

首华燃气 (300483.SZ)

优质气田产能稳步释放，量价共振驱动业绩高增

公司已完成从园艺业务向天然气领域的战略转型，聚焦天然气勘探开发、代输增压、贸易销售一体化全产业链。公司前身为沃施园艺，2018 年通过重大资产重组置入石楼西区块煤层气资产，完成从园艺到天然气的战略转型。2024 年受资产减值影响业绩亏损，2025 年实现扭亏为盈，全年营业收入 28.15 亿元，归母净利润 1.69 亿元。2026 年控制权变更落地后，管理层进一步聚焦主业，业绩迎来明确拐点，2026 年 Q1 营收 8.11 亿元，归母净利润 0.53 亿元，同比大幅增长 155.24%，产能释放与成本优化成效显著。

核心区块资源优质，产能布局完善。

公司核心资产石楼西区块资源储备丰厚，公司煤层气资源主要分布在临汾市永和县和山西省吕梁市石楼县。2024 年 7 月，石楼西区块煤层气探明储量新增报告通过自然资源厅评审备案，资源价值获得官方认证。当前公司产能布局包括：

- 永和 45-永和 18 井区，在产，备案开发规模 12 亿立方米/年；
- 永和 30 井区，在产，备案开发规模 10 亿立方米/年；
- 永和 45-34 井区及西区，规划，总体设计规模 13 亿立方米/年。

煤层气产能持续爬坡，降本增效筑牢盈利底盘。

2025 年天然气产量达到 9.26 亿方，同比接近翻倍，且石楼西区块年末日产量历史性突破 300 万方，可见公司上产已不再停留在单井或单平台突破，表现为进入规模化释放阶段。钻井投产规模持续扩大，2025 年完钻 56 口井、投产 29 口井，高于 2024 年的 35 口、22 口；依托深层煤层气开发技术突破，单井钻井与投产效率持续提升，单位开采成本稳步下行，形成“量增+降本”的双重驱动。同时，中游代输增压业务与下游贸易销售协同发展，构建了稳定的全产业链运营模式，保障产销顺畅衔接。

外部扰动叠加国内政策，煤层气行业景气向上。

当前中东地缘冲突冲击全球 LNG 供应，国际天然气价格高位运行，我国本土气源增产需求迫切，叠加煤层气相关扶持政策落地，行业景气度持续上行。公司作为国内煤层气开发的重要企业，产能释放节奏与行业需求高度匹配，可充分受益于国内天然气市场供需格局改善与气价上行红利，资产价值迎来持续重估。

盈利预测、估值及投资评级。公司聚焦煤层气主业，核心气田产能稳步释放，降本增效成效显著，充分受益于国内天然气行业景气度提升与政策红利。预计公司 2026-2028 年归母净利润分别为 5.53/7.23/9.45 亿元，对应 PE 分别为 15.9/12.2/9.3 倍。首次覆盖，给予“买入”评级。

风险提示：天然气价格大幅波动；煤层气新井投产及产量释放不及预期；勘探开发技术进展低于预期。

财务指标	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
营业收入（百万元）	1,546	2,815	3,349	3,906	4,226
增长率 yoy（%）	14.2	82.1	19.0	16.6	8.2
归母净利润（百万元）	-711	169	553	723	945
增长率 yoy（%）	-189.0	123.8	226.9	30.7	30.6
EPS 最新摊薄（元/股）	-1.85	0.44	1.44	1.88	2.45
净资产收益率（%）	-35.8	6.9	19.2	20.0	20.7
P/E（倍）	—	52.1	15.9	12.2	9.3
P/B（倍）	4.4	3.6	3.1	2.4	1.9

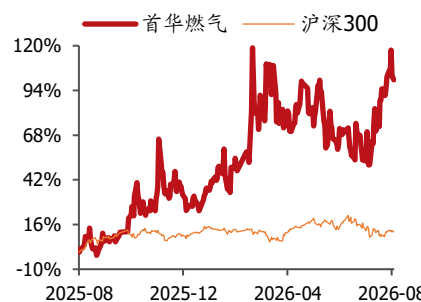
资料来源：Wind，国盛证券研究所 注：股价为 2026 年 08 月 14 日收盘价

买入（首次）

股票信息

行业	燃气 II
08 月 14 日收盘价（元）	22.89
总市值（百万元）	8,815.12
总股本（百万股）	385.11
其中自由流通股（%）	99.93
30 日日均成交量（百万股）	20.96

股价走势



作者

分析师 张津铭

执业证书编号：S0680520070001

邮箱：zhangjinming@gszq.com

分析师 刘力钰

执业证书编号：S0680524070012

邮箱：liuliyu@gszq.com

分析师 高紫明

执业证书编号：S0680524100001

邮箱：gaoziming@gszq.com

分析师 鲁昊

执业证书编号：S0680525080006

邮箱：luhao@gszq.com

分析师 张卓然

执业证书编号：S0680525080005

邮箱：zhangzhuoran@gszq.com

研究助理 张晓雅

执业证书编号：S0680125090013

邮箱：zhangxiaoya@gszq.com

相关研究

财务报表和主要财务比率

资产负债表 (百万元)

会计年度	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
流动资产	1957	1671	1524	1905	2279
现金	694	1507	737	512	680
应收票据及应收账款	156	24	37	43	59
其他应收款	34	31	39	46	49
预付账款	66	68	83	93	129
存货	16	19	27	30	31
其他流动资产	990	21	601	1181	1331
非流动资产	6408	6926	8170	9376	10572
长期投资	11	11	11	11	11
固定资产	894	952	1010	1050	1070
无形资产	1632	1557	1535	1512	1485
其他非流动资产	3871	4406	5613	6804	8006
资产总计	8365	8596	9695	11281	12851
流动负债	2051	2661	3028	3544	3879
短期借款	225	0	200	400	600
应付票据及应付账款	307	683	633	706	736
其他流动负债	1518	1978	2196	2438	2543
非流动负债	2881	1913	2105	2315	2425
长期借款	1164	480	680	880	980
其他非流动负债	1717	1433	1425	1435	1445
负债合计	4932	4574	5134	5859	6304
少数股东权益	1445	1567	1672	1810	1990
股本	269	290	385	385	385
资本公积	2141	2403	2308	2308	2308
留存收益	-529	-359	194	917	1862
归属母公司股东权益	1988	2456	2889	3612	4557
负债和股东权益	8365	8596	9695	11281	12851

现金流量表 (百万元)

会计年度	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
经营活动现金流	500	1769	895	1292	1350
净利润	-933	303	659	861	1125
折旧摊销	572	900	238	249	259
财务费用	123	123	29	45	58
投资损失	-10	-11	-67	-78	-127
营运资金变动	24	473	55	210	29
其他经营现金流	724	-19	-20	6	6
投资活动现金流	-937	-251	-1900	-1883	-1434
资本支出	-656	-1202	-1461	-1461	-1461
长期投资	-88	-5	-500	-500	-100
其他投资现金流	-192	955	61	78	127
筹资活动现金流	168	-965	235	365	252
短期借款	97	-225	200	200	200
长期借款	325	-684	200	200	100
普通股增加	0	22	95	0	0
资本公积增加	10	261	-95	0	0
其他筹资现金流	-264	-339	-165	-35	-48
现金净增加额	-268	553	-770	-225	167

利润表 (百万元)

会计年度	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
营业收入	1546	2815	3349	3906	4226
营业成本	1475	2333	2777	3099	3232
营业税金及附加	58	62	60	70	68
营业费用	4	4	3	5	5
管理费用	78	84	84	62	59
研发费用	2	4	4	5	5
财务费用	120	119	12	36	53
资产减值损失	-866	0	0	0	0
其他收益	4	161	268	273	338
公允价值变动收益	12	-2	0	0	0
投资净收益	10	11	67	78	127
资产处置收益	0	1	1	1	1
营业利润	-1037	386	743	980	1270
营业外收入	0	0	0	0	0
营业外支出	7	7	7	7	7
利润总额	-1044	379	737	973	1264
所得税	-111	77	78	112	139
净利润	-933	303	659	861	1125
少数股东损益	-222	134	105	138	180
归属母公司净利润	-711	169	553	723	945
EBITDA	498	1396	987	1259	1575
EPS (元/股)	-1.85	0.44	1.44	1.88	2.45

主要财务比率

会计年度	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
成长能力					
营业收入(%)	14.2	82.1	19.0	16.6	8.2
营业利润(%)	-303.0	137.2	92.7	31.8	29.7
归属母公司净利润(%)	-189.0	123.8	226.9	30.7	30.6
获利能力					
毛利率(%)	4.6	17.1	17.1	20.7	23.5
净利率(%)	-46.0	6.0	16.5	18.5	22.4
ROE(%)	-35.8	6.9	19.2	20.0	20.7
ROIC(%)	-1.1	6.8	9.9	11.1	12.4
偿债能力					
资产负债率(%)	59.0	53.2	53.0	51.9	49.1
净负债比率(%)	63.1	6.9	31.7	38.4	34.0
流动比率	1.0	0.6	0.5	0.5	0.6
速动比率	0.9	0.6	0.4	0.5	0.5
营运能力					
总资产周转率	0.2	0.3	0.4	0.4	0.4
应收账款周转率	18.3	31.2	108.6	96.9	82.8
应付账款周转率	23.8	19.0	17.1	17.3	16.7
每股指标 (元)					
每股收益(最新摊薄)	-1.85	0.44	1.44	1.88	2.45
每股经营现金流(最新摊薄)	1.30	4.59	2.32	3.36	3.50
每股净资产(最新摊薄)	5.16	6.38	7.50	9.38	11.83
估值比率					
P/E	—	52.1	15.9	12.2	9.3
P/B	4.4	3.6	3.1	2.4	1.9
EV/EBITDA	9.7	3.1	10.4	8.7	7.0

资料来源: Wind, 国盛证券研究所 注: 股价为 2026 年 08 月 14 日收盘价

内容目录

1.首华燃气：中国煤层气资产核心企业.....	4
1.1.从园艺到煤层气成功战略转型.....	4
1.2.股权变更已落地，深化聚焦煤层气业务.....	5
1.3.收入修复先于利润，成本优化为远期核心.....	5
2.布局煤层气核心资源，产量“翻倍增长”阶段已现.....	7
2.1.拥有国内核心煤层气资源.....	7
2.2.公司步入煤层气产量“翻倍增长”阶段.....	10
2.3.量增+降本驱动利润修复.....	11
3.中国天然气行业：地缘博弈叠加进口依赖度高企，增储上产势在必行.....	13
3.1.地缘博弈致中长期气价难回低位.....	13
3.2.中国天然气供需现状：高进口依赖度，增储上产是首要策略.....	15
3.3.煤层气：从“边缘气种”到“国产气安全增量”的重估.....	17
3.4.政策支持显著，煤层气开采望价值重估.....	18
4.盈利预测与投资建议.....	20
风险提示.....	21

