

市场价格(人民币): 28.13元

目标价格(人民币): 48.80元

## 市场数据(人民币)

总股本(亿股)	4.43
已上市流通A股(亿股)	0.83
总市值(亿元)	124.61
年内股价最高最低(元)	43.25/26.29
沪深300指数	4134
上证指数	3204



## 盈利周期底部已探明, 有望成为广东制氢龙头

## 公司基本情况(人民币)

项目	2019	2020	2021E	2022E	2023E
营业收入(百万元)	10,021	8,914	16,023	17,323	18,678
营业收入增长率	-12.82%	-11.05%	79.76%	8.11%	7.82%
归母净利润(百万元)	367	768	755	1,083	1,464
归母净利润增长率	110.19%	109.31%	-1.59%	43.33%	35.19%
摊薄每股收益(元)	1.019	2.132	1.705	2.444	3.304
每股经营性现金流净额	2.88	1.97	0.81	3.07	4.07
ROE(归属母公司)(摊薄)	18.50%	30.55%	13.37%	16.89%	20.08%
P/E	0.00	0.00	20.62	14.39	10.64
P/B	0.00	0.00	2.76	2.43	2.14

来源: 公司年报、国金证券研究所

## 投资逻辑

- **公司具备氢源优势, 最快 2022 年底可贡献收入。**①副产氢: 公司与巨正源拟成立合资公司, 出售提纯后的巨正源丙烷脱氢项目副产氢, 一期产能 2.5 万吨/年, 为当前广东最大的副产氢产能。预计最快 2022 年四季度投产, 2022、2023 年高纯氢销量 0.3、1.5 万吨, 收入贡献 0.5、2.4 亿; ②天然气制氢: 预计到 2025 年广东的高纯氢供需缺口达 30 万吨, 公司的低价进口 LNG 资源具备制氢经济性, 公司天然气制氢将成为广东车用氢气的有力保证。③电解制氢: 当前广东支持站内制氢, 政策支持下广东谷电制氢成本可低至 17 元/kg 左右, 公司可利用自身 LNG 加气站布局站内制氢。④地理位置优越: 公司氢源产地位于东莞, 毗邻深圳、广州、佛山三座燃料电池车保有量最高的城市且成本较低, 预期氢气项目投产后将实现“满产满销”。
- **国际油价高涨背景下公司传统主业底部探明, LNG 销量有望持续增长。**公司为进口 LNG/LPG 服务商, 2021 年处于盈利周期底部, 公司通过以下措施成功保证盈利: ①发力拓展终端客户提升顺价能力, 国内终端客户比例同比翻番已升至 70%; ②做大转口贸易, 凭借自有码头及运输船优势, 以价换量做大利润; ③与国家管网签订中长期 TUA 协议, 扩建完成 LNG 管道。LNG 销量预计稳定增长, 2021/2022/2023 年 LNG 销量预计同比增加 40%/25%/34% (考虑远丰森泰), 分别达到 180/220/300 万吨。
- **拟收购 LNG 企业远丰森泰, 2025 年产能达 120 万吨。**当前森泰产能总计 60 万吨/年, 未来随着四个项目投产, 2023 年产能将达 80 万吨, 2025 年产能继续扩充至 120 万吨, 已与上市公司 LNG 销量相当。此外, 森泰原料气来源为国内“陆气”, 而上市公司 LNG 采购自进口“海气”, 双方具有互补属性, 收购完成后有利于减少上市公司的利润波动。

## 投资建议与估值

- 公司当前传统业务底部探明并积极布局氢能业务, 预计公司 2021-2023 年归母净利润分别为 7.6/10.8/14.6 亿元, 对应 EPS 分别为 1.71/2.44/3.30 元。给予公司 2022 年 20 倍 PE, 对应目标价 48.80 元/股, 给予“买入”评级。

## 风险提示

- 限售股解禁风险, 海外 LNG 采购价过高风险, 收购不及预期风险, 项目投产不及预期风险, 人民币汇率波动风险。

姚遥

分析师 SAC 执业编号: S1130512080001  
(8621)61357595  
yaoy@gjzq.com.cn

高明宇

联系人  
gaomy@gjzq.com.cn

## 内容目录

一、凭借氢源优势，公司有望成为广东制氢龙头 .....	5
1.1 燃料电池示范群正式启动，广东城市群基础最好 .....	5
1.2 2025 年广东制氢市场空间近 200 亿，公司具备资源与地理位置优势 .....	9
1.3 副产氢：公司与巨正源强强联手，年副产氢可达 5 万吨 .....	12
1.4 天然气制氢：公司进口 LNG 价格低于国内，天然气制氢具备成本优势 .....	14
1.5 电解制氢：峰谷价差逐渐扩大，广东谷电制氢已具备经济性 .....	15
二、LNG/LPG 双轮驱动，公司盈利水平不断提升 .....	17
2.1 公司为华南地区进口 LNG/LPG 重要供应商 .....	17
2.2 LNG 业务营收贡献逐渐增加，公司盈利水平与国际油价具有强相关性 .....	18
三、LNG：进口 LNG 需求长期旺盛，公司 LNG 业务上涨动能充足 .....	20
3.1 短期全球天然气供需仍将维持偏紧状态 .....	21
3.2 我国天然气需求高速增长，供给缺口持续扩大，进口依赖已成定局 .....	23
3.3 公司客户结构不断优化，业务布局不断扩展，有望实现“量价齐升” .....	26
3.4 采购模式为长约采购与现货采购，方式灵活便于成本控制 .....	31
3.5 公司盈利底部已探明，天然气业务具备较强韧性 .....	32
四、远丰森泰：收购完成后新增产能无异于再造一个九丰能源 .....	33
4.1 LNG 全产业链布局，生产销售一条龙 .....	33
4.2 LNG 产能扩张迅速，LNG 价格上涨背景下有望实现量价齐升 .....	33
4.3 BOG 直接压缩+再冷凝法提取氢气，LNG 资源再利用 .....	34
4.4 远丰森泰收购价格合理 .....	35
五、LPG：国内市场供不应求，公司致力提升 LPG 盈利水平 .....	35
5.1 国内 LPG 供需偏紧，对外进口依赖度高 .....	36
5.2 公司 LPG 业务贡献稳定，自营船运将助力成本优化 .....	38
盈利预测与投资建议 .....	41
盈利预测 .....	41
投资建议及估值 .....	42
风险提示 .....	42

## 图表目录

图表 1：五大燃料电池示范城市群示意图 .....	5
图表 2：全国分省市 FCV 销量占比 .....	6
图表 3：2021 年 10 月份各示范城市群 FCV 上线数（辆）及上线率（%） .....	6
图表 4：各示范城市群 FCV 与 EV 每日运行情况 .....	7
图表 5：广东省燃料电池产业链相关企业 .....	8
图表 6：燃料电池系统降本曲线（元/w） .....	9
图表 7：广东省氢气制、储、运降本测算（元/kg） .....	9
图表 8：2021-2025 年广东氢气收入空间预测 .....	9

图表 9: 公司所在的东莞市为氢气需求中心 .....	10
图表 10: 广东省制氢资源潜力地域分布—工业副产气 .....	10
图表 11: 广东省制氢资源潜力地域分布图 .....	11
图表 12: 广东省氢气缺口量和加氢站缺口量 .....	12
图表 13: 公司氢能业务收入预测 .....	12
图表 14: 广东氢气制、运、加各环节价格构成预测 .....	13
图表 15: 公司副产氢收入预测 .....	13
图表 16: 副厂氢提纯投入及产出预算 .....	13
图表 17: 公司副厂氢提纯项目毛利率敏感性分析 .....	14
图表 18: 2021-2025 年广东氢气销量结构预测 (万吨) .....	14
图表 19: 天然气制氢成本分拆 .....	15
图表 20: 部分城市的谷电电价 (2022.3) .....	15
图表 21: 碱式电解槽制氢成本测算 (元/kg) .....	16
图表 22: 三种电解槽技术的对比 .....	16
图表 23: 公司 LNG 业务模式图 .....	17
图表 24: 公司 LPG 业务模式图 .....	17
图表 25: 公司股权结构图 .....	18
图表 26: 2015-2021Q3 公司营业收入及同比增速 .....	18
图表 27: 2015-2021Q3 公司归母净利润及同比增速 .....	18
图表 28: 2015-2021H1 公司主营业务构成 .....	19
图表 29: 2015-2020 公司及各业务板块毛利占比 .....	19
图表 30: 2015-2021H1 公司毛利率、净利率情况 .....	19
图表 31: 公司 LNG 业务毛利率高于 LPG、甲醇等 .....	19
图表 32: 国际原油价格与公司归母净利润的同比关系 .....	20
图表 33: 我国天然气产业链 .....	20
图表 34: 2010-2020 全球天然气产量及增速 .....	21
图表 35: 2010-2020 全球天然气消费量及增速 .....	21
图表 36: 2010-2020 全球天然气供给敞口及其占比 .....	21
图表 37: 2010-2022/03/15 天然气期货合约价格 (美元/MBtu) .....	21
图表 38: 2017-2020 世界主要天然气生产国产量占比 .....	22
图表 39: 2015-2021/12 美国天然气产量 (MMcf) .....	22
图表 40: 全球总能源分布来源占比 .....	22
图表 41: 2010-2021 我国能源消费总量及其增速 .....	23
图表 42: 2010-2020 我国天然气消费总量 .....	23
图表 43: 2010-2020 我国天然气消费量增速与能源消费量增速 .....	24
图表 44: 2010-2020 我国天然气产量及消费量 .....	24
图表 45: 2020 我国天然气下游应用情况 .....	24
图表 46: 2010-2020 我国天然气进口量、增速及进口依存度 .....	25
图表 47: 2010-2020 我国天然气产量缺口及其增速 .....	25

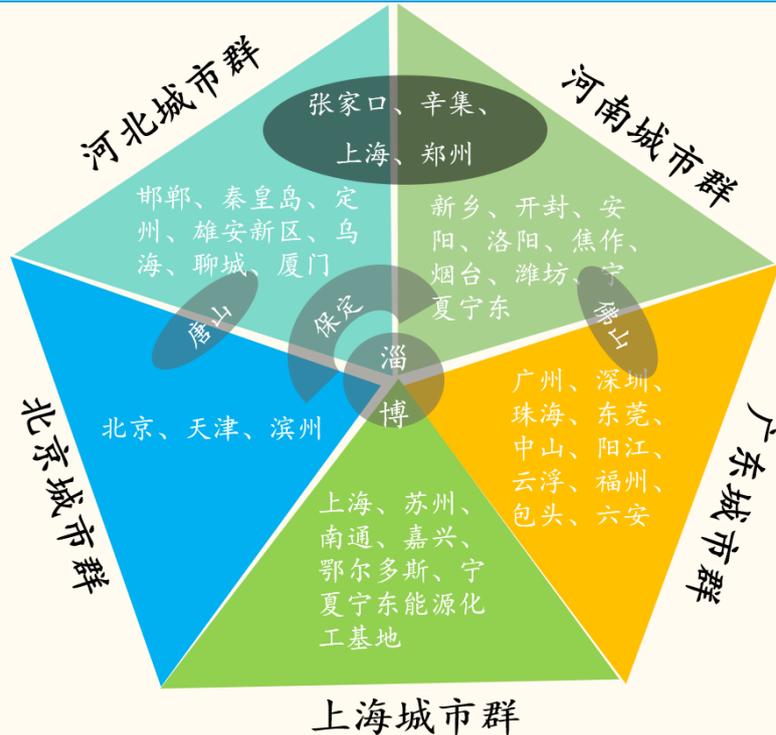
图表 48: 2011-2020 我国天然气分类型进口数量及增速 .....	26
图表 49: 公司的客户结构 .....	27
图表 50: 公司的国外营收占比与国际油价成正比 .....	27
图表 51: 近三年公司前五大客户变动情况 .....	27
图表 52: LNG 终端用户销售额 (万元) .....	27
图表 53: 华南地区建成投产的 LNG 接收站情况 (截至 2020 年底) .....	29
图表 54: 码头储存容器情况 .....	29
图表 55: 码头泊位情况 .....	29
图表 56: 公司 LNG、LPG 运输船数量 (艘) .....	30
图表 57: 项目变更后公司募投资金投资项目情况 .....	30
图表 58: 公司的长约采购协议 .....	31
图表 59: 天然气采购价格 (分别基于 Brent 指数和 JKM 指数) .....	32
图表 60: 远丰森泰 LNG 业务模式图 .....	33
图表 61: 远丰森泰 LNG 扩产计划 .....	34
图表 62: 远丰森泰历年业绩及 LNG 销量 .....	34
图表 63: LPG 业务产业链 .....	36
图表 64: LPG 价格与油价走势 .....	36
图表 65: 2011-2020 年我国 LPG 表观消费量 .....	37
图表 66: 2020 年我国 LPG 消费结构 .....	37
图表 67: 2016-2021 年我国 LPG 产量统计 .....	37
图表 68: 我国 2019 年 LPG 供应结构图 .....	37
图表 69: 我国 LPG 进口量及对外依存度 .....	38
图表 70: 2021 年 LPG 主要经营商进口量排名及经营区域 .....	38
图表 71: 公司部分合作伙伴 .....	39
图表 72: 公司液化石油气成本结构 .....	39
图表 73: 2018-2020 年公司 LPG 收入及占比 .....	40
图表 74: 2018-2020 年公司 LPG 业务毛利率变化 .....	40
图表 75: 2018-2020 年公司 LPG 业务与同行业毛利率对比 .....	40
图表 76: 公司与东华能源境内外 LPG 业务占比及毛利率对比 .....	40
图表 77: 主营业务拆分 .....	42
图表 78: 可比公司估值比较 (市盈率法) .....	42

## 一、凭借氢源优势，公司有望成为广东制氢龙头

### 1.1 燃料电池示范群正式启动，广东城市群基础最好

- 2021年8月五部门发布《关于启动燃料电池汽车示范应用工作的通知》，宣布北京、上海、广东三座示范城市群正式落地，示范期为2021年底-2025年底四年。国家初步选择了北上广三个城市群进行燃料电池的示范应用，一方面是考虑城市群的经济实力，另一方面也考虑了各城市群燃料电池产业链的成熟度，三座城市群在行业公司数量、人才和技术等方面也是全国领先的。2022年1月，五部委又批复了河北省、河南省为第二批燃料电池汽车示范应用城市群，至此五大燃料电池示范城市群的格局形成。

图表 1: 五大燃料电池示范城市群示意图

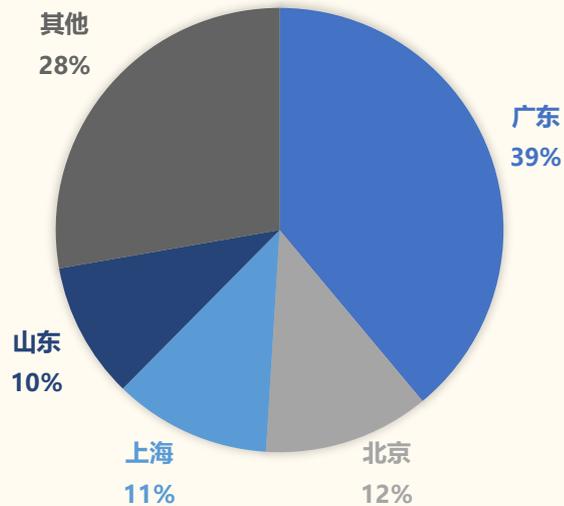


来源：政府官网、国金证券研究所

### 广东城市群：运营效果全国最好，产业链最完善，具备放量基础

- 广东省推广 FCV（燃料电池汽车）一马当先，销量高居全国榜首。统计 2018-2021 年数据，全国氢燃料电池汽车（FCV）销量为 7402 辆，其中广东省为 2666 辆，占比 36%，居全国第一；而后依次为北京（820 辆，11.1%）和上海（778 辆，10.5%）。

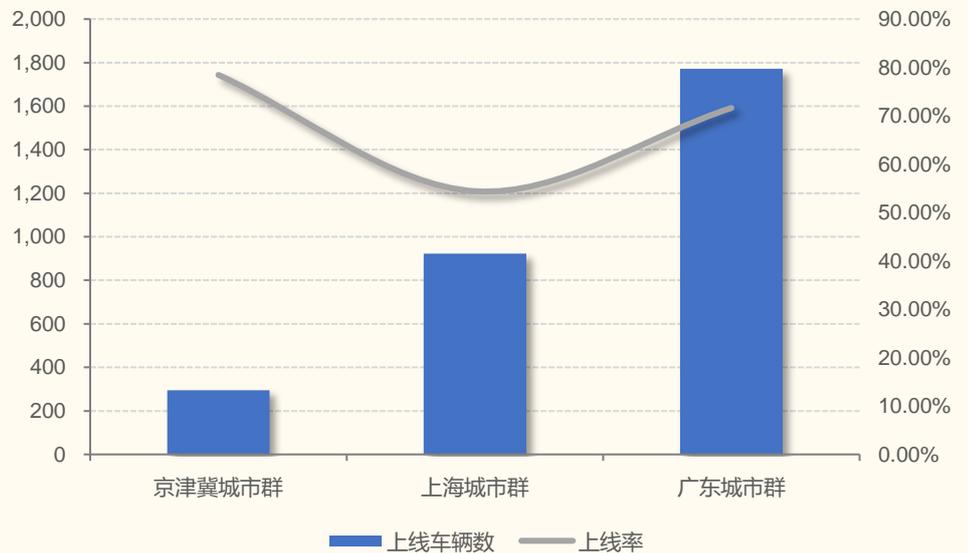
图表 2: 全国分省市 FCV 销量占比



来源: 工信部、国金证券研究所

- **广东城市群 FCV 运营数量最多，上线率仅次于京津冀城市群。**根据新能源汽车国家大数据联盟数据显示，2021 年 10 月份全国氢燃料电池上线车辆为 5025 辆，全国 FCV 上线率为 72%。而三大城市群整体上线率为 69.8%。其中广东城市群上线 FCV 车辆为 1772 辆，居全国第一，上线率为 71.6%，仅次于京津冀城市群。

图表 3: 2021 年 10 月份各示范城市群 FCV 上线数 (辆) 及上线率 (%)



来源: 新能源汽车国家大数据联盟、国金证券研究所

- **广东城市群 FCV 单车日均行驶里程最高，且高于纯电动汽车。**根据新能源汽车国家大数据联盟数据显示，广东城市群的 FCV 客车和专用车单车日均行驶里程分别为 188km、309km，高于其他两大城市群以及纯电动汽车日均行驶里程。燃料电池客车及专用车的日均行驶里程均优于纯电动客车及商用车，也体现出燃料电池汽车在长途重载领域的优势。

