (Bcf/d)        |              |              |              |              |              |              |              |
| 国内消费与库存        | 85.9         | 84.8         | 88.7         | 91.7         | 91.3         | 91.3         | 90.4         |
| LNG 出口         | 6.5          | 9.8          | 10.6         | 11.9         | 11.9         | 14.6         | 16.0         |

资料来源：EIA - Short-Term Energy Outlook, 2025 年 6 月 10 日发布、华泰研究

长期协议锁定收益。ET 与 CloudBurst 数据中心等签订长期供应协议。CloudBurst 数据中心协议覆盖 1.2GW 电力需求，相当于 ET 现有天然气发电装机容量的 30%。协议以固定价格+通胀调整条款设计，抵御天然气价格波动风险。ET 与电网运营商签订“容量+电量”双轨协议，容量费占比 60%、保障固定收，电量费占比 40%、随实际使用浮动，平衡收益稳定性与增长弹性。

图表39：天然气发电站与数据中心协议详情

| 项目              | 容量              | 投运年份      | 协议期限    | 客户/电网                  | 供应保障               | 财务影响                    |
|-----------------|-----------------|-----------|---------|------------------------|--------------------|-------------------------|
| CloudBurst 数据中心 | 1.2 GW          | 2026Q3    | 10 年    | CloudBurst Corporation | 专用管道接入，450BBtu 天然气 | 锁定长期收入，IRR 超 15%        |
| 天然气发电站          | 8×10MW/座        | 2026      | 20 年    | ERCOT/PJM 电网运营商        | 长期供气协议，价格联动机制      | 稳定现金流，支撑 EBITDA 年增 5-7% |
| 其他数据中心协议        | 累计 160 Bcf/d 需求 | 2026-2030 | 10-15 年 | 90+数据中心/发电厂            | 分布式接入，灵活调配资源       | 潜在收入增量超 \$20 亿/年        |

资料来源：公司公告、华泰研究预测

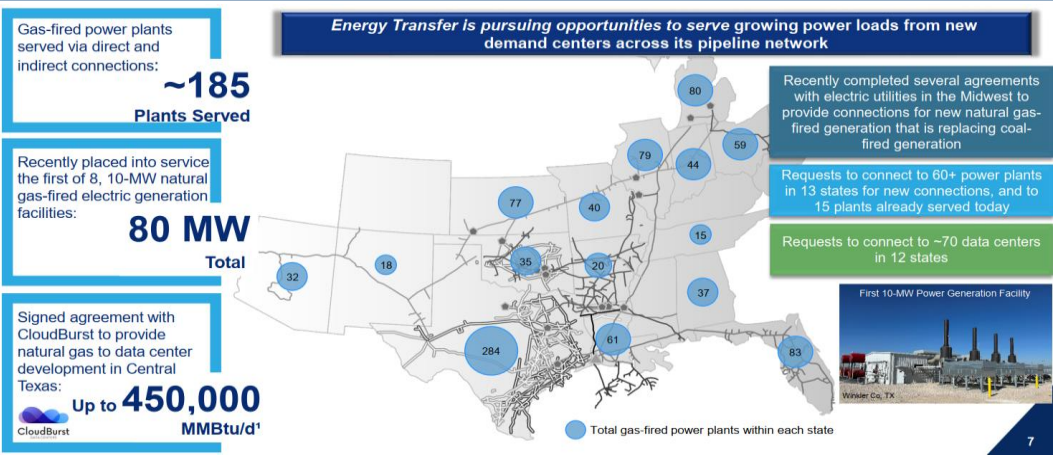
图表40：ET 的重点客户协议

| 客户              | 签约时间   | 协议年限 | 年供应量 (Bcf) | 定价模式                |
|-----------------|--------|------|------------|---------------------|
| ERCOT 电网调峰      | 2023Q3 | 10 年 | 8 (调峰备用)   | 容量费+浮动能源价           |
| CloudBurst 数据中心 | 2024Q1 | 15 年 | 12         | CPI+1.5%固定溢价        |
| 亚马逊 AWS 园区      | 2025Q2 | 20 年 | 18         | Henry Hub 基准价+\$0.3 |

资料来源：公司公告、华泰研究

**基础设施协同效应。**Hugh Brinson Pipeline 不仅输送天然气，还通过配套的 NGL 管道、连接 Mont Belvieu 分馏中心，为数据中心提供乙烷制冷燃料，实现“气+冷”一体化供应。管道网络与现有 Lake Charles LNG 出口终端成互补，天然气可灵活切换至发电或出口，优化资源配置效率。

图表41：ET 通过管道网络服务于不断增长的电力负荷



资料来源：公司公告、华泰研究

## 财务韧性：高分红+低杠杆+灵活融资

**现金流强劲。**2024 年调整后 EBITDA 达 155 亿美元、为历史最高水平，经营性现金流 115 亿美元，分红覆盖率 2.5x。2024 年自由现金流中，83%用于分红，其余用于偿还债务，平衡股东回报与财务健康。2025Q1 分红同比增 3.2%、连续 5 年季度分红增长；2025 年规划项目投产后，我们预计调整后 EBITDA 有望增长 6%（2022-2024 年 CAGR 为 5.9%），有望支撑分红年增 3~5%的管理层目标。2025 年预期股息率 7.9%、显著高于标普 500 指数（1.4%）和中游能源行业平均（4.2%），提供稳定收益。

图表42：ET 现金流与分红历史数据（2020-2024）

| 指标               | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  |
|------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 调整后 EBITDA（亿美元）  | 105   | 130   | 131   | 137   | 155   |
| 经营性现金流（亿美元）      | 74    | 112   | 91    | 96    | 115   |
| 自由现金流（亿美元）       | 25    | 84    | 50    | 52    | 56    |
| 分红总额（亿美元）        | 28    | 19    | 30    | 42    | 46    |
| 分红覆盖率（经营性现金流/分红） | 2.6x  | 5.9x  | 3x    | 2.2x  | 2.5x  |
| 股息率              | 3.86% | 5.45% | 7.57% | 7.57% | 7.65% |
| 净负债/EBITDA       | 5.4x  | 4.2x  | 4.1x  | 4.2x  | 4.3x  |