图表目录

图表 1: 公司发展历史.....	4
图表 2: 首华燃气产业链股权/业务布局示意.....	5
图表 3: 公司股权结构图.....	5
图表 4: 公司营业收入趋势.....	6
图表 5: 公司归母净利润趋势.....	6
图表 6: 公司毛利率.....	6
图表 7: 公司资产负债率.....	6
图表 8: 首华燃气煤层气资源梳理.....	7
图表 9: 首华燃气煤层气及致密气资源梳理.....	7
图表 10: 公司煤层气产销量趋势.....	8
图表 11: 天然气销售定价.....	9
图表 12: 公司煤层气售价、成本、毛利趋势.....	10
图表 13: 公司天然气毛利率趋势.....	10
图表 14: 公司近年来完钻井数和投产井数（口）.....	11
图表 15: 公司利润测算.....	12
图表 16: 三种不同情景下，卡塔尔与阿联酋 LNG 产量.....	13
图表 17: 亚洲液化天然气按国别进口量.....	14
图表 18: 欧洲液化天然气按国别进口量.....	14
图表 19: 欧洲天然气库存（TWh）.....	14
图表 20: 美国天然气库存（bcf）.....	14
图表 21: 三种情景下，欧洲地下储气库储气量.....	15
图表 22: 中国天然气产量趋势（亿立方米）.....	16
图表 23: 中国天然气需求趋势（亿立方米）.....	16
图表 24: 中国天然气进口趋势（亿立方米）.....	16
图表 25: 中国天然气进口依赖度.....	16
图表 26: 中国管道气进口趋势（万吨）.....	16
图表 27: 2025 年中国管道气进口国别.....	16
图表 28: 中国 LNG 进口趋势（万吨）.....	17
图表 29: 2025 年中国 LNG 进口国别.....	17
图表 30: 2021-2025 年我国煤层气产量统计（亿立方米）.....	18
图表 31: 煤层气相关支持政策梳理.....	19
图表 32: 首华燃气盈利预测关键假设.....	20

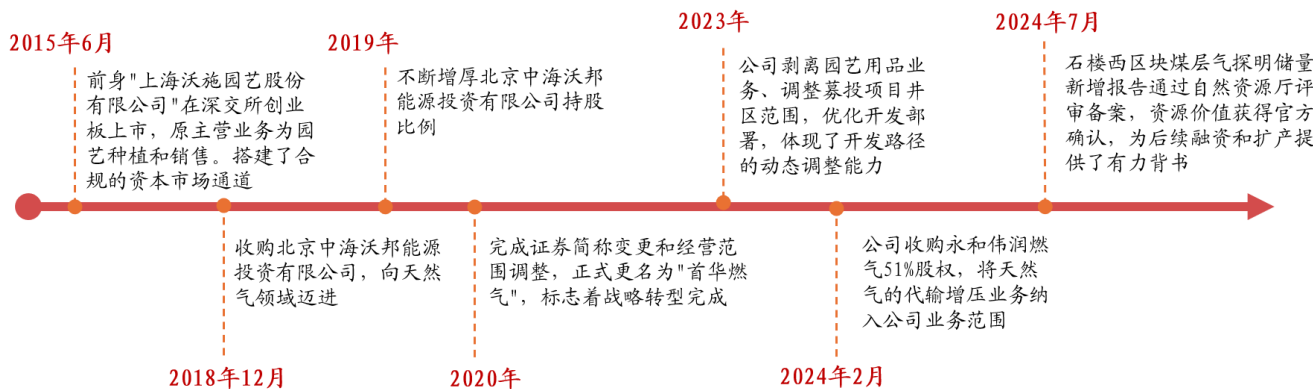
1.首华燃气：中国煤层气资产核心企业

1.1.从园艺到煤层气成功战略转型

从园艺到煤层气成功战略转型。公司前身为沃施园艺，2018 年收购北京中海沃邦能源投资有限公司，置入石楼西区块煤层气资产。石楼西区块是我国煤层气勘探开发的热点地区之一，煤层气资源丰富，煤层分布范围广、厚度较大、煤岩煤质条件优越。经过多年的勘探和开发，该区块的煤层气储量不断增长。

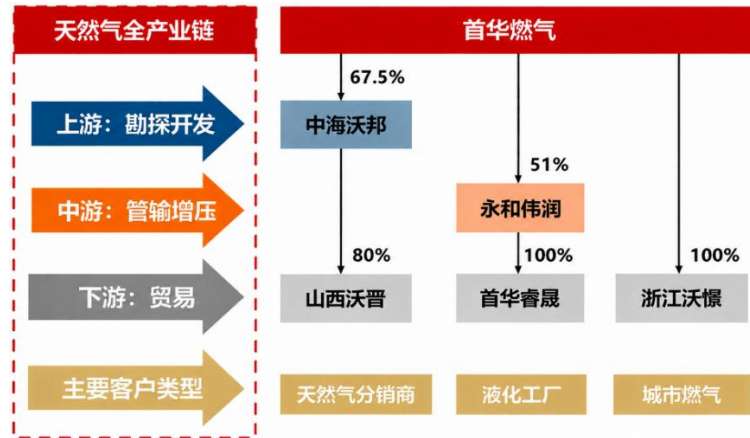
- 第一阶段（2015-2018）：公司前身“上海沃施园艺股份有限公司”于 2015 年 6 月在深圳证券交易所创业板上市，原主营业务为园艺用品的研发、生产和销售，主要产品包括蔬菜、花卉、剪草机等，搭建了合规的资本市场通道，为后续产业转型奠定基础。
- 第二阶段（2018-2020）：2018 年 12 月，公司收购北京中海沃邦能源投资有限公司，向天然气领域迈进。原园艺主业受市场竞争和季节性因素影响，增长空间有限；天然气作为清洁能源，在能源结构转型中具有战略地位，煤层气开发正迎来政策红利期。2018 年收购天然气子公司北京中海沃邦能源投资有限公司，年末完成控股，2020 年继续增厚持股比例。2020 年末，公司完成证券简称变更和经营范围调整，正式更名为“首华燃气”，标志着战略转型完成。
- 第三阶段（2020 至今）：转型完成后，公司聚焦石楼西区块煤层气开发，持续推进产能建设和技术升级。2023 年 9 月，公司调整募投项目井区范围，优化开发部署，体现了开发路径的动态调整能力；2023 年 12 月，公司将园艺用品业务剥离；2024 年 2 月，公司收购永和伟润燃气 51% 股权，实现区域资源整合，进一步扩大产能基础；2024 年 7 月，石楼西区块煤层气探明储量新增报告通过自然资源厅评审备案，资源价值获得官方确认，为后续融资和扩产提供了有力背书。

图表1：公司发展历史



资料来源：公司官网，公司公告，证券日报，国盛证券研究所

图表2: 首华燃气产业链/业务布局示意

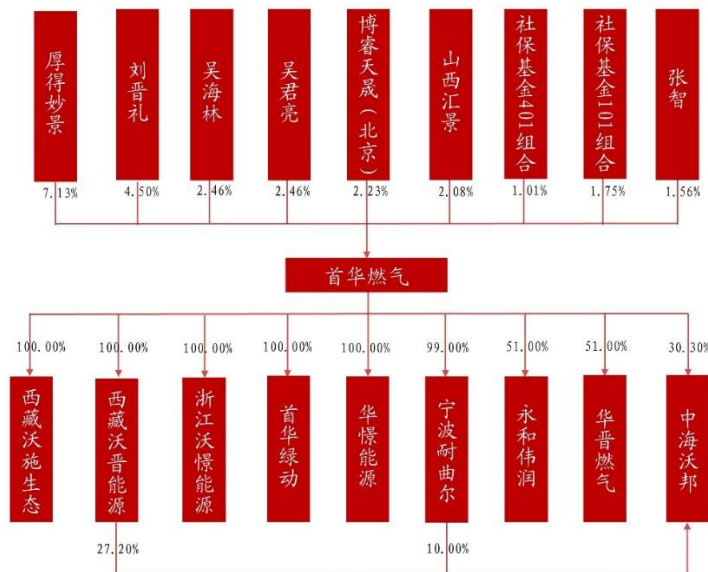


资料来源: Wind, 公司公告, 深交所互动易, 国盛证券研究所绘制

1.2. 股权变更已落地，深化聚焦煤层气业务

控制权变更已落地：新控股股东 厚得妙景及其一致行动人”，实际控制人为刘庆礼、刘晋礼。2026/1/27 过户后，厚得妙景及其一致行动人（山西汇景、刘晋礼）合计持股比例由 8.28% 升至 17.24%；原控股股东海德投资不再持股，海德系合计持股从 15.58% 降至 6.62%。根据 2026/4/24 公司一季报披露，控股股东及其一致行动人合计持股 13.71%。

图表3: 公司股权结构图



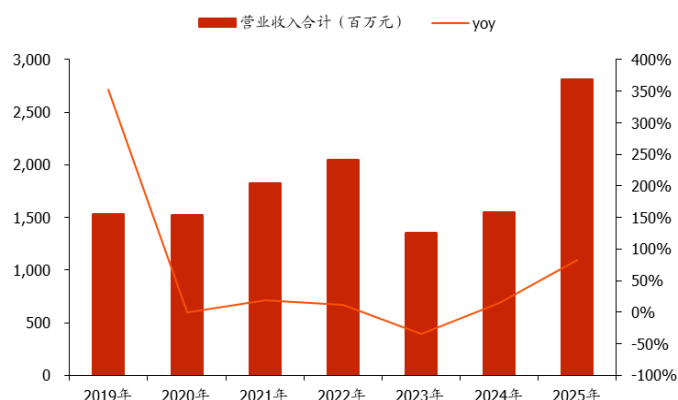
资料来源: Wind (截至 2025 年报), 公司公告, 国盛证券研究所

1.3. 收入修复先于利润，成本优化为远期核心

业绩波动中显现修复信号。公司处于“收入修复先于利润修复”的阶段，2024 年营收已经开始同比改善，但利润端仍在消化历史包袱。我们预计随着产量增长和成本下降，利润端的修复有望在 2026 年快速启动。