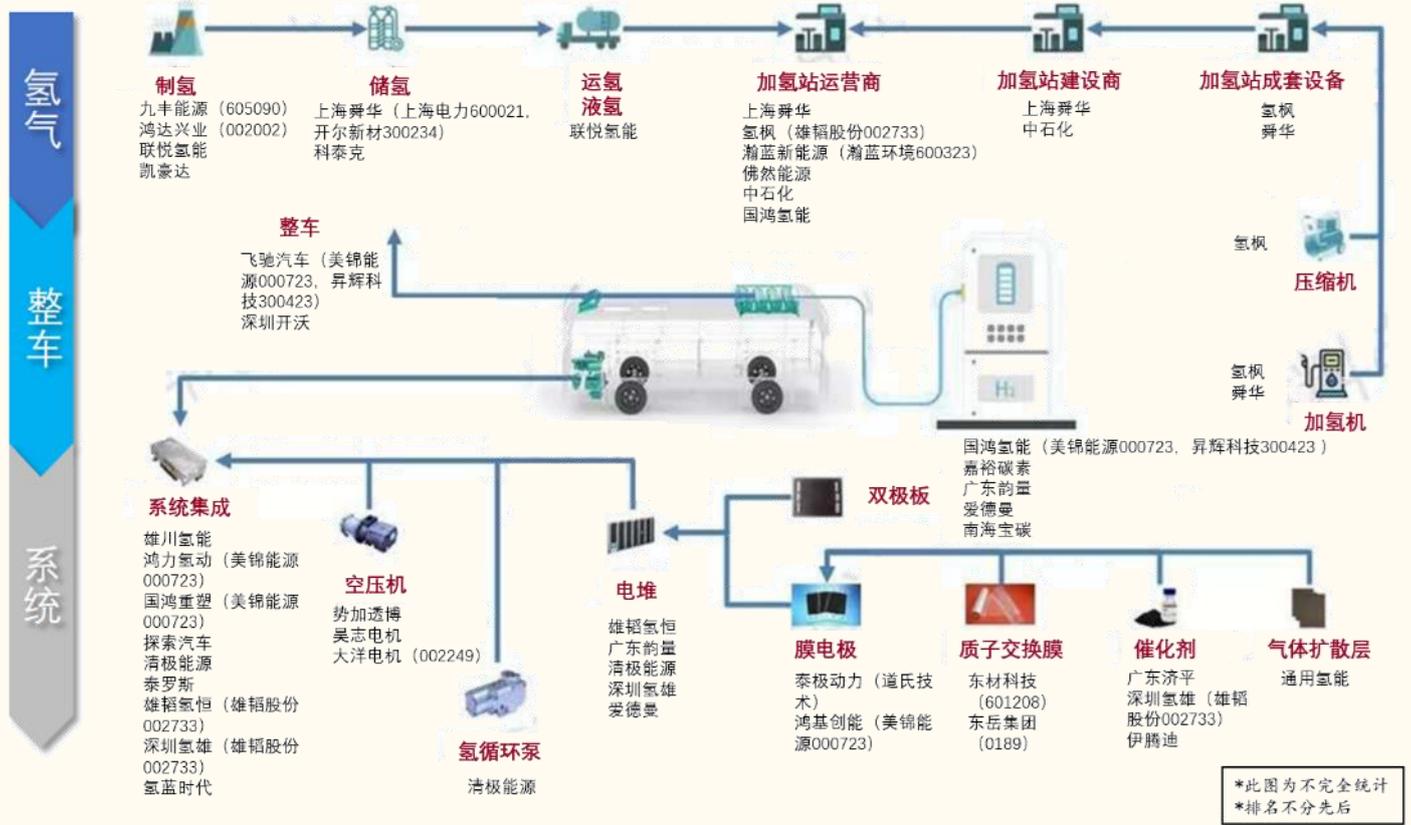
图表 4: 各示范城市群 FCV 与 EV 每日运行情况

车型	动力类型	指标	京津冀城市群	上海城市群	广东城市群
客车	氢燃料电池	单车日均行驶里程 (km)	104.43	140.94	188.16
		单车日均行驶时长 (h)	3.96	2.95	7.74
	纯电动	单车日均行驶里程 (km)	138.83	159.97	174.61
		单车日均行驶时长 (h)	7.18	9.25	9.71
专用车	氢燃料电池	单车日均行驶里程 (km)	171.99	179.44	309.46
		单车日均行驶时长 (h)	4.64	6.75	6.71
	纯电动	单车日均行驶里程 (km)	98.75	117.33	120.65
		单车日均行驶时长 (h)	6.25	7.00	7.10

来源: 新能源汽车国家大数据联盟、国金证券研究所

- 广东省产业链十分完整，龙头企业众多，产能可支撑起 5 万台以上的燃料电池车产量。广东省从氢气的制、储、运、加，到燃料电池系统各零部件的研发制造，最后到整车的生产都有众多企业布局，最终形成全国最成熟的燃料电池产业链。
- 上游：氢气的制、储、运及加氢站的建设汇聚了中石化等大型化工国企以及九丰能源、佛燃能源等上市燃气公司，此外还有诸如联悦氢能等上游全产业链覆盖的气体公司。仅联悦氢能当前氢气管束车已超过 100 辆，制氢能力超过 20,000 标方/小时，配送能力超过 300,000 标方/天，约可满足 30 座加氢站的供氢需求。
- 中游：广东燃料电池系统及核心零部件生产企业众多，系统、电堆环节汇集了国鸿氢能、雄韬氢雄等龙头企业。根据 TrendBank 统计，国鸿氢能 2018-2020 年电堆累计市占率为国内第一，年产能超过 2 万台电堆和 5000 套系统，电堆可满足“十四五”期间约 5-10 万辆燃料电池汽车的需求。
- 下游：整车制造环节广东省拥有诸如飞驰汽车、深圳开沃等整车企业。2018-2021 年飞驰汽车累计全国市占率 11%，目前其在广东佛山(云浮)产业转移工业园的生产基地已具备 5000 台/年新能源商用车产能，仅其一家就可满足“十四五”期间 2.5 万台燃料电池车的生产需求。

图表 5: 广东省燃料电池产业链相关企业



来源: 国金证券研究所

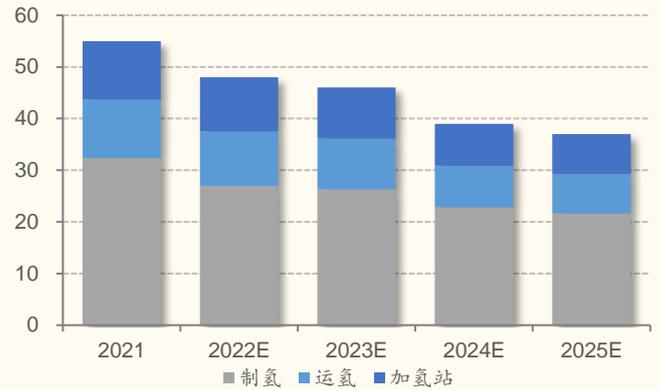
- 考虑燃料电池补贴及氢气补贴后，燃料电池汽车已和柴油车使用成本相等，市场化订单将开始涌现。1) 购置成本：根据我们测算，2022 年燃料电池系统有望进入 4 元/w 的时代，此时搭载 120kw 燃料电池系统的重型卡车售价最低可到 100 万元左右，倘若按照《燃料电池汽车城市群示范目标和积分评价体系》进行补贴测算，考虑国家补贴和地方补贴按 1: 1 实施，一台 31 吨以上的燃料电池重卡第一年度 (2021.8-2022.8) 最高可以拿到 110 万元左右的补贴，补贴金额足可覆盖购置燃料电池车的成本，使用燃料电池汽车将具备经济优势。2) 氢气成本：2021 年广东省氢气售价大致在 50-60 元/kg 之间。因为当前省级氢能规划暂未发布，我们参考《广州市黄埔区广州开发区促进氢能产业发展办法实施细则》的补贴标准，考虑 2021 年氢气补贴为 20 元/kg，加上补贴后实则用氢成本已降至 30-40 元/kg 之间，和柴油使用成本接近。且根据我们测算未来随着规模效应制、储、运成本会继续降至 2025 年的 30-40 元/kg 之间，燃料电池汽车全生命周期使用成本将具备经济性，市场化订单将开始涌现。

图表 6: 燃料电池系统降本曲线 (元/W)



来源: 氢云链、国金证券研究所

图表 7: 广东省氢气制、储、运降本测算 (元/kg)



来源: 势银、国金证券研究所

- 随着政策陆续出台及需求的上升, 2025 年广东省保有量有望达 5 万台。广东示范城市群由佛山市牵头, 此外还有广州市、深圳市、东莞市、珠海市、中山市、阳江市、陕西渭南市、宁夏宁东、山东淄博等 12 个城市组成 (示范城市群由不同省市组成)。截至目前已有 4 座城市发布了燃料电池产业规划, 仅佛山市就规划到 2025 年推广 10000 辆燃料电池汽车, 预计随着其他 8 座城市规划的出台, 到 2025 年总规划数量有望达 5 万辆。从需求侧角度考虑, 由于燃料电池汽车在补贴之后已经具备使用经济性, 我们预计市场化订单将逐渐增多, 预计 2025 年实际推广数量也有望达到 5 万辆, 满足政府规划。

### 1.2 2025 年广东制氢市场空间近 200 亿, 公司具备资源与地理位置优势

- 2025 年广东制氢市场空间近 200 亿。根据我们上文预测, 广东省 2025 年 FCV 保有量有望达 5 万辆, 假设氢气售价取加氢站终端价格, 2025 年广东省氢气市场空间将高达 190 亿, 年均复合增速达 230%。

图表 8: 2021-2025 年广东氢气收入空间预测

	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
累计车辆 (台)	2666	5656	13729	29068	52076
累计耗氢气总量 (万吨)	1.21	4.01	11.97	27.87	51.73
氢气终端售价 (万元/吨)	5.5	4.8	4.6	3.9	3.7
氢气终端总营收 (亿元)	6.65	19.24	55.07	108.71	191.40

来源: 工信部、国金证券研究所; \* 2021 年无官方数据, 此为测算值

### 公司附近高纯氢供不应求, 2025 年预期可实现满产满销

- 公司高纯氢生产基地位于主要 FCV 运营中心地带, 车用高纯氢需求旺盛。广东省 FCV 车辆集中分布于东莞市周边, 截至 2021 年 12 月, 深圳和广州 FCV 数量分别为 1291 辆和 810 辆位居前两名。当前氢气最经济的运输方式为 200 公里范围内的气氢拖车运输, 而公司所在的东莞市恰好位于广东省主要的几大 FCV 消费城市中心, 地理位置得天独厚。

图表 9: 公司所在的东莞市为氢气需求中心



来源: 工信部、国金证券研究所; \*图中数字为该城市燃料电池汽车保有量

- 2025 年广东 FCV 氢气需求量将达 50 万吨，多余副产氢潜力仅为 20 万吨左右。根据云浮（佛山）氢能标准化创新研发中心统计，广东省目前炼油、丙烷脱氢、烧碱以及炼焦等行业合计制氢潜力约为 21.64 万吨/年，相较 2025 年 50 万吨的燃料电池汽车氢气需求量尚有约 30 万吨的缺口，为公司天然气制氢及电解制氢提供充足的需求。1) 炼油：广东省目前多数化工厂基本实现氢气平衡，副产物制氢资源多用于自身生产需求，实际制氢潜力多为新建制氢装置中的富余量。截至目前，广东省的三家主要炼化厂投产制氢装置产能约为 11.7 万吨/年；2) 丙烯脱氧：深圳巨正源及湛江鹏尊能源合计配备有 150 万吨/年产能丙烯脱氧设备，待巨正源二期项目投产预计副产氢气量可达 5 万吨/年；3) 炼焦：2020 年广东省焦炭产量达 597 万吨，主要以宝钢湛江和韶关钢铁两大钢铁联合焦化企业为主，但实际制氢潜力仅为 3.9 万吨/年；4) 氯碱：目前广东省有氯碱企业 3 家，烧碱产量约为 33.16 万吨，预计其副产氢气量为 0.8 万吨。

图表 10: 广东省制氢资源潜力地域分布—工业副产气

城市	企业名称	所属行业	制氢资源量 (万吨/年)	城市资源总量 (万吨/年)	占比
东莞	深圳巨正源	丙烷脱氧	5	5	19.8%
韶关	乳源东阳光实业发展有限公司	氯碱	0.50	3.64	17.6%
	韶关钢铁	炼焦	3.1		
湛江	中国石化湛江东兴石油公司	炼油	2.70	4.43	21.4%
	宝钢湛江	炼焦	0.7		
	鹏尊能源	丙烷脱氢	1.02		
惠州	中海石油炼化惠州炼油分公司	炼油	3.15	3.15	15.2%
茂名	中国石油化工茂名分公司	炼油	3.00	3.00	14.5%
揭阳	中委揭阳石化	炼油	1.80	1.80	8.7%
江门	广悦电化有限公司	氯碱	0.19	0.19	0.9%
云浮	广东鑫国瑞化工	次氯酸钠	0.13	0.13	0.6%

广州	中国石化广州分公司	炼油	1.00	1.00	4.8%
佛山	佛山市华昊化工	氯碱	0.08	0.08	0.4%
肇庆	高要	次氯酸钠	0.05	0.05	0.3%

来源：云浮（佛山）氢能标准化创新研发中心，国金证券研究所

图表 11：广东省制氢资源潜力地域分布图



来源：云浮（佛山）氢能标准化创新研发中心，国金证券研究所

- 广东省当前加氢站氢气供给不足，公司高纯氢可解燃眉之急。据不完全统计，截至 2021 年 12 月，全国建成加氢站 177 座，其中广东省共有 31 座加氢站位列全国第一。然而，广东省单个加氢站日供氢气量主要介于 500~1000kg 之间，总计年供氢量约为 7220~7950 吨/年，当前广东省全部 2666 辆 FCV 耗氢量约为 14500 吨/年左右，远高于现有加氢站供氢能力，主要因为广东省氢气分布较为分散，偏远地区不具备运氢经济性，而广州、佛山、深圳等城市氢气供给又比较紧缺，这也是制约广东省 FCV 上线率的重大原因。而公司位于东莞的高纯氢供应可弥补这一缺口，公司有望在短期内快速成为主要的高纯氢供应商。

图表 12: 广东省氢气缺口量和加氢站缺口量



来源: 工信部、国金证券研究所

- 公司布局氢能业务, 2023 年收入或达 2.4 亿, 2025 年收入有望达 6.5 亿。** 2021 年 12 月 4 日, 公司发布与巨正源签订《共同开发氢能的合作协议》的公告, 双方拟成立合资公司开展氢能业务, 并计划在副产氢提纯、天然气重整制氢、谷电电解制氢等方向布局。公司未来的氢气来源有三个, **1) 副产氢:** 公司或其子公司预计持股合资公司 60% 的股权, 氢源来自巨正源聚丙烯项目的副产氢。根据公告显示, 巨正源一期项目年产能 2.5 万吨, 预计在合资公司设立后 6 个月内建成氢气供应装置并对外投运。一期我们预期最快将于 2022 年四季度建成投产, 年销量或达 3000 万吨。巨正源二期 PDH 副产氢项目已于 2020 年 3 月开工, 根据一般的丙烷脱氢项目建设周期, 我们预计最快 2022 年底建成, 顺利达产后 2023 年副产氢产能将达 5 万吨, 但由于公司氢产业链尚未成熟, 我们保守预计 2023 年销量有望达 1.5 万吨; **2) 天然气制氢:** 公司进口 LNG 成本低, 公司计划利用自身在原料气端的优势开展天然气重整制氢, 根据我们下文测算毛利率在 20% 左右, 具备一定经济性, 公司有望未来开展天然气制氢; **3) 电解水制氢:** 广东支持加氢站内电解制氢, 电价最低可到 0.15 元/kWh 左右, 倘若采用电解水制氢成本在 17 元/kg 左右, 当前也具备经济优势。远期来看, 广东省氢气将持续处于供不应求状态, 随着产业链逐渐成熟, 公司出售的副产氢预计 2025 年将实现“满产满销”, 届时收入贡献有望达 6.5 亿元。

图表 13: 公司氢能业务收入预测

九丰氢气收入预测				
年份	2022	2023	2024	2025
副产氢气 (万吨)	0.30	1.5	3	5
出厂价 (元/kg)	27.0	26.3	22.8	21.6
公司持股比例 (%)	60%	60%	60%	60%
氢气营收 (亿元)	0.5	2.4	4.1	6.5

来源: 公司公告、国金证券研究所; \*出厂价参考图表 15

### 1.3 副产氢: 公司与巨正源强强联手, 年副产氢可达 5 万吨

- 公司副产氢收入测算:** 1) 从产能角度考虑: 巨正源一期 PDH 装置已投产, 可副产氢 2.5 万吨, 合资公司的氢气供应装置预计 2022 年四季度建成。巨

正源二期项目我们预期 2022 年底建成，年产 2.5 万吨高纯氢，2023 年巨正源副产氢产量有望达 5 万吨。2) 从销量角度考虑：2022 年投产时间及销量还有一定的不确定性，我们预计年底或可销售 3000 吨副产氢；2023 年虽然产能已达 5 万吨，但当前公司还未有明确的氢气储运规划，我们中性预期销量或可达 1.5 万吨；到 2025 年公司商业模式逐渐成熟，销量在广东高纯氢供不应求的背景下有望实现 5 万吨。副产氢出厂价取加氢站终端售价（考虑补贴）减去运输及加氢站环节的费用，终端售价参考 2021 年广东加氢站氢气价格（50 元/kg 左右），运氢及加氢站费用参考之前我们发布的报告并考虑规模化带来的降本，补贴参照广东黄浦区的补贴（2021 年为 20 元/kg）并考虑适当退坡。

图表 14: 广东氢气制、运、加各环节价格构成预测

价格构成	2022	2023	2024	2025
出厂价 (元/kg)	27	26	23	22
运氢 (元/kg/百公里)	11	10	8	8
加氢站 (元/kg)	11	10	8	8
终端售价 (+补贴, 元/kg)	49 (+15)	46 (+15)	39 (+10)	37 (+10)

来源：黄浦区《关于组织开展 2022 年区促进氢能产业发展办法兑现工作(第一批)的通知》、国金证券研究所

图表 15: 公司副产氢收入预测

九丰副产氢气收入预测				
年份	2022	2023	2024	2025
副产氢气 (万吨)	0.30	1.50	3.00	5.00
出厂价 (元/kg)	27.0	26.3	22.8	21.6
公司持股比例 (%)	60%	60%	60%	60%
氢气管收 (亿元)	0.5	2.4	4.1	6.5