注：2020 年油价大跌期间（WTI 跌至负值、全年均值同比跌 32%），ET 分红未削减，仅暂停增发，体现现金流韧性  
资料来源：公司公告、华泰研究

**2025 年悲观情景：**1) 调整后 EBITDA 下降 10%至 145 亿美元，经营性现金流 102.7 亿美元，仍覆盖分红 48 亿美元（覆盖率 2.1x）；2) 资本支出超支 20%，自由现金流 44 亿美元，分红仍可通过经营性现金流直接支付。

图表43：2025 年分红预测与驱动因素

| 指标         | 2025E（预测） | 增长逻辑                                 |
|------------|-----------|--------------------------------------|
| 调整后 EBITDA | 161 亿美元   | Permian 管道利用率提升至 97%                 |
| 经营性现金流     | 138 亿美元   | EBITDA 增长+营运资本优化（应付账款周期延长至 45 天）     |
| 自由现金流      | 78 亿美元    | 资本支出控制在 90 亿美元（占 EBITDA 55%），同比仅增 3% |
| 分红总额       | 48 亿美元    | 同比增 5.4%，延续管理层目标上限增速                 |
| 股息率（预期）    | 7.9%      | 随现金流改善温和上涨，股息绝对值提升但比率稳定              |

资料来源：公司公告、华泰研究预测

**资产负债表优化。**2024 年净杠杆率（净负债/EBITDA）4.3x、在 4.0-4.5x 公司目标区间内、低于行业平均 4.5x。2024 年公司获标普上调至 BBB。公司 2025 年目标净杠杆率维持 4.0-4.5x，EBITDA 增长至 161-165 亿美元，融资成本继续优化。

图表44：资产负债表关键指标（2020-2024）

| 指标                | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  | 行业平均<br>(2024) |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|----------------|
| 净负债（亿美元）          | 564   | 550   | 536   | 582   | 661   | -              |
| 调整后 EBITDA（亿美元）   | 105   | 130   | 131   | 137   | 155   | -              |
| 净杠杆率（净负债/EBITDA）  | 5.4x  | 4.2x  | 4.1x  | 4.2x  | 4.3x  | 4.5x           |
| 标普信用评级            | BB+   | BB+   | BBB-  | BBB-  | BBB   | -              |
| 加权融资成本            | 6.80% | 6.50% | 6.00% | 5.60% | 5.20% | 6.30%          |
| 利息覆盖倍数（EBITDA/利息） | 4.5x  | 5.8x  | 5.7x  | 5.3x  | 5x    | 4.0x           |

注：行业平均包含 EPD US, KMI US, MPLX US, TRGP US  
资料来源：Bloomberg、公司公告、华泰研究



**资本配置高效。**ET 通过精准并购+高 IRR 项目筛选，实现资本配置效率最大化。战略收购整合，2021 年 Enable Midstream 整合中游资产，提升 Haynesville 盆地市场份额，协同成本节省 2.3 亿美元/年；2023 年 WTG Midstream 强化 Permian 天然气处理能力，IRR 达 22%（因现有管道网络复用降低资本支出）；2024 年 Crestwood 新增 Delaware 盆地原油集输设施，与现有 Permian 网络形成协同，IRR 提升至 25%。资本分配优先级，50%投入 Permian Basin，高 IRR（20%+）源于刚性需求（页岩油产量年增 5%）和垄断性运输费率（FERC 批准年涨幅 6%）；30%投入 LNG/出口设施，Lake Charles LNG 项目 IRR 15-18%（长期合同锁定收益），Nederland 终端扩建 IRR 12%（受益亚洲需求）；20%投入其他包括可再生能源（RNG）试点和电网连接项目（如数据中心供气管道）。合资模式降本增效，ET-S Permian 合资由壳牌承担 40%资本开支，降低 ET 负债压力，项目 ROIC 达 18%。

图表45： 资本配置与回报数据（2020-2025E）

| 指标/年份        | 2020  | 2022   | 2024   | 2025（指引） |
|--------------|-------|--------|--------|----------|
| 总资本支出（亿美元）   | 38    | 30     | 46     | 61       |
| 增长性资本占比      | 86%   | 73%    | 75%    | 82%      |
| Permian 资本占比 | 35%   | 45%    | 50%    | 55%      |
| LNG/出口资本占比   | 20%   | 25%    | 30%    | 30%      |
| 平均项目 IRR     | 12%   | 18%    | 20%    | 22%      |
| ROIC（税后）     | 8.50% | 10.20% | 12.30% | 13.50%   |

注：2024 年 Permian 项目 IRR 显著提升源于 WTG 收购后处理费溢价（\$0.05-0.08/MMBtu）；ROIC=调整后 EBITDA×(1-税率)/(总资产-流动负债)

资料来源：Bloomberg、公司公告、华泰研究

图表46： 重大并购整合与资产优化（2021-2024 年）

| 年份   | 并购目标             | 交易金额 |      | 核心资产与效益                                               | 协同效应                                                 |
|------|------------------|------|------|-------------------------------------------------------|------------------------------------------------------|
|      |                  | 亿美元  |      |                                                       |                                                      |
| 2021 | Enable Midstream | 72   |      | 14,000 英里天然气管道、2.6 Bcf/d 处理能力，覆盖 Permian、Anadarko 等盆地 | 年成本节约超 1 亿美元，Permian 原油外输份额提升至 30%                   |
| 2023 | Crestwood Equity | 71   |      | 威利斯顿盆地原油收集系统、Mont Belvieu 分馏设施，新增 NGL 处理能力 50 MBbls/d | 年成本节约 4,000 万美元，分馏业务利润率提升 5%                         |
| 2024 | WTG Midstream    | 32.5 |      | 6,000 英里管道、13 Bcf/d 处理能力，新增 Permian 天然气处理能力 4 Bcf/d   | 2025 年可分配现金流（DCF）增加 0.04 美元 / 股，2027 年增至 0.07 美元 / 股 |
| 2024 | ET-S Permian 合资  |      | 合资协议 | 整合超 5,000 英里集输管道，锁定 Permian 30% 以上原油外输份额              | 单位运输成本下降 12%，处理能力利用率提升至 92%                          |