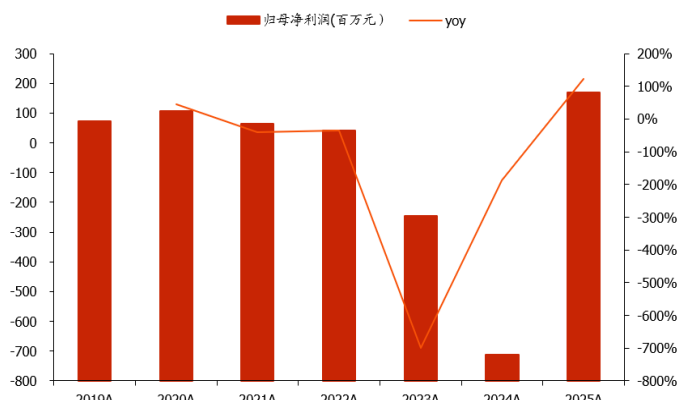
- 营收方面：2019 年完成重组后首个完整年度营收 15.31 亿元；2020 年小幅下降至 15.26 亿元，主要受宏观大事件影响；2021 年增长至 18.24 亿元，为历史新高，主要受益于天然气价格上涨；2022 年进一步增至 20.45 亿元，延续增长态势；2023 年大幅下滑至 13.54 亿元，降幅达 33.8%，主要原因是天然气价格回落和产量波动；2024 年回升至 15.46 亿元，同比改善 14.2%，显示经营修复迹象。2025 年大幅上涨至 28.15 亿元，同比上升 82.06%；2026 年 Q1 营收 8.11 亿元，同比大幅增长 17.80%。
- 利润方面：2019 年归母净利润 0.74 亿元；2020 年小幅增至 1.08 亿元，为历史最高；2021 年下降至 0.64 亿元，开始承压；2022 年进一步降至 0.41 亿元；2023 年大幅亏损 2.46 亿元，首次出现年度亏损；2024 年亏损扩大至 7.11 亿元，其中含资产减值损失约 8.66 亿元，扣除后利润约 1.55 亿元。2025 年扭亏为盈，归母净利润为 1.69 亿元，同比上升 123.82%；2026 年 Q1 归母净利润 0.53 亿元，同比上升 155.24%。
- 公司利润率揭示了成本压力的演变。公司毛利率从 2019 年的 48.6%下行至 2025 年的 17.1%，降幅高达 31.5 个百分点。毛利率的大幅下滑主要原因包括：一是天然气售价下降，2022 年以来国际能源价格回落传导至国内市场；二是单位成本上升，部分新投产井处于排采初期，产量尚未爬坡，单位折旧和运营成本较高。我们预计，随着产量爬坡和成本优化，毛利率有望在 2025-2026 年触底回升，叠加 2026 年地缘政治博弈带来全球油、气价格快速上行，成本端改善效果有望超预期。

图表4：公司营业收入趋势



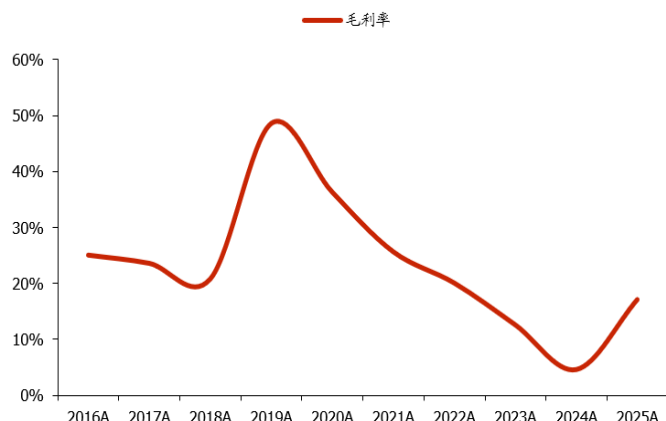
资料来源：Wind，公司公告，国盛证券研究所

图表5：公司归母净利润趋势



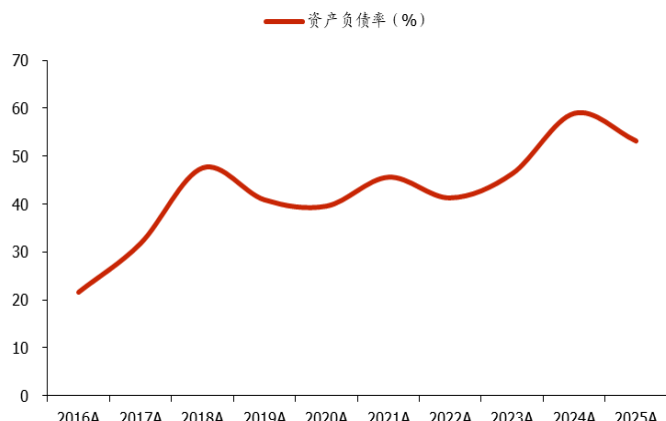
资料来源：Wind，国盛证券研究所

图表6：公司毛利率



资料来源：Wind，国盛证券研究所

图表7：公司资产负债率



资料来源：Wind，国盛证券研究所

2.布局煤层气核心资源，产量 翻倍增长” 阶段已现

2.1.拥有国内核心煤层气资源

公司煤层气资源主要分布在临汾市永和县和山西省吕梁市石楼县，核心区块为石楼西区块。2024 年 7 月，石楼西区块煤层气探明储量新增报告通过自然资源厅评审备案，资源价值获得官方认证。当前公司产能布局包括：

- 永和 45-永和 18 井区，在产，备案开发规模 12 亿立方米/年；永和 30 井区，在产，备案开发规模 10 亿立方米/年；
- 永和 45-34 井区及西区，规划，总体设计规模 13 亿立方米/年。

图表8: 首华燃气煤层气资源梳理

矿区	含气面积 (平方公里)	地质储量 (亿立方米)	技术可采储量 (亿立方米)	经济可采储量 (亿立方米)	产能 (亿立方米)
永和 45-34 井区	231	682	341	265	/
永和 45-34 井区西区	70	206	103	77	/
合计	301	888	444	342	13

资料来源：公司公告，国盛证券研究所

图表9: 首华燃气煤层气及致密气资源梳理

板块	主要井区/区域	资源类型	已备案/开发方案 规模	关键储量/进展	公司分成比例
致密气板块一	永和 18 井区、 永和 45 井区	致密气	12 亿方/年（永和 45-永和 18 井 区）	致密气整体属于石楼西区块 已备案资源的一部分	76%
致密气板块二	永和 30 井区	致密气	10 亿方/年	已取得采矿许可证并完成国 家能源局备案	87%
煤层气板块一	永和 45-34 井区	煤层气	纳入 13 亿方/年 总方案	2024 年 4 月备案新增探明 地质储量 681.90 亿方，面 积 230.50 平方公里	88%
煤层气板块二	永和 45-34 井区 西区	煤层气	纳入 13 亿方/年 总方案	2025 年 3 月备案新增探明 地质储量 205.51 亿方，面 积 69.60 平方公里	88%
合计	石楼西区块	致密气+煤层 气	35 亿方/年（致密 气 22+煤层气 13）	累计备案天然气地质储量 2,163 亿方	分区不同

资料来源：公司公告，国盛证券研究所

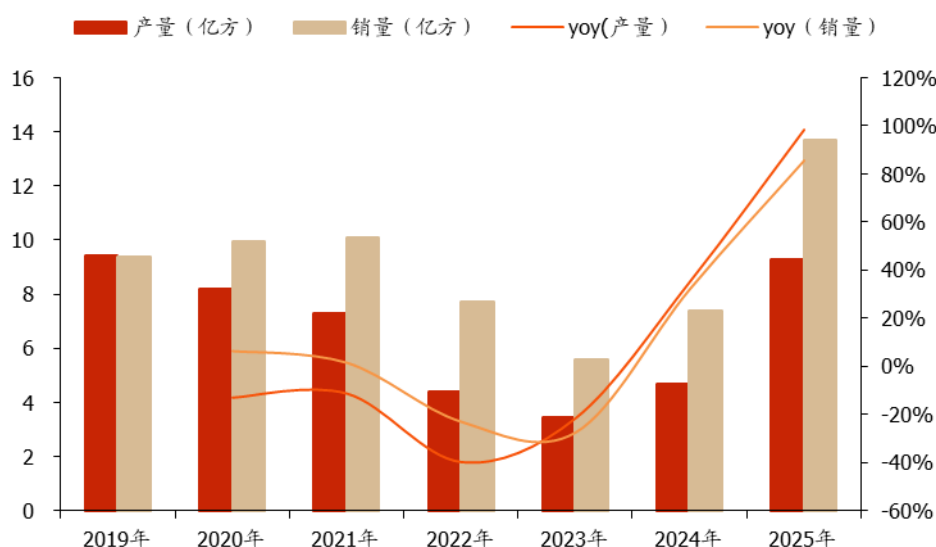
公司天然气业务以自主开发为主，辅以股权收购实现区域天然气资源整合。主要合作模式包括：

- 第一，自主开发模式。石楼西区块一期、二期均为公司 100%权益开发，公司拥有完整的勘探开发权益和生产运营控制权。自主开发模式收益归属清晰、决策效率高。
- 第二，股权收购模式。2024 年收购永和伟润燃气 51%股权，通过并购实现区域天然气资源整合。借助永和伟润所属永西连接线管道资源，掌握更多天然气资源，实现业务规模的快速提升。

煤层气产量持续突破。公司 2020-2025 年天然气产量从 8.2 亿方增长至 9.3 亿方。

- 2019 年产量 9.4 亿方，为转型后首个完整年度；
- 2020 年降至 8.2 亿方，同比下降 12.84%；2021 年降至 7.3 亿方，同比下降 11.17%；2022 年进一步下降至 4.4 亿方，降幅 39.64%；2023 年下降至 3.5 亿方，降幅 21.41%，主要原因是部分老井进入递减期且新井投产进度不及预期；
- 2024 年回升至 4.7 亿方，同比改善 35.31%，产量触底回升。2025 年大幅上升至 9.3 亿方，同比上涨 97.63%，得益于技术突破，新井投产实现放量。