来源：公司公告、国金证券研究所

- **满产时副产氢业务毛利率或高于公司主营业务。**假设副产氢为公司利用等热值的天然气与巨正源交换而来，采购成本即为天然气成本，氢气提纯项目初始投入（用于土建、PSA 设备等）为 1.1 亿，产能为 1 万吨/年，提纯耗电量为 4.5kWh/kg，电价按 0.6 元/kWh 算，当副产氢的采购价格为 10 元/kg，提纯成本 4 元/kg，2022 年高纯氢出厂价格取 27 元/kg，根据我们的测算，高纯氢提纯项目的毛利率可高达 50%，高于公司历年公司 LNG 和 LPG 业务的毛利率。

图表 16: 副厂氢提纯投入及产出预算

提纯项目初始投资 (万元)	11000
满产产能 (吨)	9792
耗电量 (kwh/kg)	4.5
电价 (元/kwh)	0.6
副产氢采购价格 (元/kg)	10
提纯成本(元/kg)	4

高纯氢出厂价格 (元/kg)	27
其他维护、人工管理、折旧成本 (万元)	1153
提纯项目毛利润(万元)	5800
提纯项目毛利率	50%

来源：氢云链、国金证券研究所

图表 17: 公司副厂氢提纯项目毛利率敏感性分析

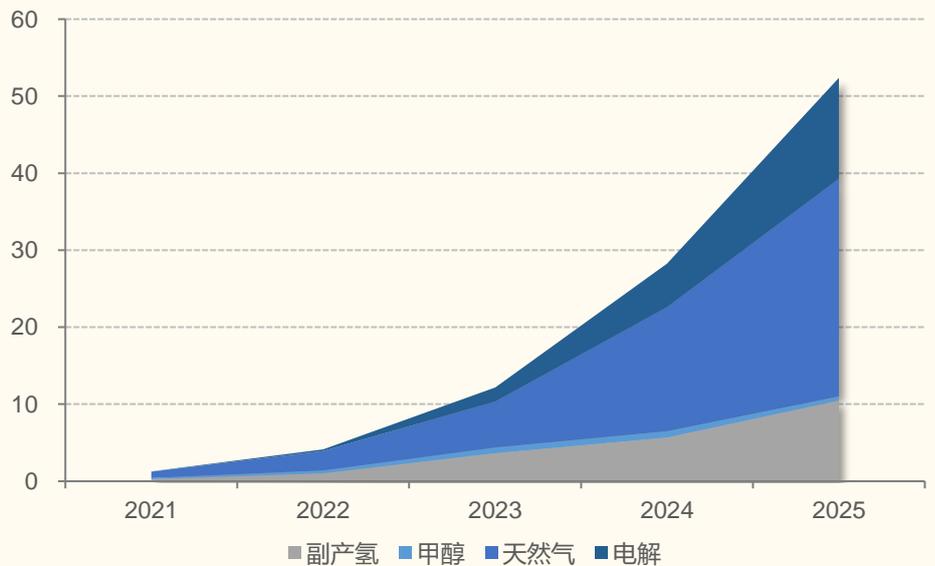
提纯项目毛利率		副产氢采购价格 (元/kg)				
		12.0	11.0	10.0	9.0	8.0
高纯氢出厂价格 (元/kg)	20	19.6%	24.6%	29.6%	34.6%	39.6%
	22	26.9%	31.5%	36.0%	40.6%	45.1%
	24	33.0%	37.2%	41.3%	45.5%	49.7%
	26	38.2%	42.0%	45.9%	49.7%	53.6%
	28	42.6%	46.2%	49.7%	53.3%	56.9%

来源：国金证券研究所

#### 1.4 天然气制氢：公司进口 LNG 价格低于国内，天然气制氢具备成本优势

- 公司具备天然气重整制氢潜力。天然气制氢成本高于副产氢，根据联悦氢能数据，当前广东天然气制氢占比约为 60%，这也是当前广东氢气售价普遍在 50-60 元/kg 之间的原因。此外根据我们前文测算，2025 年广东 5 万的燃料电池汽车保有量将带来超 50 万吨的氢气需求，而东莞周边副产氢生产潜力仅 20 万吨（且因为运输距离等问题未必能全部使用），缺口达 30 万吨，天然气制氢及电解制氢有望占据较大市场份额。公司天然气主要为进口，采购价低于国内，具备一定的经济优势。

图表 18: 2021-2025 年广东氢气销量结构预测 (万吨)



来源：联悦氢能，国金证券研究所

- **天然气制氢成本测算。**假设天然气制氢的规模在 1000Nm<sup>3</sup>/h，固定成本投资在 1528 万元，按照 10 年期折旧，同时按照制取 1Nm<sup>3</sup> 氢气需要 0.6Nm<sup>3</sup> 天然气以及相关的配套设施来计算，天然气价格取近三年来的平均价格 2.5 元/Nm<sup>3</sup>，制氢成本为 21.27 元/kg，考虑 2022 年出厂价在 27 元左右，毛利率可达 20%，高于公司主营业务毛利率。

图表 19: 天然气制氢成本分拆

项目	成本 (万元)	说明
天然气费用	150	天然气对应价格: 2.5 元/Nm <sup>3</sup> , 1Nm <sup>3</sup> 氢气对应 0.6Nm <sup>3</sup> 天然气
设备折旧	153	固定资产投资在 1530 万元, 分十年折旧
人工及管理费	120	工作人员按 9 人考虑
用电费用	70	假设电价在 0.7 元/度
维修费	31	维修费按固定投资的 2% 计算
循环水及脱盐水费用	25	
合计	1914.8	
折算每标方氢气成本 (元/Nm <sup>3</sup> )	1.91	对应每年产量为 1000 万 Nm <sup>3</sup> 氢气
折算每千克氢气成本 (元/kg)	21.27	

来源: 知网、公司官网、国金证券研究所

### 1.5 电解制氢: 峰谷价差逐渐扩大, 广东谷电制氢已具备经济性

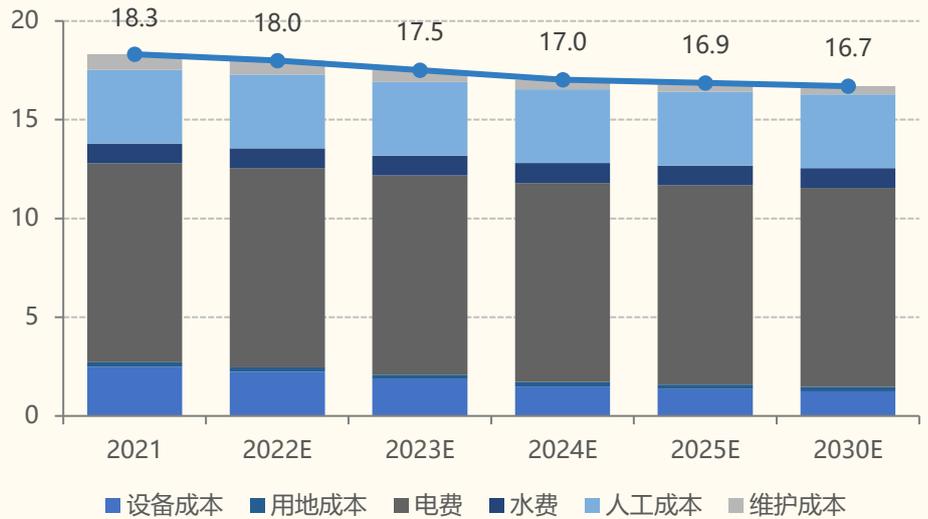
- **峰谷价差扩大背景下谷电制氢已具备经济性:** 7 月国家发改委发布了《关于进一步完善分时电价机制的通知》，要求进一步完善峰谷电价机制。随后二十余省相继扩大了峰谷电差，大部分省份低谷时段价格较平段上浮超 50%，峰值时段价格较平段上浮超 50%，个别省份尖峰电价涨幅超 100%。以广东省为例，低谷时间为 0-8 时，如果站内制氢免征基本电价且执行蓄冷电价，电费有望降到 0.15 元/kWh，考虑设备、用地、人工、维护等成本后，全生命周期的电解制氢成本可达到 17 元/kg 左右，已经具备经济性。

图表 20: 部分城市的谷电电价 (2022.3)



来源: 各省发改委, 国金证券研究所

图表 21: 碱式电解槽制氢成本测算 (元/kg)



来源: 国金证券研究所; \*考虑设备降本, 电费取 0.15 元/kWh

- 广东省政策支持下公司布局站内制氢已具备经济性。当前主流的电解槽主要分为碱式电解槽、PEM 电解槽和固体氧化物电解槽, 碱式电解槽因其购置成本低、技术成熟, 当前渗透率最高。倘若公司采用技术成熟的碱式电解槽技术并配合自有的 LNG 加气站进行站内制氢, 电费取 0.15 元/kWh, 忽略运费后毛利率可达 20%以上, 具备经济性。

图表 22: 三种电解槽技术的对比

	碱水电解槽 (ALK)	纯水电解槽 (PEM)	固体氧化物电解槽 (SOEC)
电解质	20-30%KOH	PEM (Nafion 等)	Y <sub>2</sub> O <sub>3</sub> /ZrO <sub>2</sub>
工作温度℃	70-90	30-80	700-1000
电流密度 A/cm <sup>2</sup>	0.25	1 左右, 体积小	1~10
能耗 kWh/Nm <sup>3</sup>	5.5-6.5	5.5-6.5	3.0-3.6
启停时间	1-2 小时	5 分钟	启停不便
动态响应能力	较强	强	/
抗电流波动性			
系统运维	有腐蚀性液体, 后期运维复杂, 成本高	无腐蚀性液体, 运维简单, 成本低	目前以技术研究为主, 尚无运维需求
电堆寿命	可达到 120000h	已达到 100000h	/
技术成熟度	商业化	商业化	实验室研发
有无污染	碱液污染	无污染	无污染
单价 (元/w)	1.5	6	未商业化

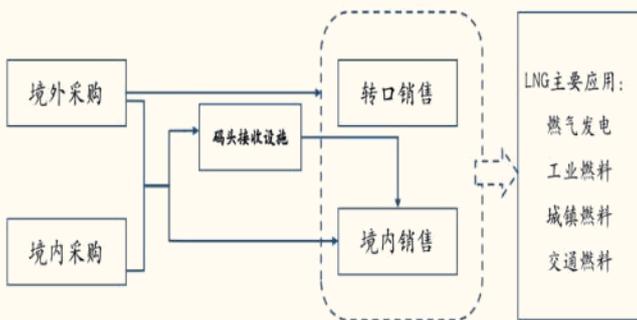
来源: 《电解水制氢技术研究进展与发展建议》、国金证券研究所

## 二、LNG/LPG 双轮驱动，公司盈利水平不断提升

### 2.1 公司为华南地区进口 LNG/LPG 重要供应商

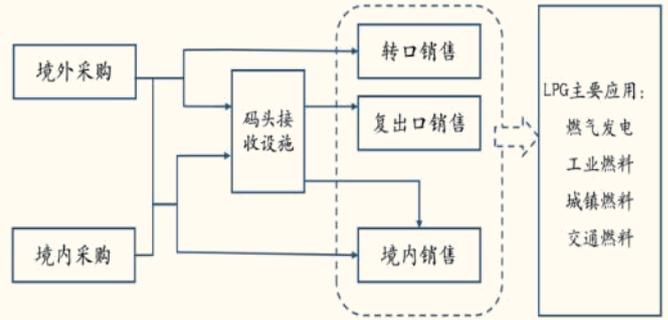
- 公司的主营产品包括液化天然气（LNG）、液化石油气（LPG）等清洁能源以及甲醇、二甲醚（DME）等化工产品，业务范围涵盖清洁能源产品贸易、码头仓储、加工生产、物流配送以及清洁能源综合利用解决方案等全业务链服务。公司 LNG、LPG 为两大收入支柱，2020 年分别占主营收入的 53.87%、41.48%，均以境外采购境内销售为主，2018-2020 年境外采购金额分别占比 91%/72%/72%。
- **公司 LNG、LPG 商业模式：**公司境外采购 LNG/LPG 产品后通过自有或者租赁 LNG/LPG 运输船运至公司的码头接收站，之后再输送给下游客户。公司客户主要为工业用户、燃气销售企业等，同时也会通过转口或复出口形式进行境外销售。
- 公司是华南地区 LNG 流通市场的重要供应商以及我国第四大 LPG 进口商，华南地区第一大 LPG 进口商，目前在东莞拥有一座 5 万吨级综合码头、14.4 万立方米 LPG 储罐以及 16 万立方米 LNG 储罐。2021 年 5 月，公司成功登陆上交所 A 股，开启公司又一新篇章。

图表 23：公司 LNG 业务模式图



来源：公司招股说明书、国金证券研究所

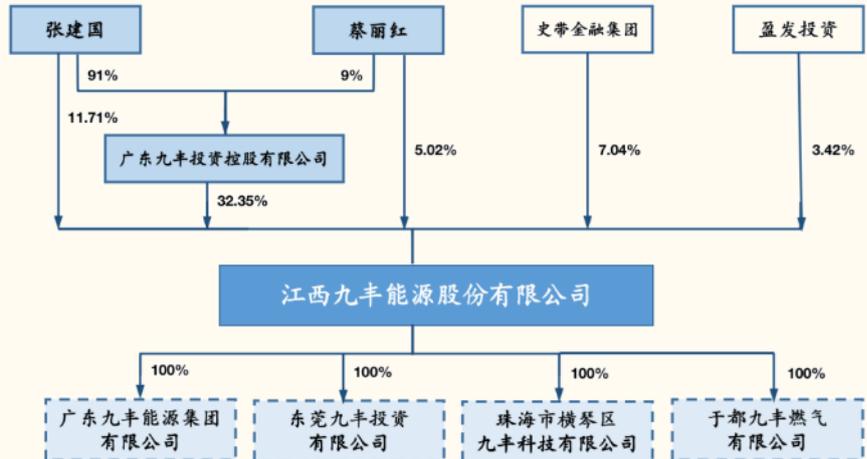
图表 24：公司 LPG 业务模式图



来源：公司招股说明书、国金证券研究所

- **公司控股股东为九丰控股，实际控制人为张建国和蔡丽红夫妇。**张建国先生与蔡丽红女士分别为公司董事长兼总经理、公司董事。截止 2021 年 11 月，张建国直接持有公司 11.71% 股权，蔡丽红直接持有公司 5.02% 股权。张建国夫妇通过九丰控股间接持有公司 32.35% 股权，通过盈发投资间接持有公司 3.42% 股权，二人合计支配公司 52.50% 表决权股份，为公司实际控制人。

图表 25: 公司股权结构图



来源: 公司招股说明书、国金证券研究所

## 2.2 LNG 业务营收贡献逐渐增加, 公司盈利水平与国际油价具有强相关性

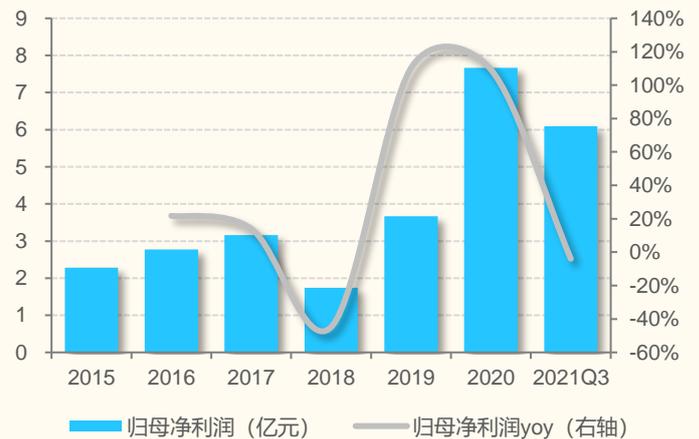
- **LNG 销量大幅上升, 公司盈利水平持续上涨。**随着需求端逐步恢复疫情前水平, 2020 年, 公司 LNG 业务线实现销量 130 万吨, 同比去年增长 14%。2018-2020 年受成本方面国际油价降低影响, 公司归母净利润明显增长, 盈利水平得以提升, 2020 年公司实现营业收入 89.14 亿元, 归母净利润 7.68 亿元, 归母净利润同比增长 109%, 在 2019、2020 年均实现归母净利润翻倍增长。公司 2021 年前三季度营收实现高增长, 前三季度共实现 116.4 亿元营业总收入, 归母净利润同比-3.9%, 与进口 LNG/LPG 价格上涨有关。

图表 26: 2015-2021Q3 公司营业收入及同比增速



来源: 同花顺 IFIND、国金证券研究所

图表 27: 2015-2021Q3 公司归母净利润及同比增速



来源: 同花顺 IFIND、国金证券研究所

- **LNG 收入结构占比稳步提升, 毛利占比逐渐超半成。**LNG 和 LPG 作为公司主营产品, 从 2015-2020 年趋势来看, LNG 权重呈持续上升状态, 到 2021 上半年 LNG 提升至 50%, 超过 LPG 板块营业占比。毛利方面, 公司 LNG 板块毛利占比在 2015-2020 年期间逐步超过 LPG 板块毛利占比, LNG 毛利占比从 2015 年 37% 大幅提升至 2020 年 60%, 而 LPG 业务线毛

利占比在此期间由 59%明显缩减为 31%，2020 年仅占全业务线三分之一比重，主要系 LNG 的毛利率大幅高于 LPG。

图表 28: 2015-2021H1 公司主营业务构成



来源: 同花顺 IFIND、国金证券研究所

图表 29: 2015-2020 公司及各业务板块毛利占比



来源: 同花顺 IFIND、国金证券研究所

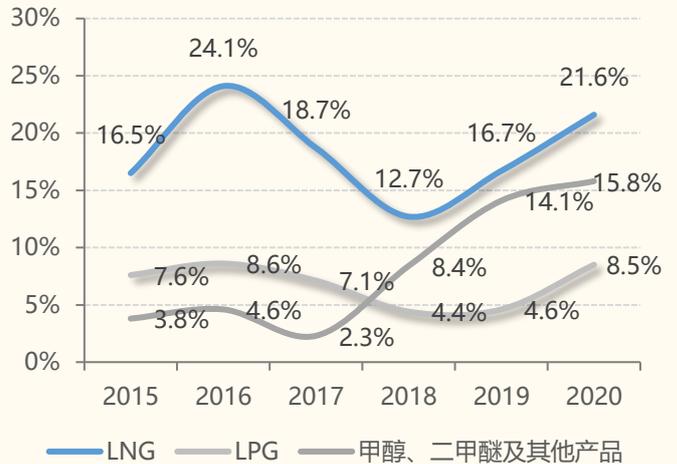
- 公司营收水平、毛利率和净利率水平与国际油价具有强相关性。受 2016-2018 年国际油价大幅上涨影响，公司盈利水平呈下降趋势。国际油价从 2019 年开始回落，公司采购成本明显降低，整体毛利水平随之提升。2020 年公司实现毛利率 14.8%，同比提高 4.8 个百分点。在 2018-2020 年期间，公司业务毛利率都呈走高趋势，其中 LNG 业务毛利率明显高于 LPG 和甲醇业务线。2021 年国际油价持续上行，上半年毛利率降为 10.4%，但受益于产品销量的增加以及客户结构调整等因素，2021 上半年归母净利润 4 亿，同比增长 13%。