资料来源：Bloomberg、公司公告、华泰研究

**资本配置策略的竞争优势。**规模效应降低成本，Permian 管道网络复用率超 80%（如 WTG 收购后复用现有压缩站），单位资本支出比行业低 15-20%。长周期收益锁定，80%的新项目已签署 10 年以上照付不议协议（如 Lake Charles LNG 与壳牌的 20 年合同）。动态优化能力，2023 年暂停 Eagle Ford 盆地投资（IRR 低于 10%），将资本转向 Permian 高回报项目。

图表47： 重点项目资本效率（2024 年）

| 项目               | 资本投入（亿美元） | 预期 IRR | 对 EBITDA 的增量贡献（亿美元/年） |
|------------------|-----------|--------|-----------------------|
| Hugh Brinson 管道  | 12        | 24%    | 2.8（2026 年达产）         |
| Lake Charles LNG | 18        | 17%    | 4.5（2029 年达产）         |
| Badger 处理厂       | 6         | 21%    | 1.2（2025 年投产）         |
| Nederland 扩建     | 5         | 12%    | 0.9（2026 年达产）         |

注：Lake Charles LNG 由 ET 持股 60%

资料来源：Bloomberg、公司公告、华泰研究



**管理层持股激励。**ET 通过强制性持股要求与自愿增持计划，确保管理层决策与股东长期价值一致。CEO 必须持有至少年薪 6 倍的公司股权（2024 年 CEO 年薪 1,200 万美元，最低持股价值 7,200 万美元，实际持股达 8,500 万美元）；独立董事需持有任职期间总薪酬 3 倍以上的股权（2024 年平均持股价值 380 万美元）；2021-2024 年高管及董事累计增持 4,400 万股（占总股本 0.8%），合计市值达 4.68 亿美元，传递强烈信心。增持集中在股价低点（如 2022 年 Q4 增持均价 10.2 美元/股，2024 年股价涨至 14.5 美元/股，浮盈 43%）。股权激励占比提升至总薪酬的 60%（2020 年仅 40%），行权条件与 ROIC、EBITDA 增速、分红增长挂钩。

图表48： 管理层持股数据（2021-2024）

| 年份   | 增持股数<br>(万股) | 增持金额<br>(亿美元) | 平均成本<br>(美元/股) | CEO 持股价值<br>(亿美元) | CEO 最低要求<br>(年薪倍数) |
|------|--------------|---------------|----------------|-------------------|--------------------|
| 2021 | 1,200        | 1.05          | 8.75           | 0.62              | 5.2x               |
| 2022 | 1,500        | 1.53          | 10.2           | 0.75              | 6.1x               |
| 2023 | 1,000        | 1.1           | 11             | 0.8               | 6.5x               |
| 2024 | 700          | 1             | 14.29          | 0.85              | 7.1x               |
| 总计   | 4,400        | 4.68          | 10.64          | 0.85              | 逐年提升               |

注：2024 年 CEO 持股价值 8,500 万美元，超过最低要求的 7,200 万美元（6 倍年薪）  
资料来源：Bloomberg、公司公告、华泰研究

图表49： 股权激励行权条件（2024 年）

| 考核指标      | 权重  | 触发条件            | 实际完成（2024 年） |
|-----------|-----|-----------------|--------------|
| ROIC      | 40% | ≥12%            | 12.30%       |
| EBITDA 增速 | 30% | ≥5% YoY         | 8.30%        |
| 分红增长率     | 20% | ≥3% YoY         | 3.20%        |
| ESG 评级    | 10% | 标普 CSA 评分提升 10% | 12%          |

注：2024 年总行权比例 94%  
资料来源：Bloomberg、公司公告、华泰研究

**管理层与股东风险共担。**公司实行强制持股政策，ET 要求 CEO 持股需达年薪 6 倍以上，未达标者不得出售任何股权激励所得股份。2022 年 CEO Mackie McCrea 首次达标(6.4x)，2024 年达 8.0x。薪酬结构倾斜，股权激励占总薪酬的 90%（限制性股票占 60%，期权占 30%），现金仅 10%，确保管理层与股东共担长期风险。同业对比，Kinder Morgan CEO 持股/年薪倍数为 4.5x，Enterprise Products 为 5.2x，ET 的激励强度领先行业 20%-50%。这种“管理层即大股东”的治理结构，不仅增强了战略执行的一致性，更通过市场信号效应提升了投资者信心，成为 ET 穿越周期的核心竞争优势之一。

图表50： 管理层持股/年薪行业对比（2024 年）

| 公司                  | 高管持股/年薪倍数（CEO） | 股权激励占总薪酬比 | 近 3 年管理层净增持（亿美元） |
|---------------------|----------------|-----------|------------------|
| Energy Transfer     | 7.1x           | 60%       | 4.68             |
| Kinder Morgan       | 4.5x           | 45%       | 0.92             |
| Enterprise Products | 3.8x           | 50%       | 1.35             |
| MPLX                | 5.2x           | 55%       | 0.8              |