图表10: 公司煤层气产销量趋势

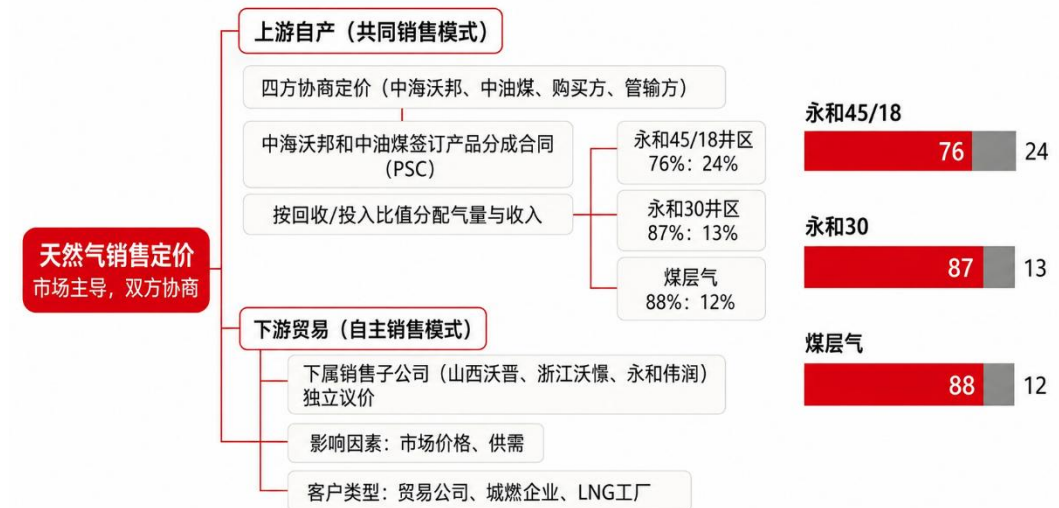


资料来源: 公司公告, 国盛证券研究所

公司天然气销售定价遵循“市场主导，双方协商”原则。

- **上游自产天然气（以中海沃邦为作业者）部分：**在“共同销售模式”下，定价需中海沃邦、中油煤（资源方）、购买方、管输方共同协商确定。由中海沃邦和中油煤签订“产品分成合同（PSC）”，根据回收/投入比值，对不同井区按约定分成比例分配气量和销售收入（如永和 45 和 18 井区 76%:24%，永和 30 井区 87%:13%，煤层气 88%:12%）。气源分成后，通过中海沃邦、中油煤、客户、管输方四方共同签署销售合同，客户向中油煤支付全额气款，中海沃邦按照其分成比例确认收入。价格分采暖期/非采暖期设定（如采暖期 2.15 元/方，非采暖期 2.55 元/方，实际以协议为准），部分气量上载西气东输等干线。
- **下游贸易采购或“自主销售模式”下：**公司下属销售子公司与购买方协商定价。通过下属子公司（山西沃晋、浙江沃憬、永和伟润）自上游天然气开采企业购买天然气后自行对外销售，销售价格主要依据市场价格及供需状况与下游客户协商确定，受市场行情波动影响，2024 年公司上游气源仍全部来源于中油煤，供应商集中度很高。公司自主销售的下游客户有贸易公司等，整体售价相对较高。

图表11: 天然气销售定价



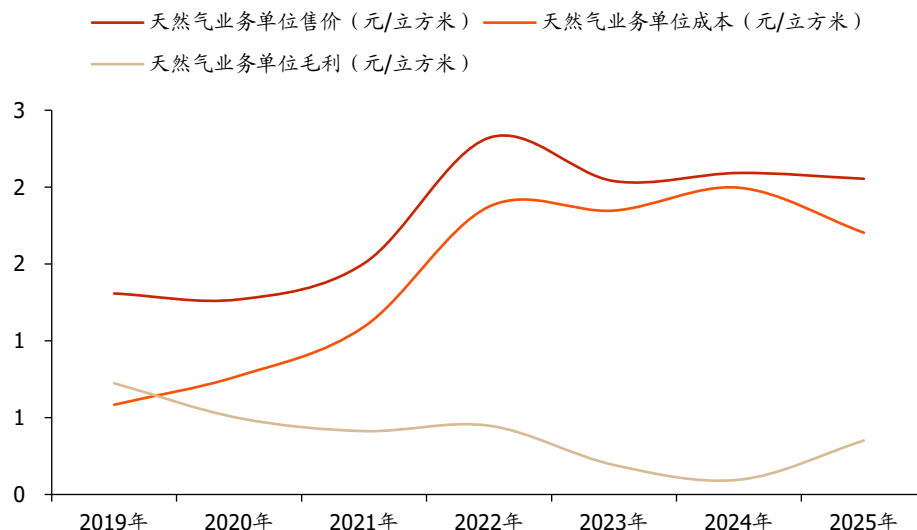
- 上游部分气量在采暖期/非采暖期执行差异价格（如采暖期2.15，非采暖期2.55，以协议为准），部分上载西气东输干线。
- 下游价格受市场行情波动影响，整体售价相对较高。

资料来源：公司公告，深交所互动易，国盛证券研究所绘制

天然气毛利逐渐走扩。

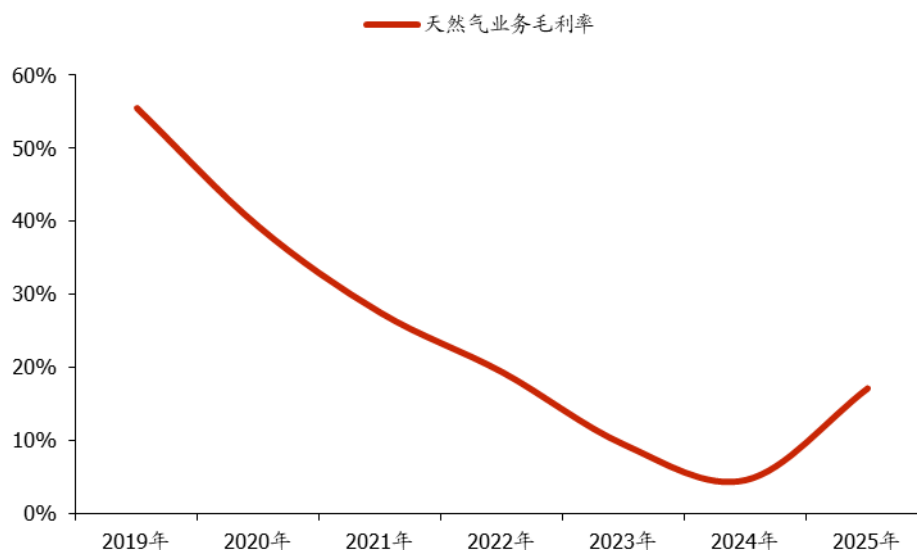
- 单位售价方面：根据公司年报数据业务收入和销量计算，2020 年单位售价 1.3 元/方，处于相对低位；2021 年小幅上涨至 1.5 元/方；2022 年大幅上涨至 2.3 元/方，创近年新高，主要受国际能源价格上涨带动；2023 年回落至 2.0 元/方，降幅 12.14%，反映国际能源价格回落的传导；2024 年小幅回升至 2.1 元/方，2025 年同比持平，单位售价 2.1 元/方。
- 单位成本方面：根据公司年报数据业务成本和销量计算，2020 年单位成本 0.8 元/方；2021 年小幅上升至 1.1 元/方，主要原因是新井排采初期产量较低，单位折旧成本较高；2022-2023 年上升至 1.8-1.9 元/方，为近年最高，主要受产量下降摊薄效应影响；2024 年继续小幅上涨至 2.0 元/方，2025 年回落至 1.7 元/方，同比改善 14.67%，反映产量回升后规模效应开始显现。
- 单位毛利方面：2020 年单位毛利 0.50 元/方，毛利率 39.15%；2021 年 0.40 元/方，毛利率 27.41%；2022 年 0.40 元/方，毛利率 19.30%；2023 年大幅下降至 0.20 元/方，毛利率 9.41%，主要受售价下跌和成本上升双重挤压；2024 年继续下降至 0.10 元/方，毛利率 4.58%。2025 年大幅回升至 0.40 元/方，毛利率 17.08%，同比改善。

图表12: 公司煤层气售价、成本、毛利趋势



资料来源: 公司公告, 国盛证券研究所

图表13: 公司天然气毛利率趋势



资料来源: 公司公告, 国盛证券研究所

2.2.公司步入煤层气产量“翻倍增长”阶段

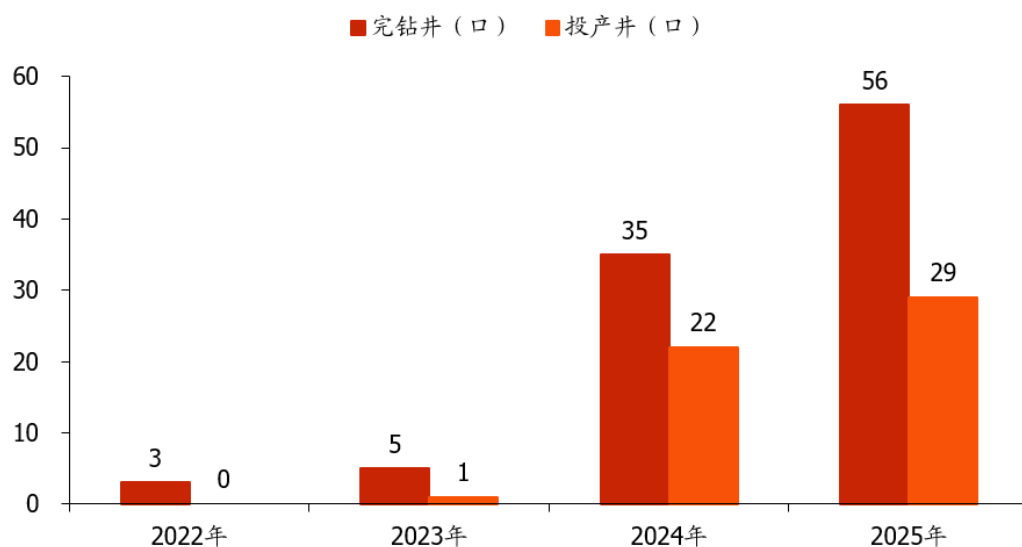
公司已从“深层煤层气开发验证期”进入“加速放量期”。

- **产量增速已兑现为高增长。**2025 年天然气产量达到 9.26 亿方，同比+97.63%，较 2024 年的 4.69 亿方几乎翻倍，且石楼西区块日产量历史性突破 300 万方，可见公司上产已不再停留在单井或单平台突破，表现为进入**规模化释放阶段**。
- **气井开发节奏明显加快。**2025 年全年完钻 56 口深层煤层气水平井、投产 29 口，2024 年则为完钻 35 口、投产 22 口，井数、投产效率、平台组织能力同步抬升，公司已具备持续滚动建产能力。进一步看，2024 年新投产 22 口深层煤层气水平井，在控产条件下每口井平均初期产量达 6.5 万方/天，已经证明石楼西区块深层煤层气具备较好的单井产能基础。2025 年则在此基础上继续通过微构造精细刻画、导向模