图表 30: 2015-2021H1 公司毛利率、净利率情况



来源: 同花顺 IFIND、国金证券研究所

图表 31: 公司 LNG 业务毛利率高于 LPG、甲醇等



来源: 同花顺 IFIND、国金证券研究所

- 对比历史国际原油价格高点时期，公司当前盈利能力已大幅改善，看好国际油气价格回落后公司的业绩释放潜力。2018 年国际原油年均价格同比增长 31%，达到 71 美元/桶，受此影响公司归母净利润同比下滑 45%。反观 2021 年前三季度，布伦特原油指数年均价格同比增长 62%，全年均价同比增长 64%，反观公司前三季度归母净利润仅同比下滑 4%，公司通过调整客户结构以及扩大转口贸易规模，实则抗国际油气价格波动的能力已大幅提高。

图表 32: 国际原油价格与公司归母净利润的同比关系

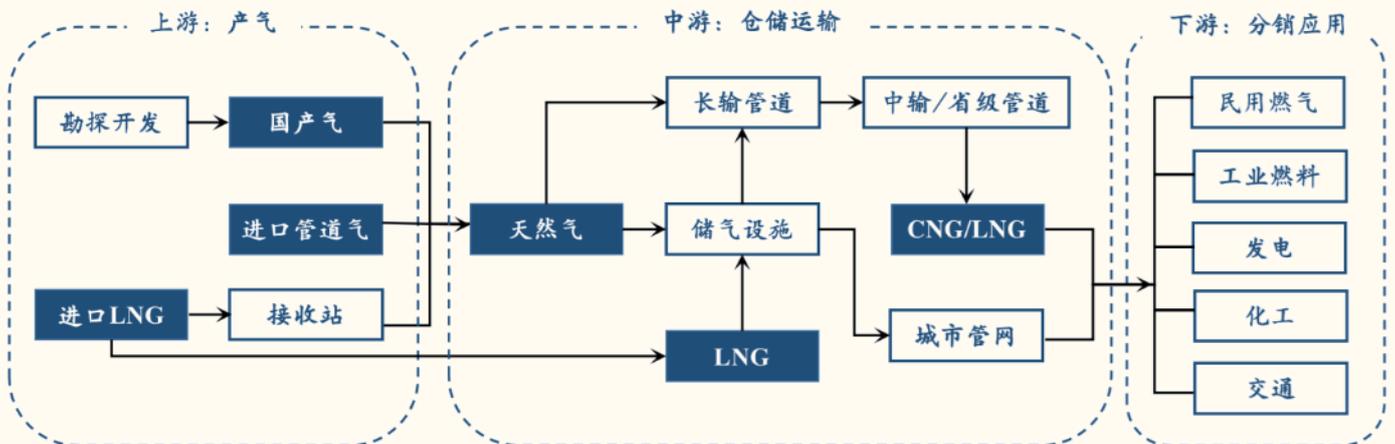


来源: 同花顺 IFIND, 国金证券研究所

### 三、LNG: 进口 LNG 需求长期旺盛, 公司 LNG 业务上涨动能充足

- 液化天然气 (LNG) 是气态的天然气在常压下冷却至约 $-162^{\circ}\text{C}$ 液化形成, 液化后的天然气可以大幅节约储运空间, 其体积约为同量气态天然气体积的  $1/625$ , 物理特性无色、无味、无毒且无腐蚀性, 主要成分是甲烷, 常存在于气田、油田、煤层和页岩层。LNG 相较于煤炭、石油等能源有热值大、性能高、安全环保等优势, 广泛应用于城镇燃气、工业燃料、燃气发电、交通燃料等领域。根据联合国政府间气候变化委员会 (IPCC) 测算, 天然气的碳排放系数仅有  $0.4483$ , 低于液化石油气、原油和焦炭等。
- 天然气的产业链大致可以分为三部分: 上游产气、中游输气、下游消费。  
 上游: 我国天然气的来源有三个, 一是三桶油为主勘探开发的国产天然气, 二是来源于中亚、缅甸等的进口管道气 (陆气), 三是通过 LNG 船舶运输的进口 LNG (海气); 中游: 运输方式主要通过管网、槽车和 LNG 运输船; 下游: 运输后的天然气一方面可出售给全国性或地方性燃气公司, 然后再用作居民燃气等, 另一方面也可以直接出售给企业或者电厂。

图表 33: 我国天然气产业链

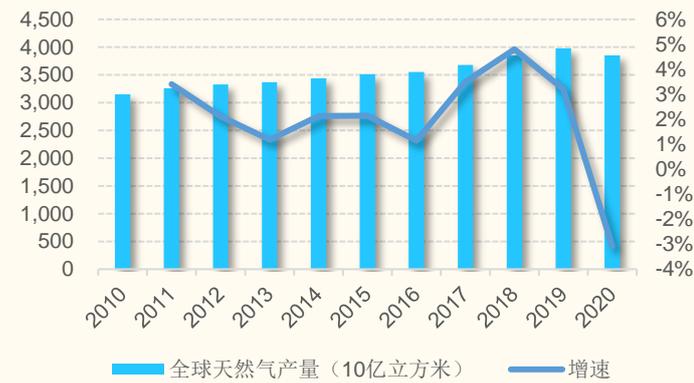


来源: 国金证券研究所

### 3.1 短期全球天然气供需仍将维持偏紧状态

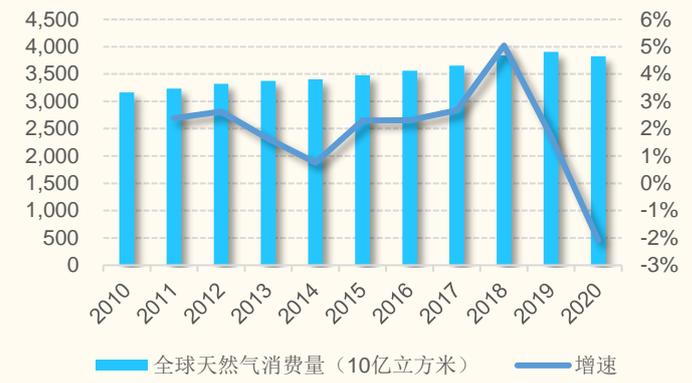
- **受新冠疫情与低油价的双重冲击，2020 年全球天然气产量近十年首次不增反降。**根据 BP 数据显示，2010 年至 2019 年，全球天然气产量稳步上升，由 2010 年的 3.15 万亿立方米提高到 2019 年 3.98 万亿立方米，复合增速 2.6%。2020 年，全球天然气产量为 3.85 万亿立方米，同比下降 3.1%。
- **2020 年全球天然气消费量出现近十年首次下滑，但天然气供给侧下滑幅度更大，呈现供不应求状态。**根据 BP 数据显示，2010 年至 2019 年，全球天然气消费量稳步上升，由 2010 年的 3.16 万亿立方米提高到 2019 年 3.90 万亿立方米，复合增速 2.4%。2020 年，同样受新冠疫情影响，全球天然气消费量为 3.82 万亿立方米，同比下降 2.1%，仍旧高于天然气供给增速，全球各天然气期货价格开始上涨。全球天然气供给敞口与天然气期货合约价格直接相关，而 2021 年全球期货合约价格大幅上涨的原因系欧洲天然气供给出现短缺预期，导致全球天然气价格飙升。而公司海外 LNG 气源主要来自马来西亚、澳大利亚、卡塔尔等地，气源供应优质稳定，内陆气源主要向中石化、中海油等资源方采购，已形成“海气+陆气”双气源资源地，可以有效抵御海气价格大幅波动的风险。因此，尽管欧洲天然气近期暴涨，公司依旧能够保证有效控制其采购成本，避免出现价格倒挂，甚至实现逆势增长。

图表 34: 2010-2020 全球天然气产量及增速



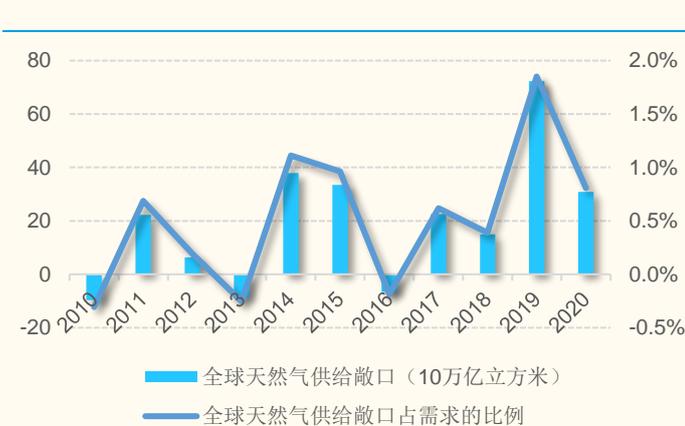
来源：英国石油公司 (BP)、国金证券研究所

图表 35: 2010-2020 全球天然气消费量及增速



来源：英国石油公司 (BP)、国金证券研究所

图表 36: 2010-2020 全球天然气供给敞口及其占比



来源：英国石油 (BP)、国金证券研究所英国石油 (BP)、

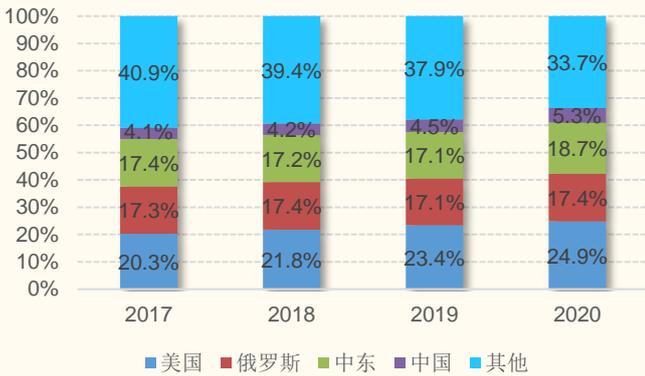
图表 37: 2010-2022/03/15 天然气期货合约价格 (美元/MBtu)



来源：EIA、国金证券研究所

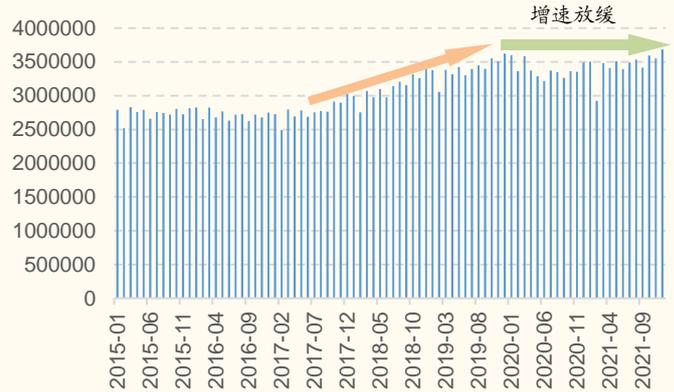
- 美国天然气产量不足、OPEC+增产计划偏保守、俄乌战争等是全球天然气供给紧张的直接原因，预计 2022 年海外天然气价格依旧维持高位。根据英国石油公司数据显示，近几年美国天然气产量的增加是全球天然气产量边际增量的主要贡献，而美国近一年天然气产量增长缓慢，因此导致全球天然气供给增速下降严重。另一方面，根据 OPEC+在 2021 年 7 月确定的由 2021 年 8 月开始的原油产量调整量规定为每月增产 40 万桶/日，且 2021 年 9 至 10 月会议未更改这一计划，OPEC+将维持现有的原油增产计划，即 2021 年 8 月至今持续按照每月增产 40 万桶/日的计划进行，增产计划相较以往较为保守。此外俄乌战争造成的欧洲能源短缺也会推高全球天然气价格。因此我们预计，2022 年全球天然气供给或将继续偏紧，价格依旧维持高位。

图表 38: 2017-2020 世界主要天然气生产国产量占比



来源：英国石油公司（BP）、国金证券研究所

图表 39: 2015-2021/12 美国天然气产量 (MMcf)

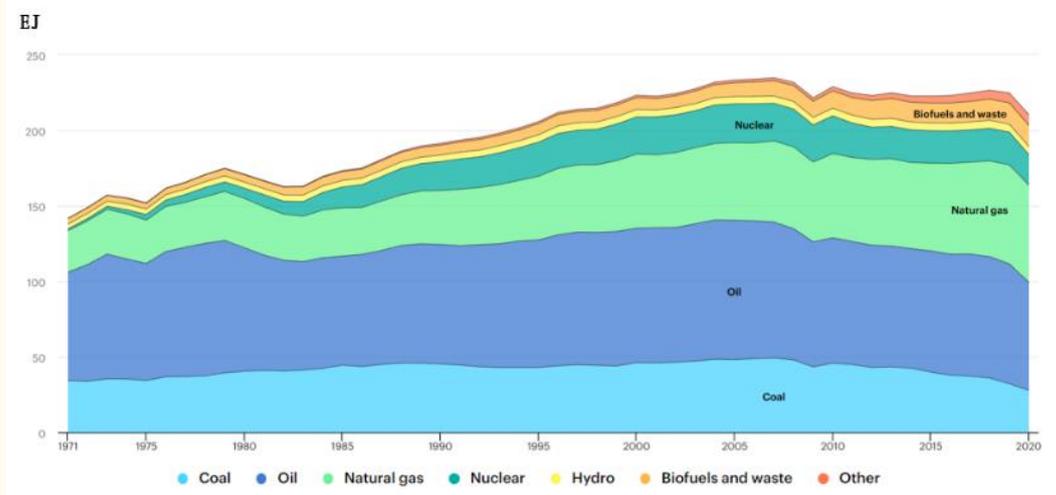


来源：EIA、国金证券研究所

### 全球天然气供给和需求中长期均有望实现快速增长

- 清洁低碳的天然气是实现“零碳”目标的重要过渡能源，天然气供需在中长期内势必一路高歌。从世界能源结构的发展历史可以看出，天然气在能源结构中的比重逐年递增，而近十几年碳排放量较高的石油及原煤占比则逐年递减。2020 年由于新冠疫情影响，天然气产量不增反降，但整体能源结构的发展趋势是明确的。受“双碳”目标的影响，世界各国纷纷调整自身能源结构，而天然气作为碳排放量相对较低的化石能源，是实现长期碳中和目标的重要抓手。因此我们预计 2022-2030 年全球天然气产量整体趋势将继续稳步提高，同时天然气消费量亦将持续回暖。

图表 40: 全球总能源分布来源占比



来源：IEA、国金证券研究所

### 3.2 我国天然气需求高速增长，供给缺口持续扩大，进口依赖已成定局

- **我国能源结构正朝着低碳排放转变，能源结构中天然气占比稳步上升。**根据国家统计局数据显示，我国能源消费总量由 2010 年的 36 亿吨标准煤稳步上升至 2021 年的 52 亿吨标准煤，年均复合增速为 3.45%。我国作为世界上最大的能源消费国，却主要依赖碳排放量极高的原煤作为主要能源，2020 年煤炭消费量占能源消费总量的比例依然高达 56.8%。而经济发展与环境问题日益突出，我国因此定下“双碳”目标，能源结构转型成为必然。天然气作为碳排放量相对较低的清洁能源，是国家长期实现化石能源向非化石能源的“零碳”目标的最佳过渡能源。根据国家统计局数据显示，天然气消费总量由 2010 年的 1.4 亿吨标准煤快速增长至 4.2 亿吨标准煤，年复合增长率高达 11.2%，远高于能源总量同期 3.3% 的复合增速，且 2010-2020 历年天然气增速均高于能源总量增速。根据《中国天然气发展报告（2021）》，2021 年 1-6 月中国天然气消费量同比增长 20% 以上。此外，2020 年天然气在能源结构中的比例为 8.4%，虽然远低于全球 24% 的平均水平，但较 2010 年 4.0% 翻了一番，这也体现出我国能源结构正朝着低碳方向持续优化。
- **未来 10 年是我国天然气市场快速扩张时期，预计或将至少翻一番。**在国务院“四个革命，一个合作”能源安全新战略框架下，《能源生产和消费革命战略（2016-2030）》、《关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》等相继出台，国家发改委明确提出力争 2030 年天然气在一次能源消费结构中占比达 15% 的目标，比 2020 年 8.4% 占比提高近一倍。同时根据国家能源局《中国天然气发展报告（2021）》指出，通过合理引导和市场建设，2025 年天然气消费规模达到 4300 亿~4500 亿立方米，2030 年达到 5500 亿~6000 亿立方米，其后天然气消费稳步增长，2040 年前后进入发展平台期，因此预计未来 10 年我国将迎来天然气的高速增长时期，为整个行业带来巨大的市场空间。