资料来源：Bloomberg、公司公告、华泰研究

图表51： 管理层持股对决策的影响

| 战略决策         | 管理层持股驱动案例                                                  | 股东回报映射                            |
|--------------|------------------------------------------------------------|-----------------------------------|
| Permian 产能扩张 | Kelcy Warren 主导收购 WTC Midstream（2021 年），新增 475 MMcf/d 处理能力 | 2024 年 Permian 业务 EBITDA 同比增长 18% |
| LNG 出口布局     | Mackie McCrea 推动 Lake Charles LNG 项目融资（2022 年），锁定 20 年期协议  | 2026 年投产后预计新增 15% EBITDA          |
| 分红政策稳定增长     | 管理层集体反对削减分红，2020 年疫情期间坚持季度分红（\$0.28 / 股）                   | 连续 5 年分红增长，2024 年股息率 7.7%（行业最高）   |

资料来源：公司公告、华泰研究

能源转型下的“桥梁资产”价值

全球减碳进程下，美国 LNG 出口量释放，ET 作为头部出口商直接受益。LNG 热值达 1,030 Btu/cf，比煤炭高 40%，发电效率提升 25%(联合循环电厂效率超 60% vs 燃煤电厂 40%)。LNG 发电碳排放强度 380 克 CO<sub>2</sub>/千瓦时，较燃煤电厂（850 克 CO<sub>2</sub>/千瓦时）降低 55%，契合全球“净零”目标。2020 年美国 LNG 出口量 42.6 MTPA，2024 年达 120 MTPA(+182%)，2030 年预计达 240 MTPA (EIA 预测)，占全球贸易量 30%。ET 待建 LNG 产能 16.2 MTPA（Lake Charles LNG），占美国总规划产能(180MTPA)的 9%，ET 与 MidOcean(5.0 MPTA)、Chevron (3.0 MTPA)、新奥 (2.7 MTPA)、Shell (2.1 MTPA)、日本九州电力 (1.0 MTPA)、中国燃气 (0.7 MTPA) 等签订“照付不议”协议，锁定未来 88%产能。

图表52：美国 LNG 出口（2020-2030 年）

| 年份    | 美国 LNG 出口量 (MTPA) | 核心驱动事件                               |
|-------|-------------------|--------------------------------------|
| 2020  | 42.6              | 首次突破 40 MTPA，亚洲需求占比 65%              |
| 2021  | 76.6              | 欧洲天然气危机推动出口量增长 80%                   |
| 2022  | 107.8             | 超越卡塔尔成为全球第二大 LNG 出口国                 |
| 2023  | 118.5             | 出口量创历史新高，ET 份额提升至双位数                 |
| 2024  | 120               | 与 Chevron 新增 5 MTPA 长约，总协议量达 15 MTPA |
| 2025E | 150 (EIA 预测)      | 墨西哥湾沿岸出口终端利用率达 95%                   |
| 2030E | 240.0 (EIA 预测)    | Lake Charles + Brownsville 项目投产，份额翻倍 |

注：2025-2030 年为规划值，ET 产能包含 Cameron (12 MTPA)、Lake Charles (16.2 MTPA)、Brownsville (24.6 MTPA) 三大终端；2023 年 ET 出口量中，60%运往亚洲（中国 25%、日本 20%），30%运往欧洲，10%运往南美  
资料来源：EIA、公司公告、华泰研究

税收减免带来 LNG 出口双重利好。美国《通胀削减法案》(IRA) 低碳 LNG 设施提供 30% 税收抵免，ET 的 Lake Charles 项目因采用高效涡轮机技术符合抵免条件、可减免\$20 亿。欧盟碳边境税(CBAM)2030 年起对燃煤发电征收\$80/吨 CO<sub>2</sub>，推动欧洲电厂加速切换 LNG，从合同客户结构看，ET 预计对欧出口量 2030 年有望达 15 MTPA (+50%)。

图表53：ET 核心出口终端布局

| 项目               | 状态  | 产能 (MTPA) | 投运时间      | 客户协议                                              | 成本优势                         |
|------------------|-----|-----------|-----------|---------------------------------------------------|------------------------------|
| Cameron LNG      | 运营中 | 12        | 2019-2023 | Shell (5 MTPA, 20 年)、TotalEnergies (3 MTPA, 15 年) | 单位液化成本 \$2.20/MMBtu (行业最低)   |
| Lake Charles LNG | 规划中 | 16.5      | 2029      | 意向协议覆盖 88%产能                                      | 直连 ET 的 NGL 管道，原料气成本低 15%    |
| Brownsville LNG  | 规划中 | 24.6      | 2030      | 意向协议覆盖 70%产能 (亚洲买家为主)                             | 靠近 Permian，运输成本低\$0.50/MMBtu |

资料来源：公司公告、华泰研究

在碳捕集领域具有先发优势。根据《通胀削减法案》(IRA) 第 45Q 条款，CO<sub>2</sub> 地质封存项目可获 85 美元/吨的税收抵免（直接支付模式），ET 与 CapturePoint 合作的初期项目（50 万吨/年）年抵免额达 4,250 万美元。该项目降低 ET 自身“范围 1”排放（占 2023 年总排放的 12%），助力 2030 年减排目标（较 2020 年下降 30%）。封存 CO<sub>2</sub> 可转化为碳信用（当前市价 20-30 美元/吨），通过 OTC 市场或 CORSIA 机制出售，增厚收益。

图表54：ET 与 CapturePoint 合作项目核心数据（2024-2028E）

| 指标/年份                      | 2024  | 2025E | 2026E  | 2028 (目标) |
|----------------------------|-------|-------|--------|-----------|
| CO <sub>2</sub> 封存量 (万吨/年) | 50    | 80    | 120    | 200       |
| IRA 抵免额 (万美元)              | 4,250 | 6,800 | 10,200 | 17,000    |
| 运营成本 (美元/吨)                | 45    | 40    | 38     | 35        |
| 净收益 (万美元)                  | 2,000 | 3,600 | 5,640  | 10,000    |
| IRR (税后)                   | 18%   | 22%   | 25%    | 28%       |