型优化、随钻动态跟踪和三维地震融合，进一步提升水平井煤层钻遇率与黑金靶体钻遇长度，**公司煤层气产量的放量不是“粗放加井”，而是井数增加+单井效率提升的双轮驱动。**

- **单位成本下降逻辑已开始兑现。**2024 年公司单方油气资产折耗约 0.68 元/方，2025 年油气资产折耗约 0.59 元/方，整体有望逐步趋近 0.38 元/方，远期油气完全成本目标或有望降至 1.5 元/方。
- **资源储量丰厚。**石楼西区块累计备案天然气（含煤层气）地质储量达到 2163 亿立方米，其中煤层气累计备案探明地质储量为 888 亿立方米，技术可采储量 444 亿立方米，经济可采储量 342 亿立方米，含气面积 301 平方公里。2025 年公司新增探明地质储量 205.51 亿立方米，新增探明面积 69.60 平方公里。从开发规划看，公司已依托永和 45-34 井区及西区已备案新增煤层气探明储量 887.41 亿立方米，编制完成开发方案，设计建设规模为 13 亿立方米/年，目前仍在审核中。同时，致密气项目已有 12 亿方/年和 10 亿方/年开发项目备案，叠加石楼西区块整体设计天然气产能约 35 亿方/年，与 2024 年实际产量 4.69 亿方相比，存在显著产能释放空间。

图表14：公司近年来完钻井数和投产井数（口）



资料来源：公司公告，国盛证券研究所

2.3.量增+降本驱动利润修复

我们预计 2025-2028 年公司产量有望从 9.26 亿方增至 17 亿方 (CAGR 约 22.45%)。

依托石楼西区块资源条件，在深层煤层气水平井钻井、压裂、排采工艺基本成熟的基础上，公司将加快推进深层煤层气开发方案审核，持续加快深层煤层气、致密砂岩气开发井部署、钻井、压裂及投产，快速提高区块天然气产量，为后续年度上产、稳产夯实基础；公司持续深化地质研究、推进多层系立体开发，持续开展区块煤层气勘探评价与外围区域勘探工作、落实储量申报，并持续优化排采工艺制度、推进技术攻关，提升资源动用与区块开发效益，我们预计 2026-2028 年公司天然气产量分别为 12.0、15.0、17.0 亿方。

我们预计 2025-2028 年公司天然气单位成本有望从 1.7 元/方降至 1.2 元/方。

- **规模效应：**随着产量增长，固定成本（折旧、人工、管理费用等）被更大的产量基数摊薄，单位固定成本下降。按产量从 9.3 亿方增至 17 亿方测算，仅规模效应即可贡献单位成本下降约 4-5 分钱。
- **技术进步：**钻完井效率提升（每米进尺成本下降）、排采制度优化（见气时间缩短、稳产期延长）、智能化管理（人工成本下降），进一步压降单位生产成本。
- **折旧摊薄：**前期投产井已进入折旧后期，单位折旧成本下降。同时，新投产井的资本效率高于老井，进一步优化折旧结构。

1.产量假设：石楼西区块天然气产量从 2025 年的 9.3 亿方，增长到 2026 年 12.0 亿方、2027 年 15.0 亿方、2028 年 17.0 亿方，实现持续增长。

2.成本假设：单位开采成本逐年下降，从 2025 年 1.7 元/方，降至 2026 年 1.4 元/方、2027 年 1.3 元/方、2028 年 1.2 元/方。

3.售价假设：2025 年售价 2.1 元/方，2026 年阶段性提升至 2.3 元/方，2027 年回落至 2.2 元/方、2028 年降至 2.1 元/方。

根据以上假设，预计 26-28 年天然气业务利润为 10.8、14.3、16.2 亿元，进入快速释放利润阶段。

图表15：公司利润测算

区块	2025 产量	2026E 产量	2027E 产量	2028E 产量
石楼西区块产量（亿方）	9.3	12.0	15.0	17.0
成本（元/方）	1.7	1.4	1.3	1.2
售价（元/方）	2.1	2.3	2.2	2.1
公司天然气业务利润（不考虑分成影响，亿元）	3.2	10.8	14.3	16.2

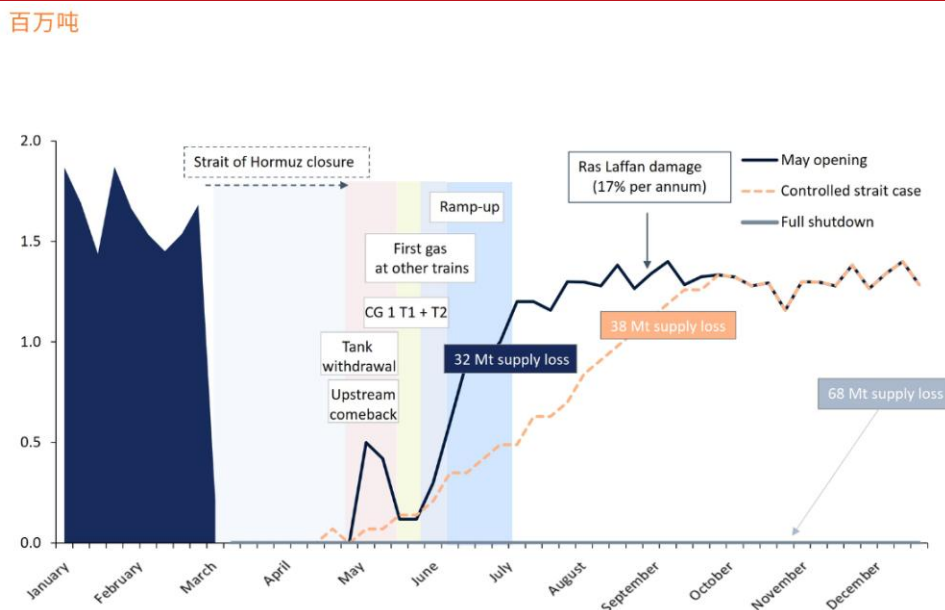
资料来源：公司公告，国盛证券研究所

3. 中国天然气行业：地缘博弈叠加进口依赖度高企，增储上产势在必行

3.1. 地缘博弈致中长期气价难回低位

中东局势冲击全球 LNG 市场。2026 年 3 月 18 日夜间接至 19 日，卡塔尔拉斯拉凡工业城遇袭，卡塔尔能源公司首席执行官 Saadal-Kaabi 向路透表示，此次袭击共损毁 14 条 LNG 生产线中的 4 号、6 号两条生产线，约 17% 的总产能受到影响，即约 1280 万吨/年，修复可能需要 3 至 5 年时间，Pearl 天然气制油(GTL)工厂亦受到影响。

图表16：三种不同情景下，卡塔尔与阿联酋 LNG 产量



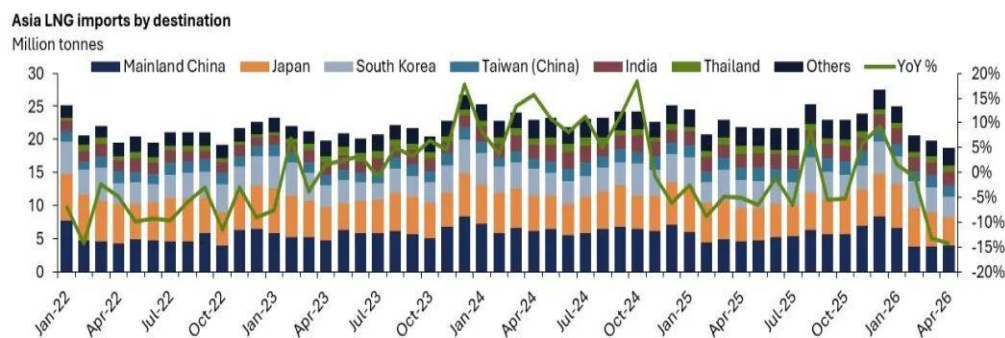
资料来源：睿咨得能源，国盛证券研究所

船运零星恢复但长期供给损失和低库存仍支撑气价难回低位。2026 年 5 月巴基斯坦政府在取消剩余两船 LNG 应急现货招标时表示，来自卡塔尔的供应即将恢复，表明其可能与伊朗达成了一项有限的双边安排，允许一定数量的 LNG 船货通过海峡。但目前仅有少量驶往巴基斯坦的船货获准通行，距离卡塔尔 LNG 出口全面恢复仍有较大差距。全球 LNG 供应的实质性缓解，短期内仍难实现。

- **亚洲地区受供给扰动压力加剧。**4 月亚洲 LNG 进口同比下降 14%，其中卡塔尔对该地区的供应几近归零，同比减少 570 万吨。美国 LNG 出口有所增加，中国台湾自美国进口 LNG 占比从 2025 年的 11% 跃升至 4 月的近 40%。中国大陆、日本和韩国 LNG 进口绝对降幅最大。卡塔尔供应缺口规模庞大，大西洋盆地的供应只能部分弥补。中国 3 月 LNG 进口大幅下滑，4 月同比下降几乎完全由卡塔尔供应中断所致。2026 年中国全年 LNG 进口预期下调至约 6400 万吨，较 2025 年减少逾 500 万吨，基本回落至疫情前水平。
- **欧洲天然气市场“边际收紧”。**随着霍尔木兹海峡关闭，卡塔尔 LNG 几乎从欧洲接收站消失，真正的风险来自于**注气季已经开始**，考虑到再气化成本后，西北欧现货 LNG 价格高于 TTF 气价，削弱了 LNG 欧洲出口的动力，**叠加 2026 年上半年欧洲 LNG 库存已至近三年最低水平**，如果亚洲夏季需求走强，叠加潜在厄尔尼诺现象带来的上行风险，欧洲可能不得不在持续紧张的现货市场中高价竞争货源。若局势短期内难以缓解，欧洲今年入冬前恐难以实现欧盟灵活储气目标——到 11 月 1 日，储气水平在乐观、基准和悲观情景下分别仅为 82.5%、78.0% 和 71.8%。