图表 41：2010-2021 我国能源消费总量及其增速



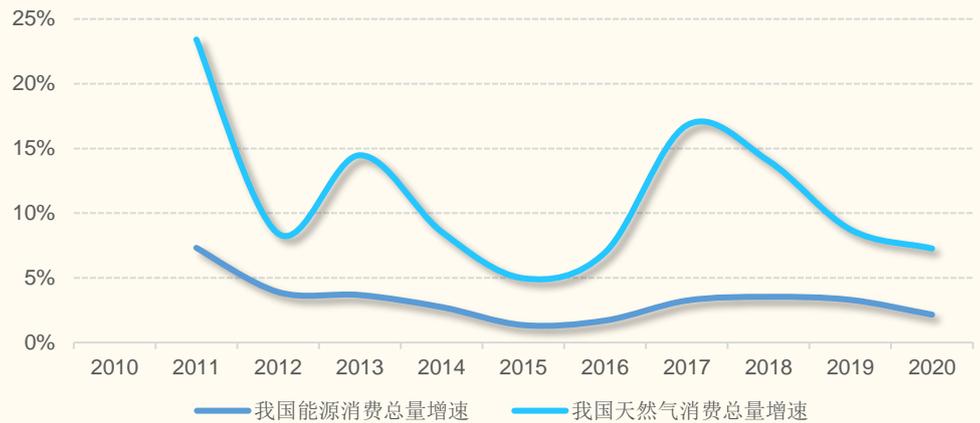
来源：国家统计局、国金证券研究所

图表 42：2010-2020 我国天然气消费总量



来源：国家统计局、国金证券研究所

图表 43: 2010-2020 我国天然气消费量增速与能源消费量增速



来源: 国家统计局、国金证券研究所

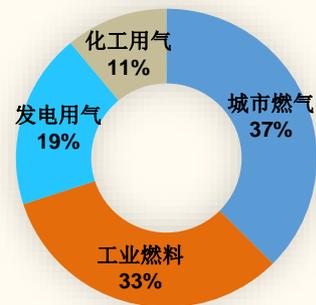
- **工业燃料和城市燃气用气增加是我国天然气消费量高速增长的主要原因。**根据 BP 数据显示, 2020 年, 我国天然气消费量 3306 亿立方米, 增量约 222 亿立方米, 同比增长 7.2%, 占一次能源消费总量的 8.4%。从天然气消费结构来看, 工业燃料、城市燃气用气是推动天然气消费增长的主要驱动力, 分别占比 37.5%和 32.5%, 其余需求来自发电和化工用气。
- **2010-2020 年, 我国天然气供需缺口持续扩大, 天然气需求严重依赖进口。**根据 BP 数据显示, 2020 年我国天然气产量为 1940 亿立方米, 增量约 164 亿立方米 (低于天然气需求增量 222 亿立方米), 同比增长 9.3%。可见我国天然气需求高速增长的同时带来了天然气产量缺口持续扩大, 进而导致我国的天然气需求敞口依赖进口来满足。此外, 我国天然气管网建设速度放缓、互通互联程度不够等因素进一步限制了我国天然气资源的空间调配, 综合以上原因使得我国天然气进口依存度由 2010 年的 15%迅速提高到 2020 年的 42%, 我国天然气需求依赖于进口已成定局。另外, 根据《中国天然气发展报告 (2021)》指出, 2020 年是“十三五”规划收官之年, 5 年来天然气产供储销体系稳步推进, 天然气储产量快速增长, “全国一张网”基本成型, 2019-2020 天然气产量增速高于需求增速, 因此我国天然气进口增速有所回落, 天然气进口依存度或将进入平台期。

图表 44: 2010-2020 我国天然气产量及消费量



来源: 英国石油公司 (BP)、国金证券研究所

图表 45: 2020 我国天然气下游应用情况



来源: 金联创、国金证券研究所

图表 46: 2010-2020 我国天然气进口量、增速及进口依存度



来源: 英国石油公司 (BP)、国金证券研究所

图表 47: 2010-2020 我国天然气产量缺口及其增速



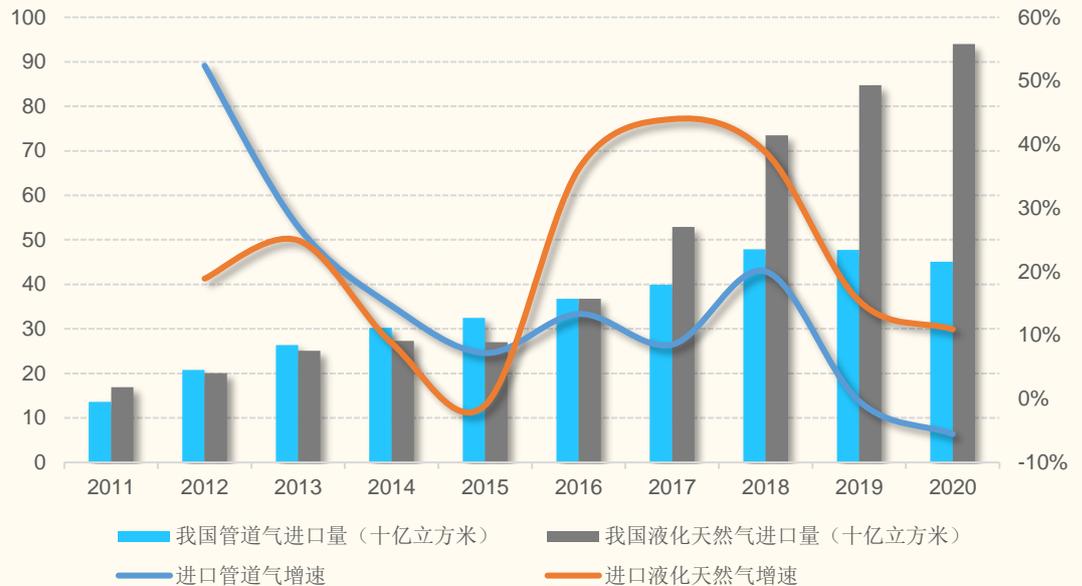
来源: 英国石油公司 (BP)、国金证券研究所

### 进口天然气类型改弦易调，液化天然气超过管道气

- **2017 年起，我国进口 LNG 数量首次超越进口管道气数量，逐渐成为天然气进口的主要类型。**我国进口天然气分为进口管道气和进口 LNG，进口管道气主要来自土库曼斯坦、乌兹别克斯坦、哈萨克斯坦、缅甸等国家，进口 LNG 主要来自澳大利亚、卡塔尔、马来西亚、印度尼西亚等国家。由于 LNG 进口主要依靠海上船舶以液态形式运输，相较于管道天然气具有贸易方式灵活多样、供应较安全，同时液化天然气的高压缩性使得 LNG 近年来逐渐崭露头角，成为我国进口天然气的主要类型。根据英国石油公司 (BP) 数据显示，2016 年我国进口 LNG 增速首次超过进口管道气增速，由此带来 2017 年中国 LNG 进口量首次超过管道气进口量；2017~2020 年，进口 LNG 继续保持高速增长，2020 年进口 LNG 占天然气进口总量的 67.6%；而进口管道气增速逐渐下降至-6%，即进口管道气数量上从 2018 年开始逐年减少。
- **LNG 进出口行业护城河较深，公司坐卧城内优质高地。**根据中国石油集团经济技术研究院发布的《2018 年国内外油气行业发展报告》，广东省作为

我国能源消耗大省，是我国进口 LNG 最多的省份。另外，LNG 行业诸如岸线码头接收资源、能源国际贸易资信、资金与建设周期及安全生产管理等行业壁垒较高，尽管进口 LNG 市场行情一片光明，但由于壁垒高筑，未来增长的行业空间将主要由现有 LNG 企业瓜分。目前，我国优良的码头岸线资源较少，而公司在 LNG 进口大省的广东东莞立沙岛拥有一座 5 万吨级综合码头、14.4 万立方米 LPG 储罐以及 16 万立方米 LNG 储罐，且其 LNG 储备设施是保障粤港澳大湾区工业及民生的天然气应急调峰储备库，服务于国家能源革命的战略规划，背靠优势能源基地，且已经形成较为完整的清洁能源产业链体系，在未来的 LNG 市场增长的机遇里具备很大优势。

图表 48: 2011-2020 我国天然气分类型进口数量及增速

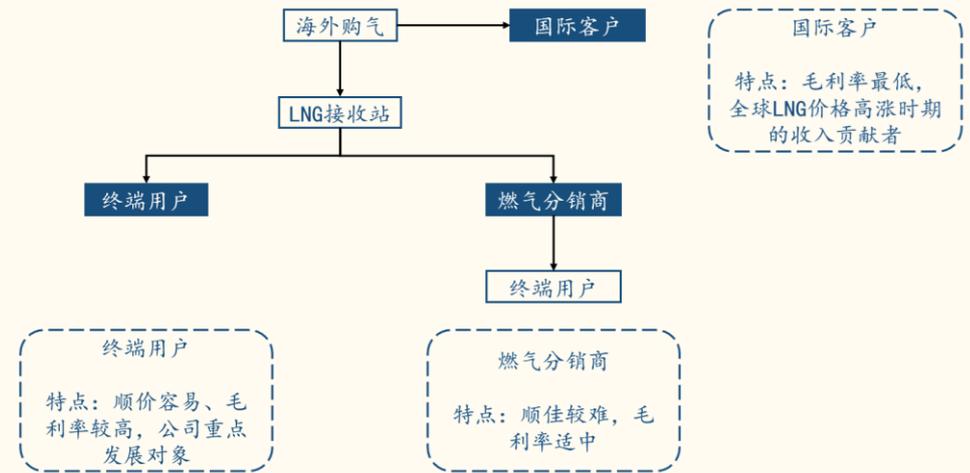


来源：英国石油公司（BP）、国金证券研究所

### 3.3 公司客户结构不断优化，业务布局不断扩展，有望实现“量价齐升”

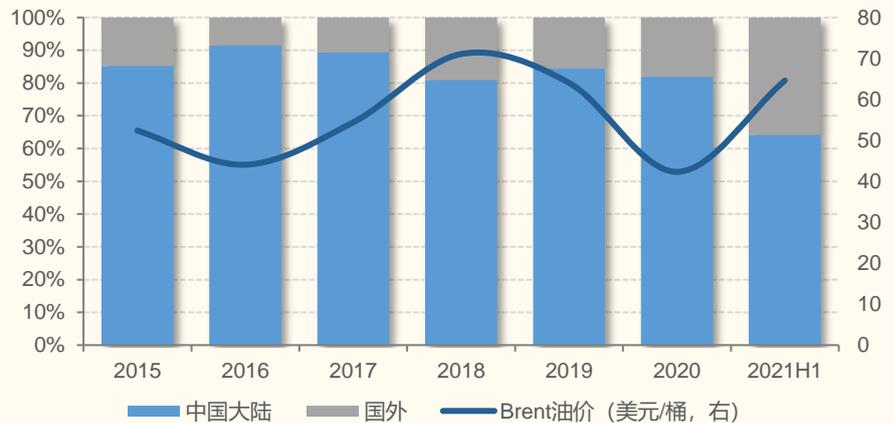
- 客户结构优化，盈利能力不断上升。**公司的 LNG 客户主要分为三类，第一类为终端客户，销售价采取市场化定价，公司顺价较为容易，毛利率最高，是公司的重点开发客户，2021 占国内销量的 70%；第二类客户为燃气分销商，其购买公司的 LNG 后再输送给终端客户，因为承担一部分居民保供的压力，顺价能力较差，毛利率适中；第三类客户为国际客户，公司通过 LNG 运输船直接转口销售给国际用户而不经国内码头，此种方式毛利率最低，但也可以在极端情况如近期进口气与国产气价格发生倒挂时为公司带来不错的利润，其营收占比与国际原油价格成正比关系。

图表 49: 公司的客户结构



来源: 公司公告, 国金证券研究所

图表 50: 公司的国外营收占比与国际油价成正比



来源: WIND, 国金证券研究所

- **终端用户销售额增加迅速, 公司 LNG 毛利率不断提升。**观察公司近三年五大客户变化, LNG 客户中的终端用户销售额逐渐上升, 江苏九鼎 (销售燃气给电厂)、中电九丰、永安电力三家天然气发电企业分别晋升为公司的前三大 LNG 客户, 公司的客户结构调整颇具成效, 盈利水平逐渐提升。

图表 51: 近三年公司前五大客户变动情况

客户名称	采购产品	客户分类	2018年度	2019年度	2020年度
			排名	排名	排名
新海能源	LPG		4	1	1
江苏久鼎	LNG	燃气分销	>10	>10	2 ↑
东莞中电九丰	LNG	终端用户	—	>10	3 ↑
中山市永安电力	LNG	终端用户	9	3 ↑	4 ↑
伊藤忠株式会社	贸易		2	4	5
中海油	LPG		8	2	9
喜威	LPG/LNG	燃气分销	7	5	11
中国石油天然气	国际/国内贸易		1	>10	>10
荷兰皇家壳牌集团	LPG		3	>10	>10

来源: 公司招股说明书, 国金证券研究所

图表 52: LNG 终端用户销售额 (万元)



来源: 公司招股说明书, 国金证券研究所

- **江苏九鼎：**业务范围涵盖危化品运输、天然气贸易等，其从公司采购 LNG 后主要销售给协鑫燃气等电厂用作发电燃料。2020 年，LNG 价格整体走低，燃气电厂以 LNG 发电成本优势显著，对 LNG 的采购需求增加，江苏久鼎基于下游客户需求增加而加大了公司的采购量，并成为公司前五大客户。
- **中电九丰：**公司从事热电冷联产项目，该项目为粤港澳大湾区发展提供电力保障，同时可为园区数十家企业提供集中供热供冷服务。前述项目于 2019 年底开始试运行，并从公司采购了少量 LNG；2020 年年初正式投产，2020 年向公司的采购额大幅增加，成为公司的前五大客户。
- **永安电力：**主要从事电力、蒸汽的生产和销售，是广东省中山市规模较大的供电供热企业。该客户于 2017 年、2018 年分别为公司第 6 大和第 9 大客户。2019 年，LNG 价格整体呈下行态势，以 LNG 进行发电的经营成本有所降低，永安电力增加了向公司的采购量，成为 2019 年前五大客户。
- **公司不仅为 LNG 贸易商，实则也为综合能源服务商。**公司已经形成涵盖国际采购、仓储加工、运输销售、终端应用解决方案等较为完整的清洁能源产业链业务体系，除了为客户供应稳定优质的清洁能源产品外，还能提供仓储、物流配送及一站式综合能源解决方案等全链条服务。目前拥有 LNG、LPG 运输车辆 70 余台，能够有效满足客户产品运输需求。
- **合作国家管网+扩建 LNG 管道+持股江门接收站，公司 LNG 销量有望迎来爆发式增长。**1) **合作国家管网：**2021 年 10 月九丰集团与国家管网集团粤东 LNG 公司签订了接收站中长期 TUA，打破接收站 500km 左右的经济运输半径限制。后续公司可利用自有或租赁的 LNG 运输船通过国家管网码头实现跨区域客户销售。2) **扩建 LNG 运输管道：**公司 LNG 管道产能预计于 2021 年完成扩建，吞吐量将达到 246 万吨/年；3) **持股江门接收站：**公司持有 30% 的江门接收站有望于 2024 年建成投产，吞吐量为 300 万吨/年。以上三点将为公司在中长期天然气供需向好的市场背景下带来更大的盈利能力。

#### 公司拥有自有码头、接收站以及运输船，重资产投资铸成高壁垒

- **良好的岸线码头和仓储设施是从事进口 LPG、LNG 业务的重要前提条件，也是核心稀缺资源。**一方面由于进口 LPG、LNG 主要通过船舶运输，需要有合适的码头进行接卸并具备相应储备设施进行仓储；另一方面拥有岸线码头及仓储设备通常是能与国际大型能源供应商进行贸易合作的重要前提。公司凭借优良的国际能源接收与储备库资源、良好的交易信用、所处地区广阔的市场容量等优越条件，已成为国际能源贸易市场具有良好声誉的重要参与者。
- **公司拥有华南地区唯一运营中的民营接收站，是华南地区 LNG 流通市场的重要参与者。**截至 2020 年底，我国建成投产的 LNG 接收站为 22 座。而华南地区仅有 10 座接收站，其中 8 座属于大型央企中石油、中海油和中石化，1 座属于地方国企深圳燃气，而公司作为民营企业在其中也占得一席之地，是国内首个民营接收站。中国石油、中国石化和中国海油的接收站接收能力较强，但其作为大型央企承担着管道天然气保供的责任，进口 LNG 到岸后主要进入天然气管网，其余部分才通过槽车等方式进入流通市场。而公司东莞接收站进口的 LNG 主要通过槽车等运输方式直接进入流通应用市场，经营方式相对灵活，毛利率更高，是华南地区 LNG 流通市场的重要补充。

图表 53: 华南地区建成投产的 LNG 接收站情况 (截至 2020 年底)

投产时间	经营者	位置
2006	中国海油	广东深圳大鹏
2012	九丰能源	广东东莞
2013	中国海油	广东珠海金湾
2014	中国石油	海南
2014	中国海油	海南
2016	中国石化	广西北海
2017	中国海油	广东粤东
2018	中国海油	广东深圳迭福
2019	深圳燃气	广东深圳
2019	中国海油	广西防城港

来源: 公司招股说明书, 国金证券研究所

- 坐拥 5 万吨级的综合油气石化码头, 码头岸线 301 米。码头包括 14.4 万 m<sup>3</sup> LPG/DME 储罐、年产 20 万吨二甲醚 (DME) 生产装置和 16 万 m<sup>3</sup> LNG 储罐, LPG 吞吐量达 150 万吨/年, LNG 吞吐量达 150 万吨/年。其中 LNG 双层储罐采用进口工艺建造, 单体存储能力国内排名第一, 被《广东省能源发展“十二五”规划》列为重点天然气应急调峰和储气设施建设项目, 是保障粤港澳大湾区工业及民生的天然气应急调峰储备库, 发挥着重要的天然气应急调峰作用。依靠完备的硬件条件, 公司已成为中国华南地区主要的 LPG、DME、LNG 供应商之一。

图表 54: 码头储存容器情况

储存品种	罐容 (万立方米)	数量	储罐类型
LNG	8	2	低温常压
LPG	4	3	低温常压
LPG/DME	0	8	常温高压
甲醇	2	3	常温高压
甲醇	1	6	常温高压
甲醇	1	1	常温高压