注：成本下降源于规模效应（管道网络复用）与 CapturePoint 专利封存技术（渗透率提升 20%）；2024 年项目资本支出 1.2 亿美元，2025-2028 年追加投资 3 亿美元（总产能达 200 万吨/年）。CapturePoint 技术优势，地质封存利用，路易斯安那州枯竭油气田（ET 自有资产）作为封存库，孔隙率 22%，单井封存能力 10 万吨/年；低成本运输，通过 ET 现有天然气管道逆向输送 CO<sub>2</sub>（改造费用较新建管道低 60%）。

资料来源：公司公告、华泰研究

图表55：2024 年碳捕集行业项目对比

| 公司              | 封存规模（万吨/年） | 政策抵免利用率    | 单位成本（美元/吨） |
|-----------------|------------|------------|------------|
| Energy Transfer | 50         | 100%（直接支付） | 45         |
| Occidental      | 300        | 70%（抵税额度）  | 50         |
| Chevron         | 100        | 85%（直接支付）  | 55         |
| ExxonMobil      | 200        | 50%（抵税额度）  | 60         |

资料来源：公司公告、华泰研究

**蓝氨有望成为能源转型的刚需载体。**氢能储运瓶颈突破，蓝氨作为氢载体，体积能量密度（1.7 倍于液氢）和运输成本（仅为液氢的 1-5%）显著优于直接储运氢气。ET 通过预留氨储运能力，未来有望无缝衔接氢能需求释放。蓝氨是航运脱碳的核心燃料，欧盟《FuelEU Maritime》法规要求 2030 年航运燃料碳强度较 2020 年降低 6%，蓝氨燃烧零碳排放，成为船用燃料的关键替代方案。政策红利叠加，美国《通胀削减法案》（IRA）对蓝氨生产的税收抵免（45Q 条款）可延伸至蓝氨，捕集 1 吨 CO<sub>2</sub> 最高抵免\$100，直接降低生产成本。

**ET 的基础设施先发优势，全球最大 NGL 出口终端的协同改造。**Nederland 终端现有 NGL 出口能力 70 万桶/日，预留氨储运模块，可通过改造实现 50 万吨/年蓝氨出口能力（2026 年投运）。Lake Charles 终端依托现有 LNG 出口设施（16.2MTPA），预留氨储罐和码头接口，2030 年可扩展至 100 万吨/年蓝氨出口能力，直连墨西哥湾航道。成本协同效应，利用现有天然气管道网络（如 Permian 至 Nederland 管道）降低原料气运输成本，单位蓝氨生产成本比独立项目低 15%。

图表56：全球蓝氨市场增长与 ET 出口规划（2020-2030 年）

| 年份    | 全球蓝氨产量<br>（万吨） | 美国蓝氨出口量<br>（万吨） | ET 蓝氨出口量<br>（万吨）    | ET 市场份额 | 核心驱动事件                                   |
|-------|----------------|-----------------|---------------------|---------|------------------------------------------|
| 2020  | 50             | 10              | 0                   | 0%      | 蓝氨技术处于试验阶段，日本首次进口 1 万吨蓝氨                 |
| 2021  | 80             | 15              | 0                   | 0%      | 沙特阿美首次向日本出口碳中性蓝氨                         |
| 2022  | 120            | 20              | 0                   | 0%      | 欧盟 FuelEU Maritime 法规草案发布，刺激需求           |
| 2023  | 180            | 30              | 0                   | 0%      | 卡塔尔能源启动 120 万吨/年蓝氨项目                     |
| 2024E | 250            | 50              | 10（Nederland 改造）    | 2%      | ET Nederland 终端启动氨储运模块                   |
| 2025E | 350            | 80              | 30（Lake Charles 扩建） | 4%      | 美国 IRA 税收抵免细则落地，蓝氨成本下降 20%               |
| 2030E | 1,200          | 300             | 150（ET 规划产能）        | 12.50%  | Lake Charles + Nederland 终端满产，占美国出口量 50% |

资料来源：Bloomberg、公司公告、华泰研究

## 盈利预测与估值催化

### 主营业务拆分与关键增长假设

**行业趋势：**全球天然气需求年增 4%（IEA 预测），美国 LNG 出口 2030 年或翻倍，ET 凭借 Permian 盆地枢纽地位及出口终端受益。ET 2025-2027 年重点项目包括 Hugh Brinson 管道（新增 2 Bcf/d 外输能力）、Mont Belvieu 分馏中心扩容（1.3 MMBbls/d）。假设亨利港天然气价\$3.5/MMBtu(2025E)，WTI 原油价\$64/Bbls(参考华泰化工组 2025/6/5《2025 年中期策略会速递——天然气增量可期，提高分红彰显信心》预测 2025E 布油价\$67/Bbls、当前布油较 WTI 高\$3.28)，NGL 价格挂钩原油（80% 相关性）。

图表 57：ET 公司产能与价格假设

| 板块         | 关键产能指标 (2025E)            | 价格/费率假设        | 成本控制目标         |
|------------|---------------------------|----------------|----------------|
| 天然气州内输送    | 处理能力 5.9 Bcf/d            | 费率\$0.73/MMBtu | 单位成本\$0.12/Mcf |
| 州际输送       | 运输量 17.4 Bcf/d            | FERC 监管费率年增 2% | 运营费用率 6.1%     |
| 中游处理 (NGL) | NGL 产量 1.1 MMBbls/d       | 分馏费\$0.80/桶    | 分馏成本同比降 5%     |
| NGL 运输与出口  | Nederland 终端 0.6 MMBbls/d | 亚洲溢价\$3/桶      | 运输成本\$2.54/桶   |
| 原油输送       | Permian 外输量 4.2 MMBbls/d  | 管道费\$1.20/桶    | 单位成本行业领先 15%   |