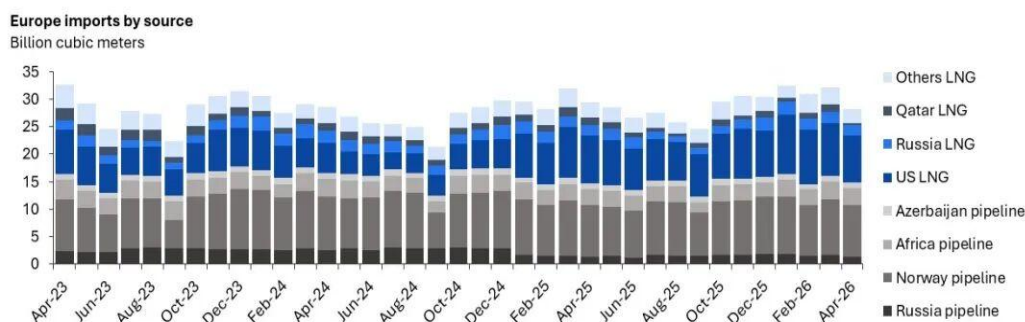
综上，战争结束只能降低部分风险溢价，但不能立刻修复资产，远期项目若延期，会使原本预期释放的新增气源继续后移。欧洲是全球 **LNG** 重要边际买家。美伊战争若冲击卡塔尔供给，欧洲为了库存安全和冬季保供，会与亚洲买家竞争更少的可用 **LNG** 货源。此时买方不再只比较价格，而是优先确保气源可得性。在这种情况下，天然气价格高位并非单纯情绪交易，而是“供给缺口+远期项目延期+船运保险+库存重建”共同定价。全球 **LNG** 价格即使战争结束也难以明显回落。

图表17: 亚洲液化天然气按国别进口量



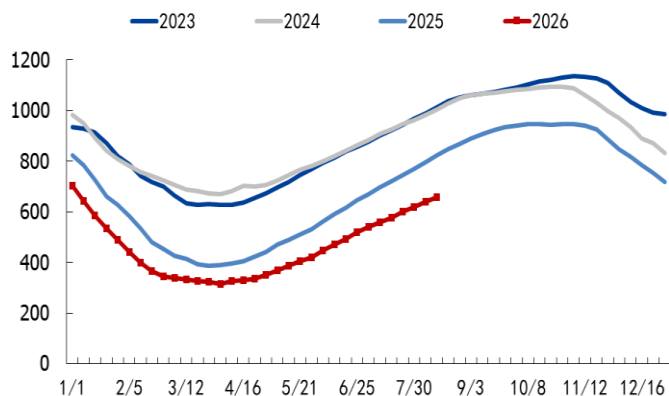
资料来源：睿咨得能源，国盛证券研究所

图表18: 欧洲液化天然气按国别进口量



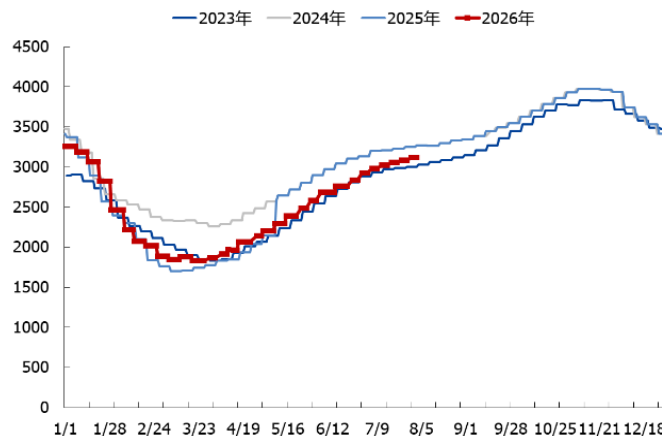
资料来源：睿咨得能源，国盛证券研究所

图表19: 欧洲天然气库存 (TWh)



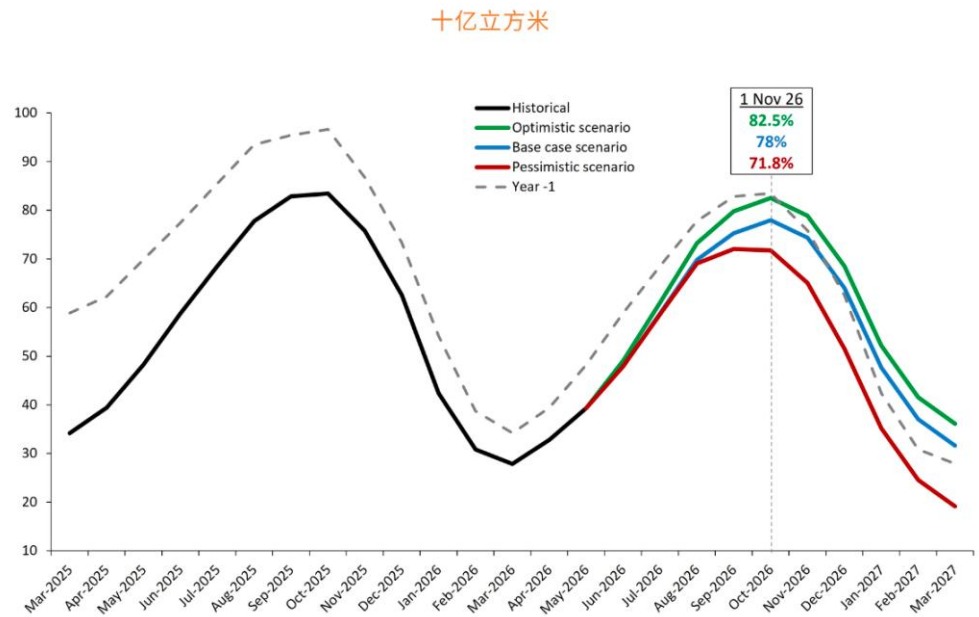
资料来源：彭博，国盛证券研究所

图表20: 美国天然气库存 (bcf)



资料来源：彭博，国盛证券研究所

图表21: 三种情景下，欧洲地下储气库储气量



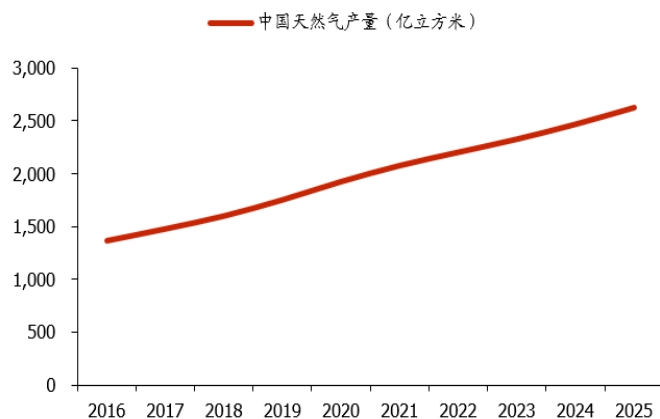
资料来源：睿咨得能源，国盛证券研究所

3.2. 中国天然气供需现状：高进口依赖度，增储上产是首要策略

中国是全球第三大天然气消费国，需求持续增长，但国内产量增速难以匹配消费增速，进口依赖度居高不下。

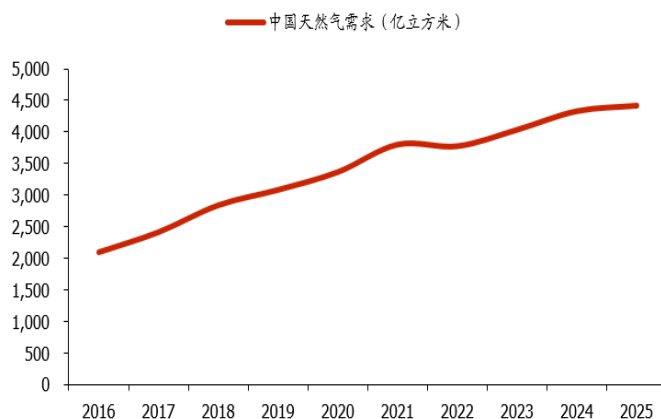
- 从供给端看：国内天然气产量从 2016 年的 1369 亿方增至 2025 年的 2621 亿方， $CAGR_{2016-2025}=7.48\%$ 。增量主要来自常规天然气（塔里木盆地、四川盆地等）、致密气（苏里格、延安等）页岩气（涪陵、长宁等）、煤层气（沁水、大吉等）。
- 从需求端看：天然气表观消费量从 2016 年的 2094 亿方增至 2025 年的 4419 亿方， $CAGR_{2016-2025}=8.65\%$ 。增速快于产量增速。需求增长主要来自城市燃气（居民生活、商业用气等）、交通用气、发电用气、化工用气四大领域。
- 供需缺口通过进口填补。进口量从 2016 年的 745.6 亿方增至 2025 年的 1765 亿方， $CAGR_{2016-2025}=10.05\%$ 。进口依赖度从 2016 年 35.60% 上升至 2021 年峰值 44.01%，近年稳定在 40.00%-42.00%。进口来源包括管道气（中亚管道来自土库曼斯坦，中俄管道来自俄罗斯）和 LNG（来自澳大利亚、卡塔尔、俄罗斯、马来西亚等）。

图表22: 中国天然气产量趋势 (亿立方米)



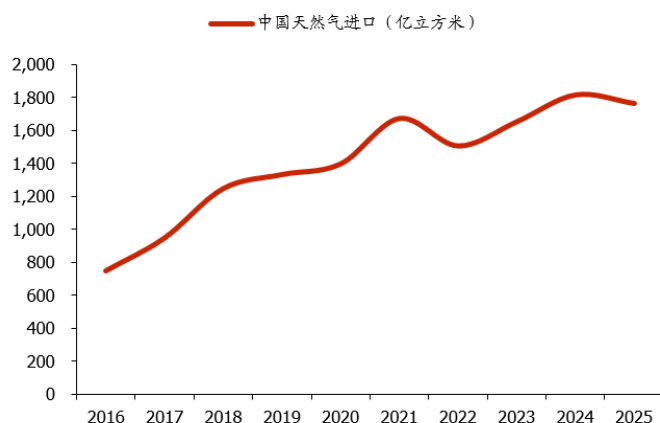
资料来源: 国家统计局, 国盛证券研究所

图表23: 中国天然气需求趋势 (亿立方米)