来源: 公司招股说明书, 国金证券研究所

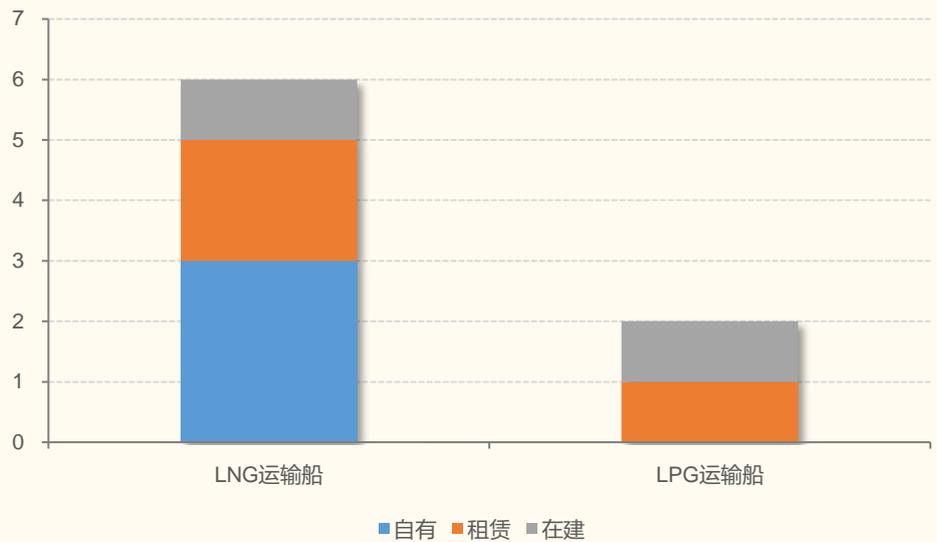
图表 55: 码头泊位情况

泊位	靠泊能力
#1	50000 吨
#2	3000 吨
#3	3000 吨

来源: 公司招股说明书, 国金证券研究所

- 公司逐渐提高自有运输船比例。中型 LNG 运输船用于 LNG 采购, 大型 LNG 运输船用于采购过驳 (指大型 LNG 运输船将采购的货物对接装载给中型 LNG 运输船) 及转口销售以提高船舶周转效率与 LNG 国际贸易量。公司积极构建自有运力, 并于 2020 年 12 月购置了 1 艘大型 LNG 运输船与 1 艘中型 LNG 运输船。大型 LNG 运输船于 2021 年中投入运营, 中型 LNG 运输船计划于 2023 年初投入运营。公司原计划采用募投资金购置两艘 LNG 运输船, 但于 2021 年 8 月改为分别构建一艘 LNG 和一艘 LPG 船。公司目前自有与租赁的运输船共 6 艘, 在建 2 艘, 未来三年, 即 2021 年至 2023 年, 公司计划以租赁 LNG 运输船+自有 LNG 运输船进行 LNG 运输。

图表 56: 公司 LNG、LPG 运输船数量 (艘)



来源: 国金证券研究所

图表 57: 项目变更后公司募投资金投资项目情况

序号	项目名称	预计投资总额 (万元)	拟投入募集资金金额 (万元)	实施主体
1	构建 1 艘 LNG 运输船	106368.2	106368.2	和谐船运
2	构建 1 艘 LPG 运输船	51147.4	46.32.63	前进者船运
3	补充流动资金及偿还银行借款	55000.0	55000.0	九丰集团
4	未明确投向的募集资金	60336	60336	-
总计		272851.0	267736.3	-

来源: 国金证券研究所

### “煤改气”事业持续推进，公司 LNG 业务或将水涨船高

- 能源结构低碳化，公司业务布局顺水行舟。**为加强城市天然气供应和管理，构建体制更完善、供应更稳定、利用更广泛、运营更规范、安全更可靠的天然气发展良好格局，2021 年 5 月，广东省出台了《广东省加快推进城市天然气事业高质量发展实施方案》。提出的主要目标是，到 2025 年，全省城市居民天然气普及率达到 70% 以上，年用气量达到 200 亿立方米以上，城市天然气利用规模进一步扩大；市县建成区供气管基本实现全覆盖，城市天然气输配系统更加配套完善等。而公司无疑在业务上已经形成了涵盖国际采购、仓储加工、运输销售、终端应用解决方案等较为完善的产业链业务体系。除了能供应稳定优质的清洁能源产品外，公司还能利用城市燃气管道经营、槽车及瓶装客户批发、汽车加气站、工业客户直供、工业园建站等多种形态的终端进行能源分销，并且是保障粤港澳大湾区工业及民生的天然气应急调峰储备库，以及拥有一站式综合能源解决方案等全链

条服务等，这一系列均能为实现广东省天然气事业做出重大贡献，未来或将极大受益于政策带来的市场空间，进一步提升盈利能力。

### 3.4 采购模式为长约采购与现货采购，方式灵活便于成本控制

- 采用长约及现货并行的采购模式，一方面长约能够提高 LNG 量与价的稳定性，另一方面现货可以提供 LNG 采购的灵活性，当现货价格低于长约价格时，公司可以提高现货采购比例。
- **长约：引入天然气 JKM 指数，有利于降低采购成本。**公司长约采购方为马来西亚国家石油公司（简称“马石油”）和 ENI（意大利埃尼集团）。2020 年 11 月公司与马石油签订的补充协议中约定 LNG 采购定价将部分挂钩 LNG 自身的国际价格指数 JKM（普氏日韩标杆指数），此外与 ENI 于 2020 年 10 月签订的 LNG 长约采购合同也已约定采购定价与 JKM 挂钩。**长约采购主要好处有两点：1）降低采购成本：**当出现今年国际现货价格猛涨倒挂国内 LNG 价格的特殊情况，较低的长约价格可以保证一定的利润空间。在 LNG 供给宽松的背景下，挂钩 JKM 的长约价格又明显低于对应的挂钩国际原油指数（Brent）的采购价格，提升公司的盈利能力。**2）引入 JKM 指数使履约便利性提高。**先前与马石油长约采购定价仅与国际原油价格挂钩，若出现国际原油价格与 LNG 现货价格明显偏离的情况双方需要不断协商调整，引入 JKM 指数提升了履约的便利性。

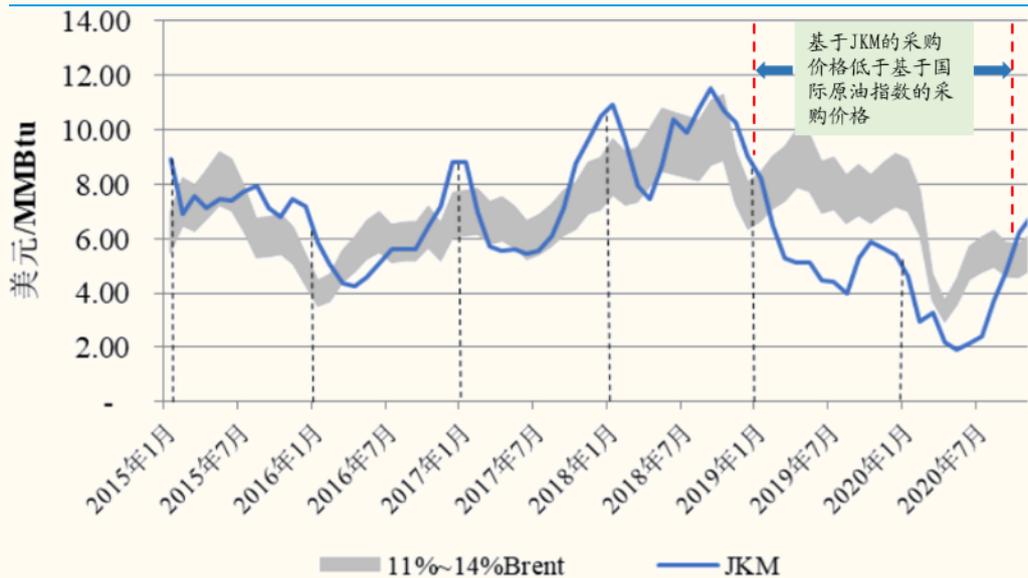
图表 58：公司的长约采购协议

	马石油	ENI
原协议	马石油原 LNG 长约采购合同采购定价主要与国际原油价格指数 Brent 挂钩，采购定价公式为： $PLNG = \text{斜率} * \text{Brent}$	ENI 原 LNG 长约采购合同中的采购定价与国际原油价格指数 JCC 挂钩，采购定价公式为： $PLNG = \text{斜率} * \text{JCC} + \text{常数}$
补充协议/新协议	根据原协议约定，买卖双方有权对后续合同年的 LNG 长约采购定价公式进行协商调整。据此，马石油补充协议中约定，2020 年 7 月至 2026 年 3 月 LNG 长约采购定价公式变更为，与国际原油价格指数 Brent 及国际 LNG 价格指数 JKM 挂钩，采购定价公式为： $PLNG = \text{权重 1} * \text{斜率} * \text{Brent} + \text{权重 2} * \text{斜率} * \text{JKM} + \text{常数}$	ENI 新协议中约定，2021 年至 2023 年（视情况可继续延期至 2024 年）LNG 长约采购定价公式为，与国际 LNG 价格指数 JKM 挂钩，采购定价公式为： $PLNG = \text{JKM} + \text{常数}$
新协议优点	1) 提高采购定价市场化，降低采购成本。2) 履约便利性提高。	

\*注：斜率反映原油单位和天然气单位间的换算及溢价能力，一般为 11%-14%；常数反映议价能力

来源：公司招股说明书，国金证券研究所

图表 59: 天然气采购价格 (分别基于 Brent 指数和 JKM 指数)



来源: 公司招股说明书, 国金证券研究所

- **现货: 现货价格低于长约时可灵活提高现货采购比例。**公司每个月会根据销售预测、库存情况和对国际国内供求关系的分析判断及国际价格指数的走势进行现货采购。公司与众多国际市场 LNG 供应商达成框架协议, 包括世界主要的 LNG 生产商之一卡塔尔液化天然气有限公司、Trafigura (托克)、PAVILION GAS PTE.LTD. (新加坡国有能源企业) 等, 当现货价格低于长约价格时可提高现货的采购量, 增厚公司的利润

### 3.5 公司盈利底部已探明, 天然气业务具备较强韧性

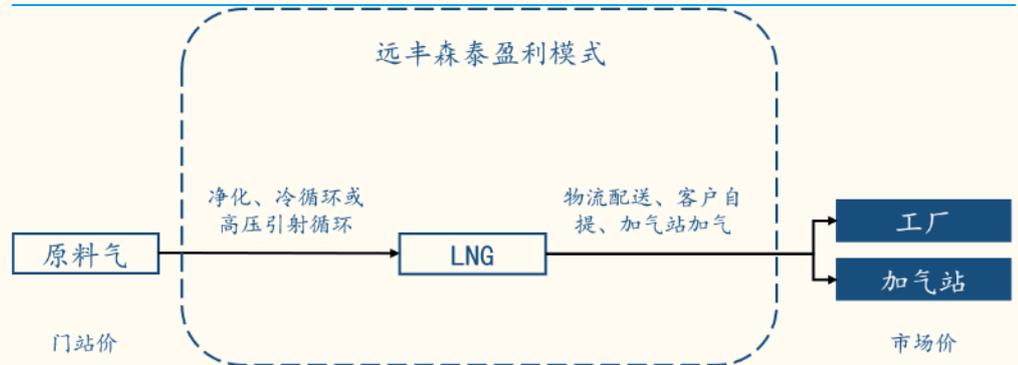
- 受多方面因素影响, 全球天然气价格自进入 2021 年来持续走高, 根据纽约商品交易所显示当前天然气期货价格处于近十年来高位, LNG 进口贸易差持续下行, 公司毛利水平处于历史低位, 底部已充分探明。公司未来 LNG 业绩向上潜能巨大, 通过前文分析现总结如下:
  - **公司发力拓展高毛利终端客户, 盈利周期底部仍能保证良好的顺价能力, 未来随着天然气价格下降盈利水平将创新高。**公司终端客户销售价格采用市场化定价, 顺价能力较强, 且公司的长约采购量可匹配终端客户的需求量, 未来随着电价上涨及天然气价格下降, 公司毛利率预计快速增长。
  - **自有码头、接收站及运输船是公司维持高毛利的保证。**公司目前运营华南地区唯一的民营接收站, 自有或租赁的运输船共 6 艘, 在建 2 艘。通过自有运输船进行大量转口贸易, 也是进口 LNG 价格高企时利润的有效保障。
  - **公司地处广东省具备区位优势, 与国家管网合作有望扩大业务范围。**在双碳背景下我国天然气消费量预计未来将持续增长, 广东省又为进口 LNG 大省, 公司需求侧稳定向好。此外公司与国家管网合作、扩建 LNG 运输管道、建设江门接收站, 以上三点将为公司在中长期天然气供需向好的市场背景下带来更大的盈利能力。
  - **灵活的长约及现货的双采购模式便于成本控制。**天然气价格处于高位时, 长约采购具备一定的价格优势, 且大致与终端客户需求量相匹配, 反之现货采购具备一定的价格优势, 双采购模式便于公司成本控制。

## 四、远丰森泰：收购完成后新增产能无异于再造一个九丰能源

### 4.1 LNG 全产业链布局，生产销售一条龙

- 2022 年 1 月 18 日，公司发布《发行股份、可转换公司债券及支付现金购买资产并募集配套资金预案》，拟向远丰森泰的 53 名公司股东发行股份、可转换公司债券及支付现金购买其持有的标的公司 100% 股份。双方经过协商，决定交易价格暂定不高于 18 亿元。其中上市公司以现金支付金额不超过 6 亿元，以发行股份及可转换公司债券支付不低于 12 亿元（暂定以发行股份的方式支付 10%，以发行可转换公司债券的方式支付 90%）。
- 远丰森泰主要业务板块为清洁能源，包含液化天然气（LNG）和高纯度氮气的生产、物流配送、销售和 LNG 加气站、LNG/L-CNG 加气站零售业务，主要产品为 LNG 和高纯度氮气。LNG 业务方面，远丰森泰拥有较为完善的产业链，包括上游 LNG 生产、中游运输以及下游用户
- **公司 LNG 商业模式：**远丰森泰上游生产 LNG 的原料为天然气原料气，目前远丰森泰已经与中石油建立较为稳定的供应关系，原料气来源均为中石油相应范围内的油田。已有的四家 LNG 生产工厂中，三座位于川南的生产 LNG 液化工厂原料气来自中石油浙江油田和中石油西南油气田，气源采购价格以四川省天然气基准门站价为基础；一座位于内蒙古的生产工厂原料气来自于中石油长庆油田，采购价格按照区域内各期竞拍价加权平均定价。LNG 在生产之后通过自有槽车或客户自提方式，由 LNG 槽车运输至客户指定地点。远丰森泰 LNG 客户包括工厂和汽车使用者，工厂销售则在达成供气合同之后由车辆进行配送，与汽车使用者之间的交易主要通过 LNG 加气站实现，根据加气量和价格即时结算。

图表 60：远丰森泰 LNG 业务模式图



来源：公司公告、国金证券研究所

### 4.2 LNG 产能扩张迅速，LNG 价格上涨背景下有望实现量价齐升

- **LNG 产销业务为远丰森泰主要业务。**公司虽已掌握 BOG 提氮技术，但因为投产时间较短且能够使用该技术的工厂较少，氮气产销业务还未成为营收的支柱项目，占比有限。
- **产能扩张迅速，无异于再造一个九丰能源。**1) 量：当前森泰产能总计 60 万吨/年，每年销量 50 万吨，产能利用率约 83%。未来随着叙永正东（二期）、古蔺公司（二期）、川西名山（一期）、川南能源四个项目投产，2023 年产能将达 80 万吨，2025 年产能继续扩充至 120 万吨，已与当前母公司九丰能源 LNG 销量相当，无异于再造一个九丰。此外，结合当前引导绿色清洁能源的政策以及 LNG 能源汽车的良好发展前景，产能利用率也有望进一步提升。2) 价：采购成本方面，虽然价格上升带来成本增加，但是由于远丰森泰原料气主要来自中石化所属油田并有长期合作关系，采购价为有涨跌幅限制的“门站价”，成本上升有限。

售价则因工厂及加气站大多采取市场化定价，LNG 市场价格高企时公司利差将显著增加。

图表 61: 远丰森泰 LNG 扩产计划

投产时间	项目名称	产能 (万吨/年)
截至 2022 年 2 月	内蒙古森泰、筠连森泰、叙永森能、古蔺森能	60
2022 年 12 月	叙永正东 (二期)	10
2023 年 3 月	古蔺公司 (二期)	11
2024 年 12 月	川西名山 (一期)	20
2024 年 12 月	川南能源	20

来源: 国金证券研究所

- 21 年森泰业绩爆发，预计 2022 年盈利能力继续维持高位。森泰 2021 年业绩同比波动巨大，扣非归母净利润同比增长 332%，主要原因为：1) 2021 年初大规模寒潮席卷全国，居民取暖需求大幅增加，LNG 市场开工率不高，造成 LNG 价格上涨；2) 全球“双碳”目标背景下天然气需求进一步增加，国际能源价格上涨，导致 LNG 国内价格也大幅上涨，而公司原料气为门站价涨幅有限，终端销售价格又根据市场化定价，造成利差增加，公司盈利能力增强。进入 2022 年，全球天然气价格依然维持高位，倘若全年 LNG 价格居高不下，森泰盈利能力将依旧强劲。此外，远丰森泰与公司利润大致呈现反方向变动，公司收购完成后将增强自身的盈利稳定性。

图表 62: 远丰森泰历年业绩及 LNG 销量

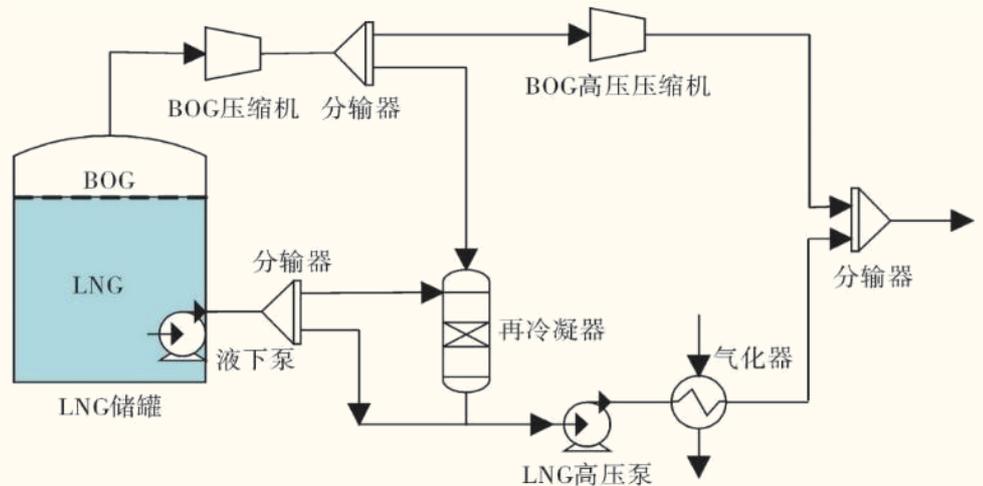
年份	2019	2020	2021
营收 (亿元)	15.3	13.9	23.4
扣非归母净利润 (亿元)	0.9	0.8	3.3
yoy		-13%	332%
LNG 销售均价 (元/吨)	3585	3077	4529
LNG 销量 (万吨)	43.1	44.2	50.1

来源: 国金证券研究所

#### 4.3 BOG 直接压缩+再冷凝法提取氮气，LNG 资源再利用

- BOG (Boil Off Gas) 来自于原料气生产 LNG 过程中，也称气化产生蒸发气。如果不进行处理，可能造成接收站超压引发安全事故，直接以燃烧方式处理则会造成对能源的浪费和环境的污染。目前 LNG 生产使用的 BOG 工艺主要有直接压缩工艺、再冷凝液化工艺、直接压缩+再冷凝工艺等。远丰森泰使用 BOG 技术提取氮气主要使用的是直接压缩+再冷凝工艺，工艺结合了前两种工艺的优点。