资料来源：公司公告、华泰研究预测

**天然气州内输送：**产能释放与需求增长，我们预计 2025 年收入 4,001 百万美元(yoy+31%)，主要受益于 Hugh Brinson 管道一期投产（新增 475 MMcf/d 处理能力）及 Permian Basin 电力客户长期协议锁定。2026-2027 年增速稳定在 3%，因区域产能自然增长带来管道利用率提升。价格假设平均收入费率稳定在\$0.73/MMBTu（2025-2027 年），反映监管费率粘性 & 长期合同定价机制。单位处理成本\$0.12/Mcf，2025 年成本 2,432 百万美元(yoy+75%)，主要因新项目折旧增加。我们预计 2025 年调整后 EBITDA 1,299 百万美元 (yoy-4%)，受折旧拖累；产能利用率提升，2026/2027 年回升至 1,377/1,406 百万美元，三年 CAGR 1.2%。

**天然气州际输送：**跨区域需求增长，我们预计 2025 年收入 2,475 百万美元 (yoy+8%)，主要因 LNG 出口终端配套管道需求增加，运输量达 17.4Bcf/d (yoy+3%)。2026-2027 年运输量增速稳定在 3%、平均收入\$0.39/MMBTu，受益于长期合同覆盖率 95%，收入波动性低。我们预计 2025 年调整后 EBITDA 1,981 百万美元 (yoy+8%)，2026/2027 年增至 2,030/2,081 百万美元，三年 CAGR 4.4%，为板块中最稳定的现金流来源。

**中游业务（天然气处理与 NGL 生产）：**处理量增长，2025 年天然气处理量预计达 5.9 Bcf/d (yoy+7%)，NGL 产量 1,100 MBbls/d (yoy+8%)，核心驱动力为 Permian Basin 产能扩张(新增处理能力 0.4Bcf/d)及分馏中心扩容(Mont Belvieu 产能 2026 年达 1,300 MBbls/d)。85%收入来自固定费率合同，2025 年收入预计 11,732 百万美元 (yoy+5%)，2027 年增至 12,876 百万美元，复合增速 5%。我们预计天然气处理成本\$0.12/Mcf，分馏成本\$0.80/桶 (yoy 降 5%)，2025 年总成本 6,805 百万美元 (yoy+2.5%)，成本增速低于收入增速。我们预计 2025 年调整后 EBITDA 3,197 百万美元(yoy+10%)，2026/2027 年增至 3,353/3,517 百万美元，三年 CAGR 6.5%，主要由处理量提升及成本控制驱动。我们预计 EBITDA 率从 2023 年 24%提升至 2027 年 27%，反映规模效应。

**NGL 与炼化产品运输及服务：**运输量增长，2025 年 NGL 运输量预计达 2,296 MBbls/d (yoy+4%)，分馏量 1,197 MBbls/d (yoy+8%)，核心驱动力为 Mont Belvieu 分馏中心产能扩张至 130 万桶/日（2026 年）及亚洲出口需求增长（2024 年占比 45%）。收入与原油价格挂钩（80%相关性），假设 2025 年 NGL 价格约\$60/Bbls，推动单位收入稳定在\$27.63/桶。2025 年 NGL 出口量 600 MBbls/d (yoy+71%)，高溢价市场（如亚洲）收入占比提升至 30%，拉动整体收入增长 6%至 26,014 百万美元。单位成本稳定，运输成本\$2.54/桶，分馏成本\$0.80/桶，2025 年总成本 20,580 百万美元 (yoy+6%)，与收入增速匹配。我们预计 2025 年调整后 EBITDA 4,393 百万美元 (yoy+5%)，2026/2027 年增至 4,613/4,834 百万美元，三年 CAGR 5.0%。我们预计 2025-2027 年 EBITDA 率维持 17%，主要得益于分馏业务高毛利（23%）支撑。

**原油输送与服务：**我们预计 2025 年原油运输量 7,273 MBbls/d (yoy+10%)，主要受益于 ET-S Permian 合资企业锁定盆地 30%外输份额，但 2025 年收入 25,260 百万美元 (yoy-11.5%)，主因 2024 年基数包含一次性资产处置收益。我们预计 2026-2027 年运输量稳增至 7,637/8,019 MBbls/d (yoy+5%/+5%)，收入 24,819/25,682 百万美元 (yoy-2%/+3%)。我们预计单位运输费率\$6.52/桶 (2025E)，长期合同占比 70%，收入波动性低于大宗商品价格。我们预计单位运输成本\$1.20/桶，2025 年总成本 20,966 百万美元 (yoy-14%)，主要因规模效应及燃料成本下降。我们预计 2025 年调整后 EBITDA 3,285 百万美元 (yoy+3%)，2026/2027 年 3,172/3,281 百万美元，三年 CAGR 1.1%。我们预计 2025-2027 年 EBITDA 率从 2023 年 10%提升至 2025 年 13%，反映成本优化成效。