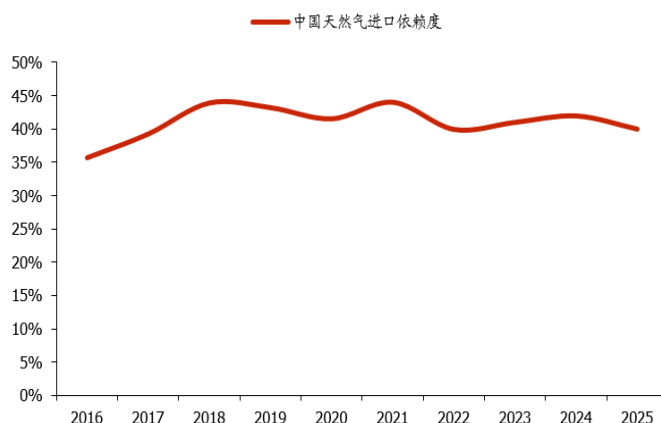
资料来源: Wind, 国盛证券研究所

图表24: 中国天然气进口趋势 (亿立方米)



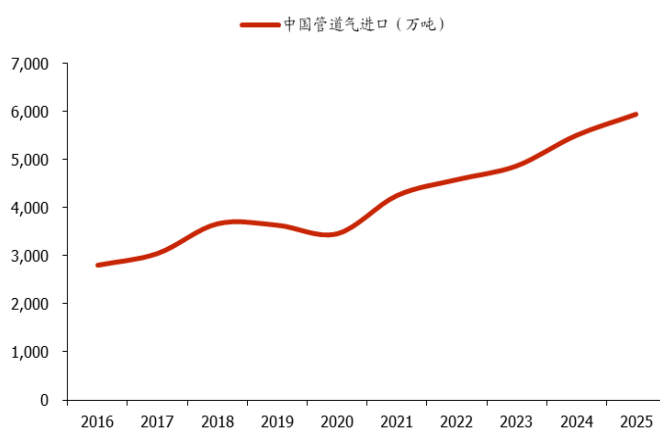
资料来源: 国家能源局, 国家统计局, 国盛证券研究所

图表25: 中国天然气进口依赖度



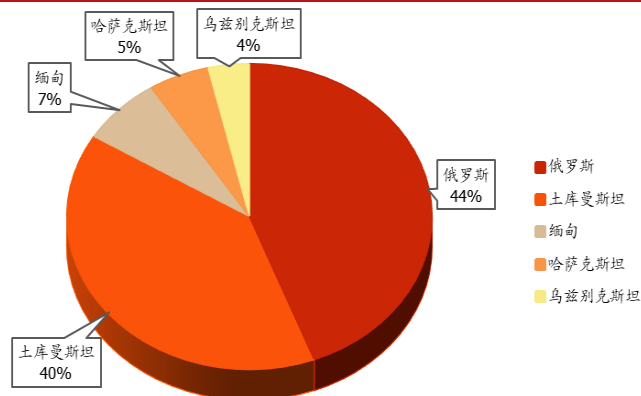
资料来源: 国家能源局, 国家统计局, Wind, 国盛证券研究所

图表26: 中国管道气进口趋势 (万吨)



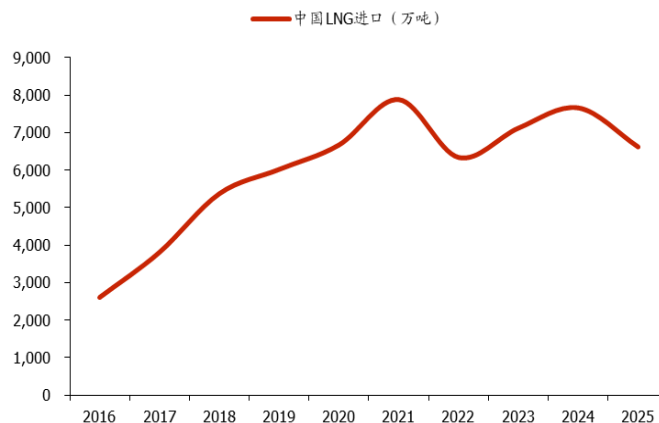
资料来源: 海关总署, 国盛证券研究所

图表27: 2025 年中国管道气进口国别



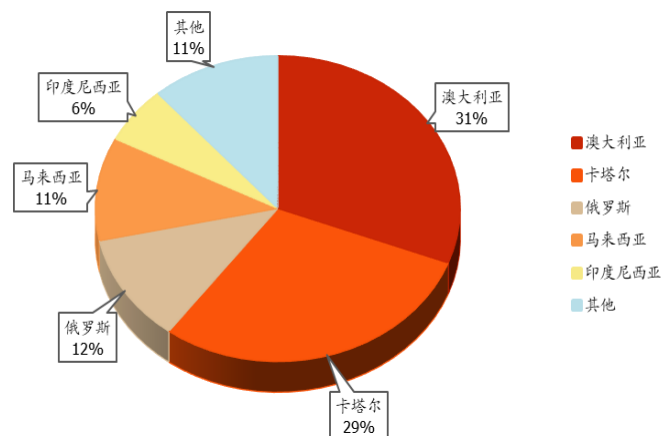
资料来源: 海关总署, 国盛证券研究所

图表28: 中国 LNG 进口趋势 (万吨)



资料来源: 海关总署, 国盛证券研究所

图表29: 2025 年中国 LNG 进口国别



资料来源: 海关总署, 国盛证券研究所

3.3. 煤层气: 从“边缘气种”到“国产气安全增量”的重估

煤层气是国产天然气增储上产的重要补充。煤层气(即“瓦斯”)是赋存在煤层及煤系地层中以甲烷为主要成分的烃类气体,热值与常规天然气相当,是一种优质清洁能源和化工原料,兼具保障矿井安全生产、减少温室气体排放和优化能源结构的“一举三得”功能。煤层气本质上是赋存在煤层中的非常规天然气,与进口 LNG 相比,煤层气的优势不在单体规模迅速放大,而在资源本土化、供应半径稳定、与煤矿生产场景协同。

- **煤层气能够补充常规气增量不足的问题。**常规大气田开发成熟后,新增产量往往需要更深、更复杂、更高成本的资源;煤层气则依托煤炭主产区,具备矿区资源基础和地面工程改造空间。只要排采技术、压裂改造、集输管网和销售通道改善,煤层气就可以成为国产气边际供给的重要来源。
- **煤层气开发具备持续性。**煤层气井通常需要排采爬坡,早期产量释放慢,但**井组成熟和集输系统完善后,产量曲线和现金流稳定性会改善**。因此,对煤层气公司的估值不能只看短期利润,而要看储量、井组成熟度、管网接入和中长期产量爬坡。

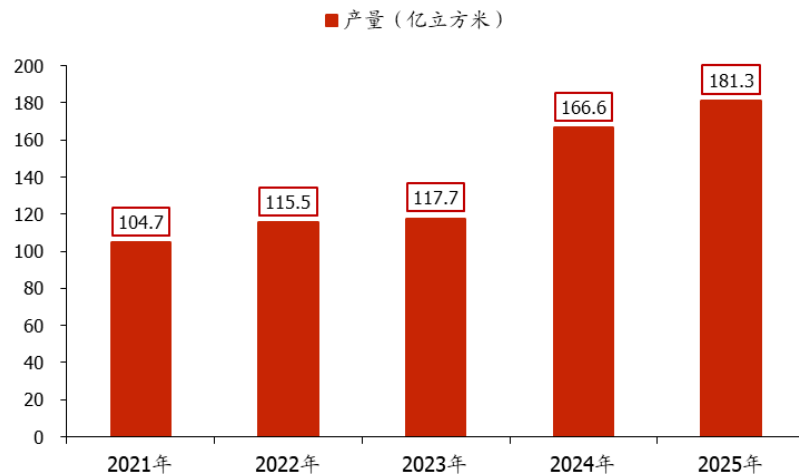
深层突破是煤层气行业增长核心引擎。我国煤层气开发行业的深层煤岩气开发实现颠覆性突破,中浅层技术迭代优化,开发成本也随着持续下降。深部煤层气(埋深>1500 米)过去被全球能源界视为不具备商业开发价值的“禁区”。2020 年中石油煤层气公司部署的吉深 6-7 平 01 先导试验水平井,在埋深 2100 米的煤层中最高日产气量达 10.1 万立方米,成为全球行业里程碑。根据观研天下报告《中国煤层气行业发展现状研究与投资前景分析报告(2026-2033 年)》,截至 2025 年底,中油测井以自主研发体系成功助力 32 口深层煤岩气水平井获得日产超 10 万立方米的高产工业气流,高效支撑了 30 亿立方米产能建设。在中低阶浅层煤层气方面,2025 年陕西府谷县保 8 井区取得了重大技术突破。该区块 20 口水平井平均单井日产气 1.12 万立方米,井组日产气量突破 20 万立方米,为我国中低阶浅层煤层气的高效开发提供了宝贵经验。

随着深层开发技术的规模应用,单井投资成本已显著下降。以首华燃气为例,截至 2025 年 9 月,通过深层煤层气开发技术突破,单井投资成本已降至 2900 万元(不含税),单井生命周期累产(EUR)提升至 5500 万立方米,折算单方投资成本仅 0.53 元,较 2024 年下降 37.65%。

煤层气产量稳步增长,资源禀赋佳,为长期增产奠定基础。

- 根据观研天下报告《中国煤层气行业发展现状研究与投资前景分析报告(2026-2033年)》，2025 年，中国煤层气年度产量达到 181.3 亿立方米，同比增长 7.7%，月均产量 15.11 亿立方米。其中，深层煤层气(煤岩气)产量达到 42 亿立方米，占煤层气总产量的 25%以上。
- 截至 2024 年底，中国煤层气新增探明地质储量 7000 亿立方米。在鄂尔多斯盆地，先后探明 3 个千亿方级深层煤层气大气田，探明地质储量突破 5000 亿立方米，接近以往煤层气探明总量的 70%。全国累计煤岩气探明储量已超过 1.1 万亿立方米。资源潜力方面，中国埋深 3000 米以浅的煤层气地质资源量达 39.9 万亿立方米。2025 年，中国上古生界煤岩气(深层煤层气)勘探再获突破，米脂—神木、佳县、三交北、大吉、宜川、临兴等地区新增探明地质储量近 5000 亿立方米，累计探明地质储量接近万亿立方米，夯实规模上产基础。
- 截至 2025 年底，首华燃气石楼西区块经山西省自然资源厅备案的天然气(含煤层气)累计地质储量为 2163 亿立方米。鄂东气田石楼西区块永和 45-永和 18 井区天然气 12 亿立方米/年开发项目、鄂东气田石楼西区块永和 30 井区致密气 10 亿立方米/年开发项目已在国家能源局备案。

图表30: 2021-2025 年我国煤层气产量统计(亿立方米)