图表 3: 直接压缩+再冷凝工艺 BOG 技术路线



来源:《液化天然气 (LNG) 接收站 BOG 回收工艺研究》、国金证券研究所

- **BOG 技术攻关, 高纯氮气营收注入新活力。**远丰森泰 2021 年 5 月在位于内蒙的内蒙森泰能源有限公司将 BOG 项目投产。作为 LNG 生产的副产品工艺, 内蒙古森泰能源天然气消耗量为 125 万方/天, 据资料和已公开报告, 原料气中氮气含量最高可达 7.5%, 后续只需要使用已有的 BOG 技术进行提纯可得高纯度 3N 氮气。公司目前投产的 BOG 设备产能最高可达 1200Nm<sup>3</sup>/天, 具体产能随 LNG 进气量变化。且由于未来 LNG 规模将逐步扩大, 氮气产量也有望提升。

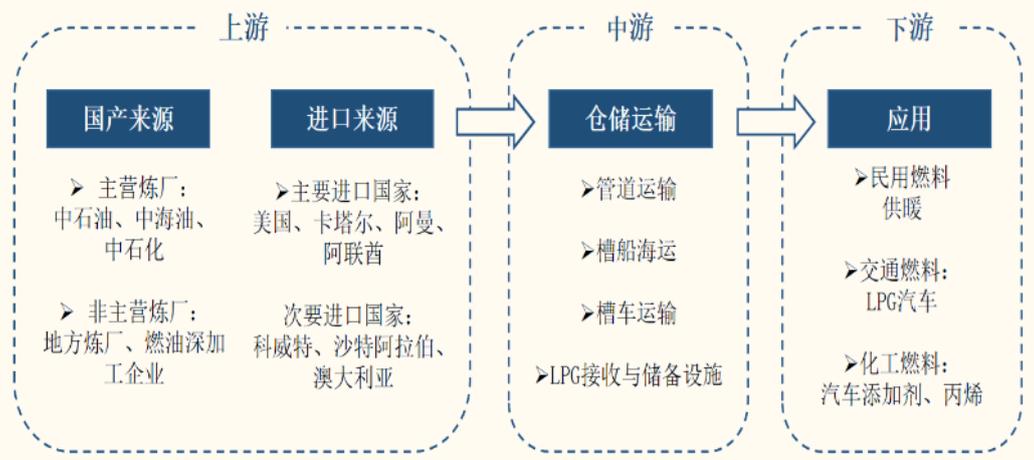
#### 4.4 远丰森泰收购价格合理

- **预计未来天然气价格持续维持高位, 公司收购远丰森泰价格合理。**1) 整体估值: 拟收购森泰能源 100% 股份, 森泰 2021 年度的净利润规模为 3.3 亿 (未经审计), 预计 2022 年国内 LNG 价格依然维持高位, 公司利润具备可持续性; 交易价格暂定不高于 18 亿, 交易的静态 PE 估值水平约为 5.3 倍, 估值合理, 且本次交易设置全面对赌, 为交易的安全性提供保障。2) 股份摊薄较小: 公司拟以发行股份、可转换公司债券及支付现金相结合的方式向标的公司全体股东支付收购价款, 其中上市公司以现金支付不超过 (含) 人民币 6 亿元 (自有或自筹资金), 以发行股份及可转换公司债券支付不低于 (含) 人民币 12 亿元 (其中暂定以发行股份的方式支付 10%, 以发行可转换公司债券的方式支付 90%); 此外, 通过定向可转换公司债券方式募集配套资金, 募集配套资金金额不超过本次交易中上市公司以发行股份、可转换公司债券购买资产的交易金额的 100%。

## 五、LPG: 国内市场供不应求, 公司致力提升 LPG 盈利水平

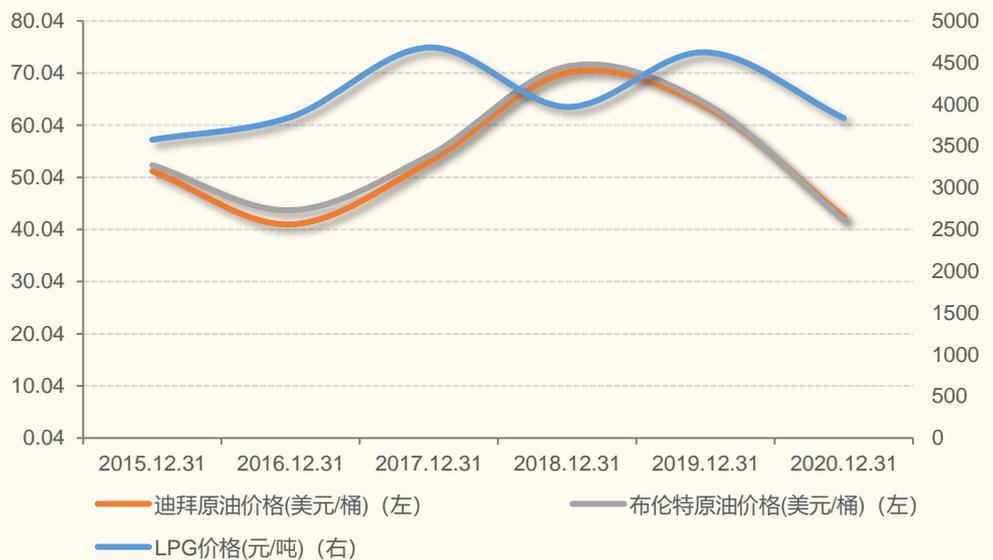
- **LPG 为石油或天然气开采过程中副产出的气体, 其价格与油价关联度高。**液化石油气, 英文缩写称 LPG, 是丙烷和丁烷的混合物, 通常伴有少量的丙烯和丁烯, 是在提炼原油时生产出来的, 或从石油或天然气开采过程副产出的气体; 根据同花顺 IFIND 上摘得的数据显示, LPG 的价格走势与原油价格走势趋于一致, 证明 LPG 作为石油提炼副产物, 与油价具有强关联性。

图表 63: LPG 业务产业链



来源：公司招股说明书、国金证券研究所

图表 64: LPG 价格与油价走势



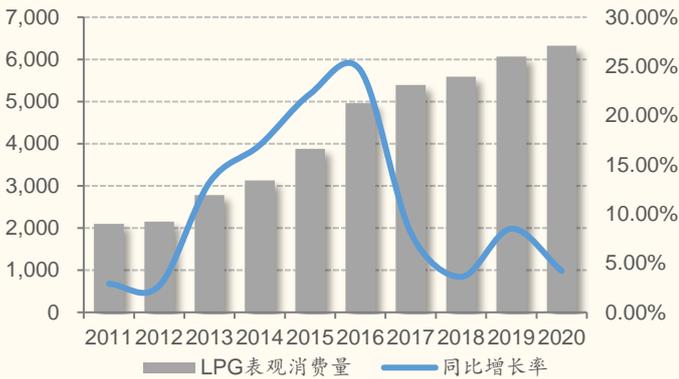
来源：同花顺 IFIND、国金证券研究所

## 5.1 国内 LPG 供需偏紧，对外进口依赖度高

### 国内需求旺盛，化工行业为主要拉动点

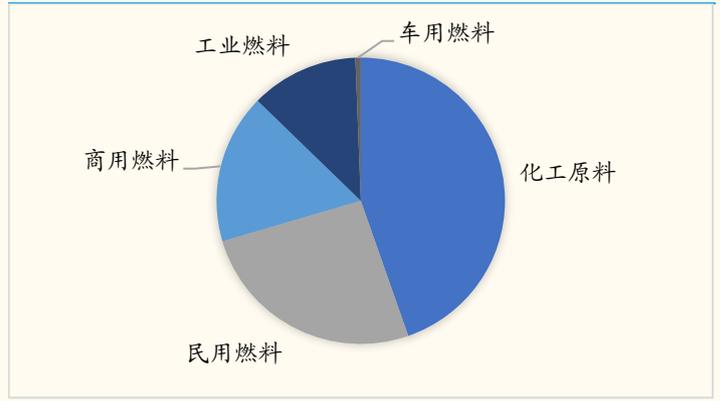
- 国内 LPG 消费总量在近十年中的年复合增长率保持在 12%，化工行业为需求重点领域，在 2020 年消费总量占比重达 44.7%。根据 Wind 数据显示，从 2010 年到 2020 年，国内 LPG 消费总量从 2010 年的近 2500 万吨，到 2020 年的约 6300 万吨，年复合增长率达 12%。在我国的 LPG 消费结构中，由于我国 LPG 在化工原料领域的应用低于世界平均水平，国家于 2016 年发布《石化和化学工业发展规划（2016-2020 年）》明确指出：调和汽油的市场需求将持续增长，进一步提升烷基化、甲基叔丁基醚（MTBE）等 LPG 深加工装置的投产。随着化工原料的轻质化发展，LPG 深加工领域的蓬勃发展将推动 LPG 在化工原料领域需求的增长。2020 年化工原料在我国 LPG 消费总量中占比最高，达 44.7%，其次分别是民用燃料（25.8%）、商用燃料（16.9%）及工业燃料（12.1%），由于政策上要求化工原料多元化和轻质化的发展规划，未来化工原料的需求也将继续成为 LPG 市场的重要增量。

图表 65: 2011-2020 年我国 LPG 表观消费量



来源: Wind、国金证券研究所

图表 66: 2020 年我国 LPG 消费结构

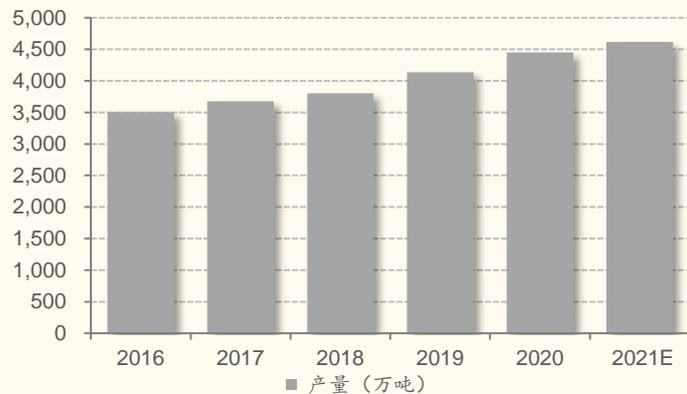


来源: 公司招股说明书、国金证券研究所

### 国内供给不足, 对外进口依赖度高

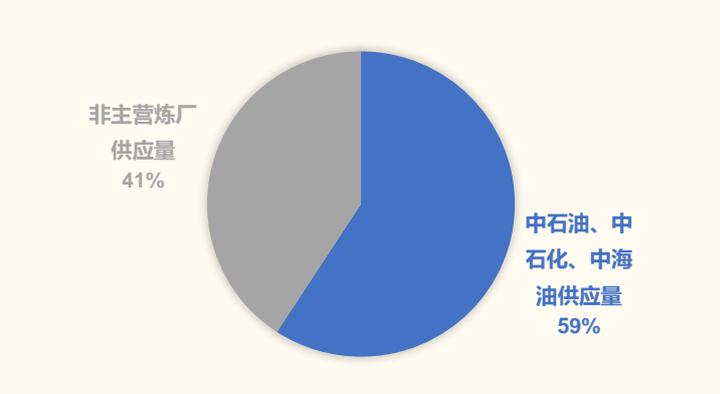
- 国内 LPG 产量稳定增长, 市场供给量有限。国内 LPG 产量已从 2015 年的 2934.4 万吨增长到 2020 年的 4448 万吨, 年复合增长率达 8.7%, 在 2021 年上半年, 国内产量为 2383.3 万吨, 同比增长 12.8%。但截止到 2019 年, 在国内产量中, 主营炼厂中石油、中石化和中海油供应量约为 2250 万吨, 占供应总量的 59.2%; 而由地方炼厂及燃气深加工企业组成的非主营炼厂液化气供应量约为 1551 万吨, 占供应总量的 40.8%。后期随着中石油中石化纷纷相继建设自身的 LPG 深加工装置, 原料醚后碳四将以自用为主, 外放量将逐步减少, 从而导致国内 LPG 供给受限。

图表 67: 2016-2021 年我国 LPG 产量统计



来源: 卓尔咨询、公司招股说明书、国金证券研究所

图表 68: 我国 2019 年 LPG 供应结构图



来源: 公司招股说明书、国金证券研究所

- 供需缺口量达 1852 万吨, 对外依存度将维持高位。结合目前国内 LPG 的消费总量在 2020 年达 6300 万吨, 国内 LPG 的缺口量在 2020 年达近 1852 万吨, 一方面, 随着国内众多炼油厂自建 LPG 深加工装置, 国内炼油厂自产的 LPG 将投入其中; 另一方面 PDH 等 LPG 深加工装置的扩展也需要依赖大量的进口 LPG 作为原料气。总而言之, 随着国家政策对化工原料的规划导向, 更多的 LPG 将应用于化工原料领域的深加工, 未来国内燃料用气供给量将会进一步减少, 供需缺口量在未来有可能会进一步增大, 国内 LPG 的供需缺口部分将更多由国外进口 LPG 来实现供给, 而我国 LPG 对外依存度已从 2011 年的 6.31% 增长到 2020 年的 31%, 年复合增长率近 16%。

图表 69: 我国 LPG 进口量及对外依存度



来源: Wind、公司招股说明书、国金证券研究所

### 5.2 公司 LPG 业务贡献稳定，自营船运将助力成本优化

- **国际贸易品牌资信与经验保障优质上游供应，华南区第一大 LPG 进口商。** 能源国际贸易的上游卖家通常关注买家在资信证明、货物周转等方面的能力，同时在付款时间、付款方式上也会有较为严格的条件。公司依托 LPG 业务起步，目前已积累形成了一套行之有效的营运和管理系统，并依托东莞立沙岛综合能源基地与背靠国内市场，具备优良的国际能源接收与储备库资源良好的交易信用、所处地区广阔的市场容量等优越条件，在国际上，公司与 Chevron（雪佛龙）、Vitol（维多）、Trafigura（托克）等国际知名能源公司建立长期的合作关系；在国内，公司作为国内主要的 LPG 进口商之一，并在 2020 年成为华南地区第一大 LPG 进口商，全国第四大 LPG 进口商。

图表 70: 2021 年 LPG 主要经营商进口量排名及经营区域

排名	名称	主要经营区域
1	东华能源股份有限公司	华东区域
2	中国燃气控股有限公司	全国
3	万华化学集团股份有限公司	华北区域
4	江西九丰能源股份有限公司	华南区域
5	天津渤海化工集团有限责任公司	华北区域
6	泰国暹罗石油化工有限公司	华南区域
7	浙江卫星石化股份有限公司	华东区域
8	浙江物产化工集团有限公司	华东区域
9	宁波金发新材料有限公司	华东区域
10	东莞巨正源科技有限公司	华南区域

来源: 公司招股说明书、国金证券研究所

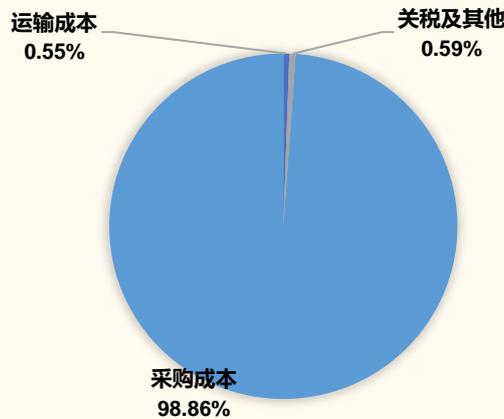
图表 71: 公司部分合作伙伴



来源: 公司招股说明书、国金证券研究所

- **产业链布局完善, 自营船运旨在优化成本。**在 2021 年 4 月的招股说明书中披露: 公司已经形成涵盖国际采购、仓储加工、运输销售、终端应用解决方案等较为完整的清洁能源产业链业务体系, 除了为客户供应稳定优质的清洁能源产品外, 还能提供仓储、物流配送及一站式综合能源解决方案等全链条服务。同时在 2021 年 6 月公告披露: 公司将订购一艘总造价 7888 万美元的 LPG 运输船, 于 2024 年 1 月交付。虽然在 LPG 成本构成方面, 液化石油气的成本主要以采购为主, 占比为 98.86%, 但实际上, 由于 LPG 采购以 DES/DAP 模式为主, 运费由卖方承担, 所以 LPG 的运输成本包含在其采购成本中, 而自营船运将减少 LPG 船舶租赁价格波动及其他货运因素给公司带来的不利影响。

图表 72: 公司液化石油气成本结构

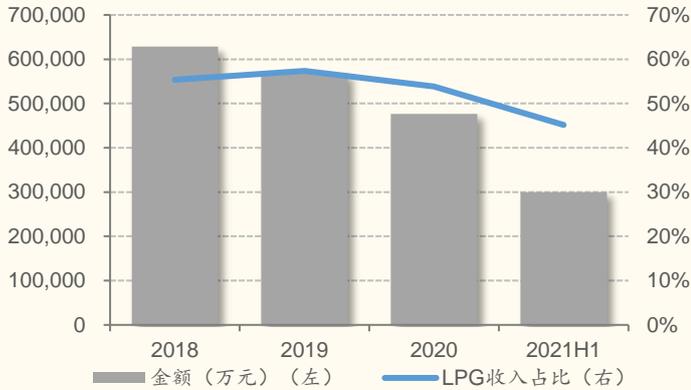


来源: 华经产业研究院、公司招股说明书、国金证券研究所

- **LPG 业务营收占比超总营收半成, 毛利率呈上升趋势。**2018-2020 年, LPG 业务对公司的总营收贡献超 50%, 2021 年上半年由于 LNG 业务的扩张占比下降为 45%左右; 在销售量方面, 三年来出货量一直稳定在 160 万吨左右, 说明 LPG 作为公司的起家业务, 目前已成为其最稳定的主营业务; 2018-2020 年, 公司近三年来与行业头部企业的对比中, 毛利及毛利率持续上升, LPG 业务所对应的毛利率分别为 4.35%、4.59%和 8.5%, 其毛利率高于同行业平均的主要原因: 1) 公司国内业务占比较高。一般来说, 在同等条件下, 境外公司单次采购量较大, 且境外具有较大大型的 LPG 综合能源集团、贸易商, 市场竞争更为激烈, 使整体上 LPG 复出口、转口业务毛利率会低于境内业务。以东华能源做对比, 公司与东华能源在 2018-2020 年的境内外 LPG 业务基本处于倒挂状态, 但毛利率却相差在 2-7 个