**图表58：分板块盈利预测（百万美元）**

| 项目                   | 2023A         | 2024A         | 2025E         | 2026E         | 2027E         |
|----------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| <b>天然气输送与储存</b>      |               |               |               |               |               |
| 收入                   | 6,337         | 5,349         | 6,476         | 6,670         | 6,870         |
| 州内输送                 | 3,962         | 3,053         | 4,001         | 4,121         | 4,245         |
| 州际输送                 | 2,375         | 2,296         | 2,475         | 2,549         | 2,625         |
| 毛利                   | 3,715         | 3,950         | 4,034         | 4,185         | 4,290         |
| 州内输送                 | 1,346         | 1,663         | 1,569         | 1,647         | 1,676         |
| 州际输送                 | 2,369         | 2,287         | 2,465         | 2,539         | 2,615         |
| 毛利率                  | 59%           | 74%           | 62%           | 63%           | 62%           |
| 州内输送                 | 34%           | 54%           | 39%           | 40%           | 39%           |
| 州际输送                 | 100%          | 100%          | 100%          | 100%          | 100%          |
| EBITDA               | 3,120         | 3,186         | 3,280         | 3,407         | 3,487         |
| 州内输送                 | 1,111         | 1,358         | 1,299         | 1,377         | 1,406         |
| 州际输送                 | 2,009         | 1,828         | 1,981         | 2,030         | 2,081         |
| EBITDA 率 (%)         | 49%           | 60%           | 51%           | 51%           | 51%           |
| 州内输送                 | 28%           | 44%           | 32%           | 33%           | 33%           |
| 州际输送                 | 85%           | 80%           | 80%           | 80%           | 79%           |
| <b>中游业务 (NGL 处理)</b> |               |               |               |               |               |
| 收入                   | 10,406        | 11,199        | 11,732        | 12,291        | 12,876        |
| 毛利                   | 3,903         | 4,562         | 4,927         | 5,162         | 5,408         |
| 毛利率                  | 38%           | 41%           | 42%           | 42%           | 42%           |
| EBITDA               | 2,525         | 2,910         | 3,197         | 3,353         | 3,517         |
| EBITDA 率 (%)         | 24%           | 26%           | 27%           | 27%           | 27%           |
| <b>NGL 与炼化产品运输</b>   |               |               |               |               |               |
| 收入                   | 21,903        | 24,530        | 26,014        | 27,310        | 28,607        |
| 毛利                   | 4,854         | 5,124         | 5,434         | 5,705         | 5,976         |
| 毛利率                  | 22%           | 21%           | 21%           | 21%           | 21%           |
| EBITDA               | 3,894         | 4,179         | 4,393         | 4,613         | 4,834         |
| EBITDA 率 (%)         | 18%           | 17%           | 17%           | 17%           | 17%           |
| <b>原油输送与服务</b>       |               |               |               |               |               |
| 收入                   | 26,536        | 28,539        | 25,260        | 24,819        | 25,682        |
| 毛利                   | 3,465         | 4,132         | 4,294         | 4,219         | 4,366         |
| 毛利率                  | 13%           | 14%           | 17%           | 17%           | 17%           |
| EBITDA               | 2,681         | 3,177         | 3,285         | 3,172         | 3,281         |
| EBITDA 率 (%)         | 10%           | 11%           | 13%           | 13%           | 13%           |
| <b>Sunoco LP 投资</b>  |               |               |               |               |               |
| EBITDA               | 964           | 1,457         | 1,667         | 1,997         | 2,097         |
| <b>USAC 投资</b>       |               |               |               |               |               |
| EBITDA               | 512           | 584           | 599           | 667           | 700           |
| <b>合并调整后 EBITDA</b>  | <b>13,698</b> | <b>15,483</b> | <b>16,410</b> | <b>17,199</b> | <b>17,905</b> |

资料来源：公司公告、华泰研究预测

**营业收入：**2023 年实际收入 78,586 百万美元，2024 年增长至 82,671 百万美元，2025 年预计受部分业务调整影响略有回落至 78,356 百万美元，随后逐年增长至 2027 年的 89,923 百万美元，主要受益于中游产能释放及 LNG 出口需求提升。

**EBITDA:** 衡量公司核心运营盈利能力的关键指标，剔除利息、税费、折旧与摊销影响。2023 年调整后 EBITDA 为 13,698 百万美元，2024 年同比增长 22.6%至 15,483 百万美元，2025-2027 年预计以 5%的复合增速增至 17,905 百万美元，主要由中游业务、NGL 与炼化产品运输及天然气州际输送板块驱动。

**归母净利润:** 2023 年为 3,935 百万美元，2024 年增长 22%至 4,814 百万美元，2025-2027 年预计稳定增长至 4,863/5,292/5,701 百万美元，反映成本控制及投资收益改善。

**EPS:** 每股收益由归母净利润除以当前普通股总股数得出，2023/2024 年为 1.15/1.40 美元，2025-2027 年预计增至 1.42/1.54/1.66 美元，体现公司盈利水平持续提升。

**股息率:** 2024 年股息率 7.65%，我们预计 2025-2027 年提升至 7.9%/8.1%/8.4%，高分红特性提供抗风险壁垒。

图表59：整体盈利预测（百万美元）

| 项目           | 2023A   | 2024A  | 2025E  | 2026E  | 2027E  |
|--------------|---------|--------|--------|--------|--------|
| 营业收入         | 78,586  | 82,671 | 78,356 | 85,718 | 89,923 |
| yoy (%)      | -12.56% | 5.20%  | -5.22% | 9.40%  | 4.91%  |
| 调整后 EBITDA   | 13,698  | 15,483 | 16,410 | 17,199 | 17,905 |
| yoy (%)      | 4.62%   | 13.03% | 5.99%  | 4.81%  | 4.11%  |
| EBITDA 率 (%) | 17.43%  | 18.73% | 20.94% | 20.06% | 19.91% |
| 归母净利润        | 3,935   | 4,814  | 4,863  | 5,292  | 5,701  |
| yoy (%)      | -17.26% | 22.34% | 1.02%  | 8.82%  | 7.73%  |
| 归母净利率 (%)    | 5.01%   | 5.82%  | 6.21%  | 6.17%  | 6.34%  |
| EPS (美元)     | 1.15    | 1.40   | 1.42   | 1.54   | 1.66   |
| 股息率          | 7.57%   | 7.65%  | 7.88%  | 8.12%  | 8.36%  |