资料来源: 观研报告网, 国盛证券研究所

3.4.政策支持显著，煤层气开采望价值重估

天然气和煤层气开采不是完全依靠市场自发扩张的行业。上游勘探开发具有资本开支前置、地质不确定性高、投资回收周期长的特点；煤层气还存在排采周期长、单井差异大、矿区协调复杂、集输系统依赖强等问题。因此，**国家政策支持和补贴政策不是锦上添花，而是决定非常规气项目能否持续资本开支的关键变量。**

- 油气增储上产政策，核心是提高国内油气勘探开发力度，增强自主保障能力；
- 非常规天然气财政补贴或奖补，覆盖页岩气、煤层气、致密气等高成本资源，改善项目内部收益率；
- 煤矿瓦斯抽采利用、安全生产和甲烷减排相关政策，使煤层气具备安全治理和减排属性；
- 矿权、管网公平接入和产供储销体系建设政策，解决资源获取、销售通道和调峰能力问题。

图表31：煤层气相关支持政策梳理

政策或机制	部门/省级	支持对象	重点内容	核心目的
《清洁能源发展专项资金管理办法》	财政部	页岩气、煤层气、致密气	实行增量阶梯奖励，增产梯度发放补贴、减产扣减资金；采暖季增量叠加“冬增多补”政策	激励非常规天然气上产保供
《关于加快煤层气抽采有关税收政策问题的通知》	税务总局	煤层气	从资源税、增值税等方面对煤层气实施优惠税费政策	降低煤层气开发成本，加快煤层气产业发展
《山西省煤层气勘查开采管理办法》	山西省人民政府	煤层气	全国首个煤层气管理体制改革试点省份	率先以省政府规章出台管理办法；“十四五”以来累计核减勘查区块7800平方千米，有效解决“圈而不探”问题
调整优化矿业权出让登记有关事项的通知	山西省自然资源厅	煤层气	深化行政审批制度改革	矿业权出让事项纳入全省管理系统，实施“不见面审核”和网上会商、联审、归档；省级负责煤层气等11种战略性矿产矿业权出让登记
国家能源局国家级深部煤层气开发示范项目	国家能源局	煤层气	大宁-吉县、临兴-府谷纳入鄂尔多斯盆地东缘国家级示范项目	鄂尔多斯盆地东缘合计数年产量纳入国家能源局示范项目考核目标
陕西省自然资源厅关于贯彻落实《自然资源部关于深化矿产资源管理改革若干事项的意见》的实施意见	陕西省自然资源厅	煤层气	从优化项目管理、加强矿业权管理、建立勘查开发约束机制等五方面强化管理	省级负责煤层气等11种战略性矿产矿业权出让登记；严格控制协议出让范围；探矿权登记期限一般5年；明确出让收益评估权限
关于深入推进新一轮找矿突破战略行动促进矿业高质量发展的若干意见	四川省人民政府	煤层气	支持煤层气勘查开发	鼓励煤炭兼探煤层气，按探采合一规定办理手续；针对“圈而不采”问题探索“限定最高报价+方案比选”等竞争性出让方式；加强矿业权动态管理

资料来源：平凉市财政局，国家能源局，新华网，山西省人民政府，阳泉市规划和自然资源局，中国能源网，陕西省人民政府，四川省人民政府，国盛证券研究所

煤层气开采有望迎来价值重估。对于煤层气公司而言，估值提升需要四个关键催化逐步落地：补贴与地方支持政策保持稳定，以提升项目 **IRR**；矿权与煤矿合作机制理顺，降低资源获取及协调成本；管网接入范围与消纳半径扩大，推动销售价格与设施利用率上行；进口气高价叠加管道气顺价，使国产煤层气的替代价值获得市场认可。当前市场习惯于将煤层气公司视为“小气种、低流动性、慢爬坡”资产，给予折价。但在美伊冲突扰动卡塔尔天然气供给、进口气价格中枢上移的背景下，这类公司提供的是国内可控气源，不受国际航运、保险、地缘冲突及现货 **LNG** 价格剧烈波动的直接约束，理应获得更高的估值定价。随着后续产量爬坡、补贴兑现、成本下行以及销售价格改善等逻辑逐一验证，板块估值框架有望从单一的市盈率模型，升级为 **资源 NAV+产量成长+现金流折现+政策期权** 的估值提升路径。

4. 盈利预测与投资建议

关键假设如下：

- **产量：**石楼西区块依托现有的 2163 亿立方米地质储量，叠加 2025 年完钻深层煤层气水平井 56 口，投产 29 口，开发节奏明显加快，未来规划新井逐年投放，产能稳步爬坡。石楼西区块天然气产量 2025 年 9.3 亿方，假设 2026-2028 年分别达 12.0/15.0/17.0 亿方，持续增长。
- **成本：**项目处于产能扩张阶段，随着井网不断完善、工厂化钻井与规模化压裂持续推广，单井建设投资逐步下行；产量规模持续抬升有效摊薄固定运维成本，单位开采成本逐年下降，2025 年 1.7 元/方，假设 2026-2028 年降至 1.4/1.3/1.2 元/方。
- **售价：**当前国内深部煤层气整体仍处于产能爬坡阶段，短期市场新增供给有限，天然气供需呈阶段性紧平衡，支撑气价小幅上行。中长期来看，国内鄂尔多斯、沁水等主力产气区煤层气与常规气规模化产能持续释放，市场供需格局逐步趋于宽松，气价中枢将趋于稳定。2025 年 2.1 元/方，假设 2026 年阶段性升至 2.3 元/方，2027-2028 年回落至 2.2/2.1 元/方。

根据以上假设，不考虑分成影响，预计 **26-28 年天然气业务利润为 10.8、14.3、16.2 亿元，进入快速释放利润阶段。公司具备储量稀缺+产量高增+成本下行三重逻辑，相较于同行成长确定性更强、远期盈利弹性更大，理应享受估值溢价。**

图表32：首华燃气盈利预测关键假设

指标	2023A	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
产量（亿方）	3.5	4.7	9.3	12.0	15.0	17.0
yoy（%）	-21.41%	35.31%	97.63%	29.60%	25.00%	13.33%
售价（元/方）	2.0	2.1	2.1	2.3	2.2	2.1
yoy（%）	-12.14%	2.59%	-1.81%	11.97%	-4.35%	-4.55%
成本（元/方）	1.8	2.0	1.7	1.4	1.3	1.2
yoy（%）	-1.38%	8.06%	-14.67%	-17.80%	-10.71%	-8.00%
天然气业务利润（亿元）	0.7	0.4	3.2	10.8	14.3	16.2
yoy（%）	-66.31%	-32.39%	623.17%	232.34%	31.94%	13.33%

资料来源：公司公告，国盛证券研究所

公司完成从园艺到煤层气战略转型，实控人变更落地后进一步聚焦主业；坐拥石楼西板块优质海量储量，深层煤层气技术实现突破，钻井投产效率大幅提升，正式步入产量翻倍增长阶段。同时在地缘博弈加剧、国内天然气高进口依赖背景下，煤层气作为本土安全气源价值重估逻辑凸显，量增、价稳、降本三重共振驱动业绩高增。

盈利预测、估值及投资评级：预计公司 2026-2028 年营业收入分别为 33.49 亿元、39.06 亿元、42.26 亿元，预计公司 2026-2028 年归母净利润分别为 5.53/7.23/9.45 亿元，对应 PE 分别为 15.9/12.2/9.3 倍。首次覆盖，给予“买入”评级。

风险提示

天然气价格大幅波动：公司收益与天然气售价直接挂钩，若天然气市场供需发生变化，天然气价格显著下行，将压缩公司盈利空间。

煤层气新井投产及产量释放不及预期：未来产量预测基于新井投产计划与产能假设。如受地质条件、工程进度、配套设施建设影响，新井投产滞后、单井产能偏低，将导致总产量无法达标，延缓成本下行节奏。

勘探开发技术进展低于预期：石楼西区块为深部煤层气，效益开发依靠钻井、压裂等工艺持续优化。若技术迭代不及预期，难以提升采收率、降低开发成本，将制约区块长期开发收益。

免责声明

国盛证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。本报告仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

本报告的信息均来源于本公司认为可信的公开资料，但本公司及其研究人员对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的资料、意见及预测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，可能会随时调整。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。本公司不保证本报告所含信息及资料保持在最新状态，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。

本公司力求报告内容客观、公正，但本报告所载的资料、工具、意见、信息及推测只提供给客户作参考之用，不构成任何投资、法律、会计或税务的最终操作建议，本公司不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。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。

投资者应注意，在法律许可的情况下，本公司及其本公司的关联机构可能会持有本报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司正在提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。

本报告版权归“国盛证券股份有限公司”所有。未经事先本公司书面授权，任何机构或个人不得对本报告进行任何形式的发布、复制。任何机构或个人如引用、刊发本报告，需注明出处为“国盛证券研究所”，且不得对本报告进行有悖原意的删节或修改。

分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，本报告所表述的任何观点均精准地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法，结论不受任何第三方的授意或影响。我们所得报酬的任何部分无论是在过去、现在及将来均不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

投资评级说明

投资建议的评级标准		评级	说明
评级标准为报告发布日后的 6 个月内公司股价（或行业指数）相对同期基准指数的相对市场表现。其中 A 股市场以沪深 300 指数为基准；新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以摩根士丹利中国指数为基准，美股市场以标普 500 指数或纳斯达克综合指数为基准。	股票评级	买入	相对同期基准指数涨幅在 15%以上
		增持	相对同期基准指数涨幅在 5%~15%之间
		持有	相对同期基准指数涨幅在 -5%~+5%之间
		减持	相对同期基准指数跌幅在 5%以上
	行业评级	增持	相对同期基准指数涨幅在 10%以上
		中性	相对同期基准指数涨幅在 -10%~+10%之间
		减持	相对同期基准指数跌幅在 10%以上

国盛证券研究所

北京

地址：北京市丰台区丽泽路 22 号院新华社国家金融信息大厦西塔 B 座 38 层
 邮编：100077
 邮箱：gsresearch@gszq.com

南昌

地址：南昌市红谷滩新区凤凰中大道 1115 号北京银行大厦
 邮编：330038
 传真：0791-86281485
 邮箱：gsresearch@gszq.com

上海

地址：上海市浦东新区南洋泾路 555 号陆家嘴金融街区 22 栋
 邮编：200120
 电话：021-38124100
 邮箱：gsresearch@gszq.com

深圳

地址：深圳市福田区福华三路 100 号鼎和大厦 24 楼
 邮编：518033
 邮箱：gsresearch@gszq.com