百分点；2) 地处粤南地区，竞争对手少。相较于粤南地区，在槽船运输下，粤东地区属于北方国产气源进入广东地区的最近入口，同时该地区具有较多大型的LPG供应商供应进口气，如暹罗化工、欧华能源等，导致粤东地区LPG业务竞争相对激烈。

图表 73: 2018-2020 年公司 LPG 收入及占比



来源: 国金证券研究所

图表 74: 2018-2020 年公司 LPG 业务毛利率变化



来源: 国金证券研究所

图表 75: 2018-2020 年公司 LPG 业务与同行业毛利率对比

公司简称	2020 年	2019 年	2018 年
新海能源	11.23%	12.67%	13.47%
东华能源	2.37%	2.08%	2.84%
欧华能源	-0.50%	8.73%	9.00%
深圳燃气	2.81%	2.93%	3.20%
同行业平均	5.67%	6.60%	7.13%
九丰能源	8.50%	4.59%	4.35%

来源: 同花顺 IFIND、各公司年报、国金证券研究所

图表 76: 公司与东华能源境内外 LPG 业务占比及毛利率对比

公司名称	2020 年			2019 年			2018 年		
	境外占比	境内占比	毛利率	境外占比	境内占比	毛利率	境外占比	境内占比	毛利率
东华能源	—	—	2.73%	75.56%	24.44%	2.08%	63.27%	36.73%	2.84%
九丰能源	27.38%	72.62%	8.50%	17.91%	82.09%	4.59%	17.60%	82.50%	4.35%

来源: 公司招股说明书, 国金证券研究所

## 盈利预测与投资建议

### 盈利预测

#### ■ 氢能业务假设

- 高纯氢产销量：公司与巨正源合资的氢能公司有望 2022 年下旬实现氢气外供，一期产能 2.5 万吨，销量有望达 3000 吨，毛利润贡献 2000 万；2023 年巨正源二期项目若建成，全年产能达 5 万吨，结合广东当前氢气供不应求的情况并考虑基础设施的投运速度，销量有望达 1.5 万吨。
- 高纯氢毛利：公司与巨正源合作有望拿到低于市场价的廉价副产氢，由于广东氢气大部分来源天然气制氢成本较高，我们预计 2022-2023 年氢气出厂价分别为 27、26 元/kg，成本分别在 14、12 元/kg，预计 2022-2023 年副产氢毛利率有望达到 50%和 54%，氢气毛利分别达到 0.3 亿、1.3 亿。

#### ■ LNG 业务假设

- 进口 LNG 成本：公司长约采购与 JKM 和 Brent 价格挂钩，现货采购与 JKM 指数挂钩，2021 全年 Brent 指数同比增长 64%，日本 LNG 到岸价涨幅在 300%左右，导致公司采购成本大幅上升。2022 年由于俄乌战争导致欧洲天然气进一步短缺，虽冬季过后取暖、供电需求降低，但预期天然气价格仍维持高位，2023 年才有望下降。
- LNG 售价：2021 年国内 LNG 价格涨幅不及全球 LNG 价格涨幅，LNG 售价增速低于成本增速，毛利降低。2022 年之后我国天然气供需缺口缓慢扩大，进口依赖度缓慢提升，预期毛利率仍维持低位，2023 年将逐步恢复。2021-2023 毛利率分别为 10.4%/11.3%/13%。
- LNG 销量：2021 年受全球天然气价格高企促使公司增加转口贸易，全年销量大幅提升。2022 年公司收购远丰森泰，LNG 管道扩建完成叠加国家管网接收站的增量，预期销量超 250 万吨。

#### ■ LPG 业务假设

- 进口 LPG 成本：公司 LPG 采购成本与 CP 指数有关，2021 年 CP 指数平均值预计同比增长 50%，造成公司 LPG 采购成本增加。2022 年下半年或随国际油价回落成本有所下降。
- LPG 售价：国内 LPG 供需缺口较大，对外依存度处于高位，价格随全球 LPG 价格变化。预计 2021-2023 毛利率分别为 5.9%/8%/9.1%。
- LPG 销量：随着化工原料的轻质化发展，LPG 深加工装置的蓬勃发展将推动公司 LPG 销量的增长。

#### ■ 甲醇及二甲醚业务假设

- 公司近三年甲醇及二甲醚业务销量稳定且营收贡献低于 5%，因此假设销量及单价维持不变，毛利率维持在 15.8%。

#### ■ 费用假设

- 公司 2021 年营业收入大幅增长，因此销售费用率及管理费用率均大幅度下降，我们预计公司未来营业收入将持续增长，参考公司 2021 年中报及三季报的费用率，我们认为公司 2021-2023 年销售费用率均为 1.6%，管理费用率均为 0.7%。

图表 77: 主营业务拆分

主营业务		2019	2020	2021E	2022E	2023E
氢能	收入 (亿元)	-	-	-	0.5	2.4
	销量 (万吨)	-	-	-	0.3	1.5
	毛利率 (%)	-	-	-	50%	54%
	毛利 (亿元)	-	-	-	0.2	1.3
LNG	收入 (亿元)	38.2	36.7	79.2	90.9	111.2
	销量 (万吨)	114.1	130.1	182.1	226.9	304.1
	毛利率 (%)	17%	22%	10%	11%	13%
	毛利 (亿元)	6.4	7.9	8.2	10.8	14.4
LPG	收入 (亿元)	56.9	47.6	74.9	70.8	66.9
	销量 (万吨)	164	158	173	182	191
	毛利率 (%)	5%	9%	6%	8%	9%
	毛利 (亿元)	2.6	4.1	4.5	5.7	6.1
甲醇、二甲醚及其他	收入 (亿元)	4.1	4.1	5.2	5.2	5.2
	销量 (万吨)	11.4	13.0	15.0	15.0	15.0
	毛利率 (%)	14%	16%	16%	16%	16%
	毛利 (亿元)	0.6	0.7	0.8	0.8	0.8

来源: 公司年报, 国金证券研究所

### 投资建议及估值

- 公司当前传统业务底部探明并积极布局氢能业务, 预计公司 2021-2023 年归母净利润分别为 7.6/10.8/14.6 亿元, 对应 EPS 分别为 1.71/2.44/3.30 元。对比主营业务为焦炭且同样布局氢能源的公司美锦能源, 公司项目建成后实则氢气产能高于美锦能源的 1.56 万吨年产能, 给予公司 2022 年 20 倍 PE, 对应目标价 48.80 元/股, 给予“买入”评级。

图表 78: 可比公司估值比较 (市盈率法)

代码	名称	股价 (元)	EPS			PE		
			2021E	2022E	2023E	2021E	2022E	2023E
600803	新奥股份	17.02	-	1.61	1.84		10.59	9.25
600256	广汇能源	8.31	0.71	0.99	1.23	11.78	8.43	6.75
000723	美锦能源	13.18	0.63	0.67	0.84	20.77	19.76	15.67
平均值						16.27	12.93	10.56
605090	九丰能源	28.13	1.71	2.44	3.30	16.50	11.51	8.51

来源: Wind, 国金证券研究所

### 风险提示

- **限售股解禁风险:** 预计 5 月 25 日将有 9780 万股首发原股东限售股份上市流通, 预计占解禁前流通股 117.87%; 预计占解禁后流通股 54.1%; 预计占总股本 22.08%。
- **海外 LNG 采购价过高风险:** 受俄乌战争影响, 欧洲天然气供给受到一定影响, 海外天然气价格继续维持高位, 倘若美国页岩气等其他气源持续供给不足, 公司盈利能力将受到一定影响。

- **收购不及预期风险：**公司当前只发布了收购远丰森泰预案，虽然双方已签署《江西公司@能源与远丰森泰全体股东之发行股份、可转换公司债券及支付现金购买资产协议》，但收购尚未完成，存在不及预期的风险。
- **项目投产不及预期风险：**虽然公司当前与巨正源已签订《共同开发氢能的合作协议》，但尚未签订合同，项目推动节奏仍然存在一定不确定性，如充装设施需获得当地政府的前置审批程序等；此外，项目效益受终端销售价格、广东省补贴政策、项目运营成本、采购成本等影响较大，存在一定的不确定性。此外，虽然 2021 年 8 月下发了燃料电池示范城市群启动的通知，但广东省燃料电池汽车示范细则还未公布，推广数量存在一定不确定性，可能会影响公司氢气的销售量。氢能源产业链不仅仅是氢气制造和输送，还包括 FCV 的生产与研发，目前发展最好的广东省 21 年底 FCV 保有量只有 2666 辆，FCV 增加有赖于技术进步、成本下降和政策推动，相应可能导致未来 FCV 低于我们 25 年 5 万辆的预期。公司制氢业务的盈利前景非常依赖于氢能源产业的技术进步和发展，使得公司制氢业务的盈利能力存在较大不确定性。
- **人民币汇率波动风险：**根据公司 2021 年中报显示，海外营收占比已超 35%，公司存在人民币汇率波动带来的利润受损风险。

附录：三张报表预测摘要

损益表 (人民币百万元)							资产负债表 (人民币百万元)						
	2018	2019	2020	2021E	2022E	2023E		2018	2019	2020	2021E	2022E	2023E
主营业务收入	11,494	10,021	8,914	16,023	17,323	18,678	货币资金	1,071	1,261	1,263	4,348	6,381	6,751
增长率		-12.8%	-11.1%	79.8%	8.1%	7.8%	应收款项	248	256	359	523	542	559
主营业务成本	-10,562	-9,018	-7,597	-14,593	-15,476	-16,315	存货	580	321	404	487	510	532
%销售收入	91.9%	90.0%	85.2%	91.1%	89.3%	87.3%	其他流动资产	415	123	209	404	419	432
毛利	932	1,004	1,316	1,430	1,847	2,363	流动资产	2,313	1,961	2,235	5,763	7,852	8,273
%销售收入	8.1%	10.0%	14.8%	8.9%	10.7%	12.7%	%总资产	59.7%	56.5%	51.3%	70.4%	73.0%	71.1%
营业税金及附加	-9	-11	-15	-13	-14	-15	长期投资	137	143	185	207	229	251
%销售收入	0.1%	0.1%	0.2%	0.1%	0.1%	0.1%	固定资产	1,254	1,213	1,740	2,067	2,528	2,968
销售费用	-328	-346	-215	-256	-277	-299	%总资产	32.4%	34.9%	40.0%	25.2%	23.5%	25.5%
%销售收入	2.9%	3.5%	2.4%	1.6%	1.6%	1.6%	无形资产	135	138	156	153	150	147
管理费用	-97	-110	-111	-112	-121	-131	非流动资产	1,563	1,511	2,118	2,427	2,907	3,366
%销售收入	0.8%	1.1%	1.2%	0.7%	0.7%	0.7%	%总资产	40.3%	43.5%	48.7%	29.6%	27.0%	28.9%
研发费用	0	0	0	0	0	0	<b>资产总计</b>	<b>3,875</b>	<b>3,472</b>	<b>4,352</b>	<b>8,189</b>	<b>10,759</b>	<b>11,640</b>
%销售收入	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	短期借款	1,308	611	726	1,508	964	887
息税前利润 (EBIT)	499	537	975	1,049	1,435	1,919	应付款项	448	460	369	180	191	201
%销售收入	4.3%	5.4%	10.9%	6.5%	8.3%	10.3%	其他流动负债	254	217	341	367	422	485
财务费用	-119	-49	-39	-69	-128	-158	流动负债	2,009	1,288	1,437	2,055	1,577	1,573
%销售收入	1.0%	0.5%	0.4%	0.4%	0.7%	0.8%	长期贷款	0	0	1	1	1	1
资产减值损失	0	0	0	-73	-10	-11	其他长期负债	87	33	223	300	2,580	2,580
公允价值变动收益	-17	16	-45	0	0	0	负债	2,096	1,320	1,661	2,356	4,158	4,154
投资收益	-143	-5	57	0	0	0	<b>普通股股东权益</b>	<b>1,613</b>	<b>1,982</b>	<b>2,513</b>	<b>5,649</b>	<b>6,411</b>	<b>7,289</b>
%税前利润	n.a	n.a	6.2%	0.0%	0.0%	0.0%	其中：股本	360	360	360	443	447	447
营业利润	231	461	933	906	1,296	1,750	未分配利润	538	903	1,440	1,894	2,543	3,421
营业利润率	2.0%	4.6%	10.5%	5.7%	7.5%	9.4%	少数股东权益	166	169	179	185	191	197
营业外收支	-1	-2	-10	0	0	0	<b>负债股东权益合计</b>	<b>3,875</b>	<b>3,472</b>	<b>4,352</b>	<b>8,189</b>	<b>10,759</b>	<b>11,640</b>
税前利润	230	458	922	906	1,296	1,750	<b>比率分析</b>						
利润率	2.0%	4.6%	10.3%	5.7%	7.5%	9.4%		2018	2019	2020	2021E	2022E	2023E
所得税	-46	-86	-149	-145	-207	-280	<b>每股指标</b>						
所得税率	20.0%	18.7%	16.2%	16.0%	16.0%	16.0%	每股收益	0.485	1.019	2.132	1.705	2.444	3.304
净利润	184	373	773	761	1,089	1,470	每股净资产	4.482	5.507	6.981	12.753	14.473	16.455
少数股东损益	10	6	6	6	6	6	每股经营现金净流	-0.312	2.877	1.971	0.810	3.074	4.067
归属于母公司的净利润	174	367	768	755	1,083	1,464	每股股利	0.000	0.000	0.000	0.682	0.970	1.311
净利率	1.5%	3.7%	8.6%	4.7%	6.3%	7.8%	<b>回报率</b>						
<b>现金流量表 (人民币百万元)</b>							净资产收益率	10.82%	18.50%	30.55%	13.37%	16.89%	20.08%
	2018	2019	2020	2021E	2022E	2023E	总资产收益率	4.50%	10.56%	17.64%	9.22%	10.06%	12.58%
净利润	184	373	773	761	1,089	1,470	投入资本收益率	12.94%	15.79%	23.91%	12.00%	12.24%	15.13%
少数股东损益	10	6	6	6	6	6	<b>增长率</b>						
非现金支出	7	6	6	199	152	173	主营业务收入增长率	10.02%	-12.82%	-11.05%	79.76%	8.11%	7.82%
非经营收益	333	36	22	78	133	163	EBIT增长率	-6.80%	7.52%	81.72%	7.53%	36.82%	33.73%
营运资金变动	-637	621	-92	-679	0	10	净利润增长率	-44.81%	110.19%	109.31%	-1.59%	43.33%	35.19%
<b>经营活动现金净流</b>	<b>-112</b>	<b>1,036</b>	<b>710</b>	<b>359</b>	<b>1,373</b>	<b>1,817</b>	总资产增长率	-0.87%	-10.40%	25.35%	88.15%	31.38%	8.18%
资本开支	-141	-59	-663	-419	-600	-600	<b>资产管理能力</b>						
投资	-69	-9	-46	-20	-20	-20	应收账款周转天数	4.8	6.5	7.6	8.5	8.0	7.5
其他	32	2	4	-2	-2	-2	存货周转天数	17.2	18.2	17.4	14.0	14.0	14.0
<b>投资活动现金净流</b>	<b>-179</b>	<b>-66</b>	<b>-705</b>	<b>-441</b>	<b>-622</b>	<b>-622</b>	应付账款周转天数	17.6	15.3	17.2	3.0	3.0	3.0
股权募资	0	0	8	2,683	112	0	固定资产周转天数	35.5	43.1	68.8	38.9	39.4	39.3
债权募资	209	-762	-33	859	1,735	-77	<b>偿债能力</b>						
其他	-167	-94	-79	-374	-566	-749	净负债/股东权益	13.26%	-30.20%	-19.93%	-48.68%	-47.53%	-47.87%
<b>筹资活动现金净流</b>	<b>42</b>	<b>-856</b>	<b>-105</b>	<b>3,168</b>	<b>1,282</b>	<b>-826</b>	EBIT 利息保障倍数	4.2	10.8	24.8	15.1	11.2	12.1
<b>现金净流量</b>	<b>-249</b>	<b>114</b>	<b>-100</b>	<b>3,085</b>	<b>2,033</b>	<b>369</b>	资产负债率	54.08%	38.03%	38.16%	28.76%	38.64%	35.69%

来源：公司年报、国金证券研究所

**市场中相关报告评级比率分析**

日期	一周内	一月内	二月内	三月内	六月内
买入	0	0	0	1	4
增持	0	0	0	1	0
中性	0	0	0	0	0
减持	0	0	0	0	0
<b>评分</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>1.50</b>	<b>1.00</b>

来源：聚源数据

**市场中相关报告评级比率分析说明：**

市场中相关报告投资建议为“买入”得 1 分，为“增持”得 2 分，为“中性”得 3 分，为“减持”得 4 分，之后平均计算得出最终评分，作为市场平均投资建议的参考。

最终评分与平均投资建议对照：

1.00 =买入； 1.01~2.0=增持； 2.01~3.0=中性  
3.01~4.0=减持

**投资评级的说明：**

买入：预期未来 6-12 个月内上涨幅度在 15%以上；  
 增持：预期未来 6-12 个月内上涨幅度在 5%-15%；  
 中性：预期未来 6-12 个月内变动幅度在 -5%-5%；  
 减持：预期未来 6-12 个月内下跌幅度在 5%以上。

**特别声明:**

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，对由于该等问题产生的一切责任，国金证券不作出任何担保。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整。

本报告中的信息、意见等均仅供参考，不作为或被视为出售及购买证券或其他投资标的邀请或要约。客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告反映编写分析员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，且收件人亦不会因为收到本报告而成为国金证券的客户。

根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于C3级（含C3级）的投资者使用；非国金证券C3级以上（含C3级）的投资者擅自使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

此报告仅限于中国大陆使用。

**上海**

电话: 021-60753903  
传真: 021-61038200  
邮箱: researchsh@gjzq.com.cn  
邮编: 201204  
地址: 上海浦东新区芳甸路 1088 号  
紫竹国际大厦 7 楼

**北京**

电话: 010-66216979  
传真: 010-66216793  
邮箱: researchbj@gjzq.com.cn  
邮编: 100053  
地址: 中国北京西城区长椿街 3 号 4 层

**深圳**

电话: 0755-83831378  
传真: 0755-83830558  
邮箱: researchsz@gjzq.com.cn  
邮编: 518000  
地址: 中国深圳市福田区中心四路 1-1 号  
嘉里建设广场 T3-2402