注：股息率=当年 DPS/当前股价

资料来源：公司公告、华泰研究预测

### 首次覆盖给予买入评级，目标价 23.34 美元

**攻守兼备的能源基础设施核心资产。**Energy Transfer 凭借其不可复制的资产网络、高壁垒的商业模式及明确的增长路径，成为传统能源向低碳转型期的“压舱石”标的。选取美国油气管网的头部公司作为可比公司，包括 Enterprise Products (EPD US)、Kinder Morgan (KMI US)、MPLX LP (MPLX US)、Targa Resources (TRGP US)，行业平均 EV/EBITDA 为 10.7x (2025E)。ET 作为合伙制企业 (LP) 在美股市场存在折价，受制于税务穿透的隐性成本和流动性缺陷的制约（无法纳入主流指数标普 500、罗素 1000 等），给予目标倍数 10x。我们预计 ET 2025E 调整后 EBITDA 为 164.1 亿美元，目标企业价值 EV 合计 1,641 亿美元，归母股权价值 801 亿美元，目标股价 23.34 美元/股。短期看 Permian 产量回升与 LNG 项目落地驱动业绩，长期受益全球天然气需求结构性增长。高分红（2025E 股息率 7.9%）提供抗风险壁垒，首次覆盖给予“买入”评级。

图表60：可比公司估值表

| 公司名称                   | 股票代码    | 收盘价<br>美元/股 | 总市值<br>百万美元 | EV/EBITDA (x) |       |       | PE (x) |       |       | ROE (%) |       |       |
|------------------------|---------|-------------|-------------|---------------|-------|-------|--------|-------|-------|---------|-------|-------|
|                        |         |             |             | 2025E         | 2026E | 2027E | 2025E  | 2026E | 2027E | 2025E   | 2026E | 2027E |
| Enterprise Products LP | EPD US  | 31.01       | 67,258      | 9.51          | 9.08  | 8.93  | 10.97  | 10.46 | 10.05 | -       | -     | -     |
| Kinder Morgan          | KMI US  | 29.40       | 65,329      | 11.77         | 11.33 | 10.88 | 23.51  | 22.58 | 20.23 | 8.80    | 9.60  | 10.60 |
| MPLX LP                | MPLX US | 51.51       | 52,582      | 10.24         | 9.84  | 9.35  | 11.63  | 10.87 | 10.02 | -       | -     | -     |
| Targa Resources        | TRGP US | 174.08      | 37,763      | 11.18         | 9.73  | 9.37  | 21.48  | 17.73 | 15.45 | 32.00   | 31.70 | 29.20 |
| 可比均值                   |         |             |             | 10.68         | 10.00 | 9.63  | 16.90  | 15.41 | 13.94 | 20.40   | 20.65 | 19.90 |
| Energy Transfer LP     | ET US   | 18.13       | 62,218      | 8.89          | 8.45  | 8.09  | 12.79  | 11.76 | 10.91 | 13.83   | 14.94 | 15.87 |

资料来源：Bloomberg、Wind、华泰研究预测

### 风险提示

**FERC 费率争议。**Panhandle Pipeline 费率诉讼可能导致收入下调，MLP 税收处理政策调整或增加税务成本。

**LNG 项目审批延迟。**Lake Charles LNG 出口项目因 DOE 审批暂停，影响 2026 年投产计划。

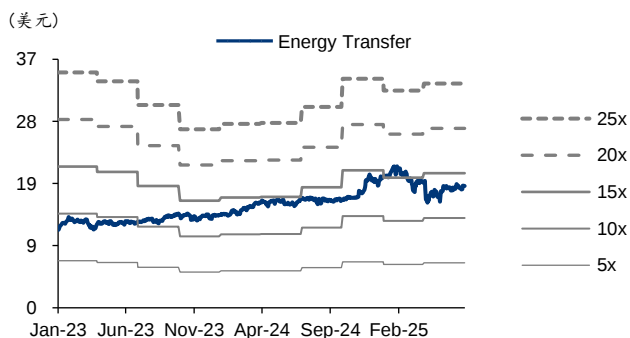
**商品价格波动。**尽管长期合同占比高，但 LNG 价格与原油联动性可能影响利润率。

**融资成本上升。**2024 年末债务达到 597.6 亿美元，需关注利率上升对融资成本的影响。

**项目执行风险。**Hugh Brinson 管道及发电设施建设进度可能受供应链中断或监管审查拖累。

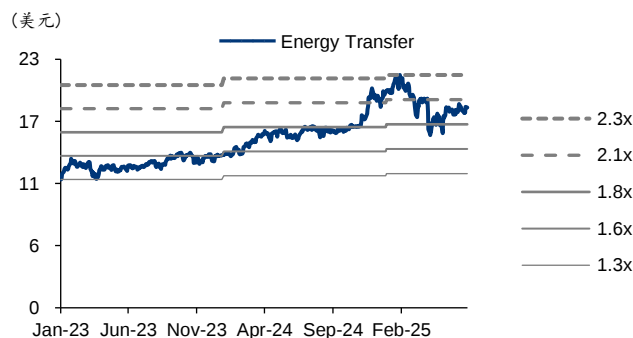
**贸易争端影响出口。**公司是全球重要的 NGLs（轻烃）出口商之一，中美贸易争端可能导致 NGLs 出口受到限制，影响公司 Midstream 业务的盈利。

图表61: Energy TransferPE-Bands



资料来源：S&P、华泰研究

图表62: Energy TransferPB-Bands



资料来源：S&P、华泰研究

## 免责声明

### 分析师声明

本人，王玮嘉、黄波、李雅琳、胡知，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。

### 一般声明及披露

本报告由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，以下简称“本公司”）制作。本报告所载资料是仅供接收人的严格保密资料。本报告仅供本公司及其客户和其关联机构使用。本公司不因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于本公司认为可靠的、已公开的信息编制，但本公司及其关联机构（以下统称为“华泰”）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。华泰不保证本报告所含信息保持在最新状态。华泰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。

本公司不是 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。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，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）等任何形式侵犯本公司版权。如征得本公司同意进行引用、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。本公司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本公司的商标、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。

**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](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、胡知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

**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。公司注册号: 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

**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

**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

**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

©版权所有2025年华泰证券股份有限公司