

【东吴环保公用】市场化改革系列深度
要素市场化改革中，滞后30年的公用要素改革启航！

证券分析师：袁理

执业证书编号：S0600511080001

联系邮箱：yuanl@dwzq.com.cn

证券分析师：任逸轩、陈孜文

研究助理：谷玥

日期：2024年8月30日

并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费

要素市场化改革中，滞后30年的公用要素改革启航！

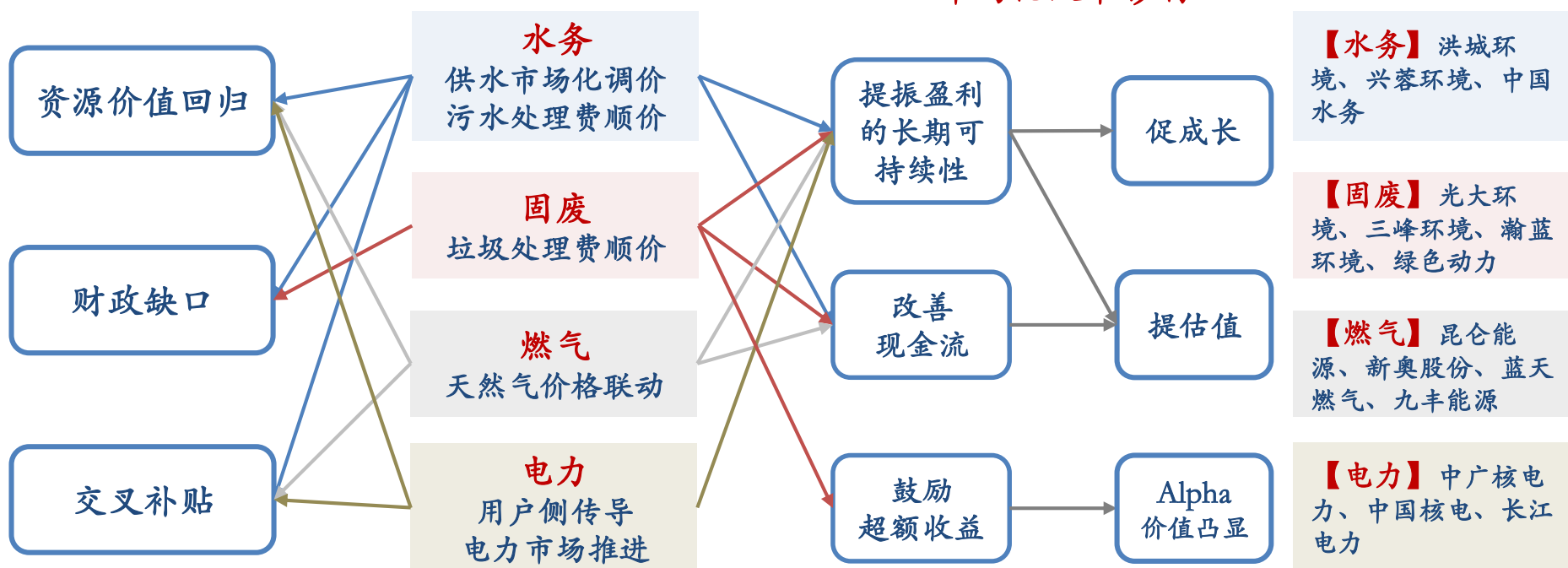
痛点：行业发展与价格机制现状的深刻矛盾，市场化机制亟待建立！

结论：促进可持续成长+估值天花板大幅打开+鼓励超额收益

- **水务**：供水提价增厚盈利，污水顺价改善现金流模式理顺，价格改革驱动长期成长&估值翻倍以上
- **固废**：C端付费理顺改善现金流，企业经营存超额收益长期有 α ，驱动价值重估
- **燃气**：价格改革推进盈利机制理顺，1.8倍气量空间释放，估值存翻倍空间
- **电力**：电改深化理顺电力系统各环节的投资回报模式，激发活力驱动长期成长&盈利恢复稳定估值提升

市场化改革动因

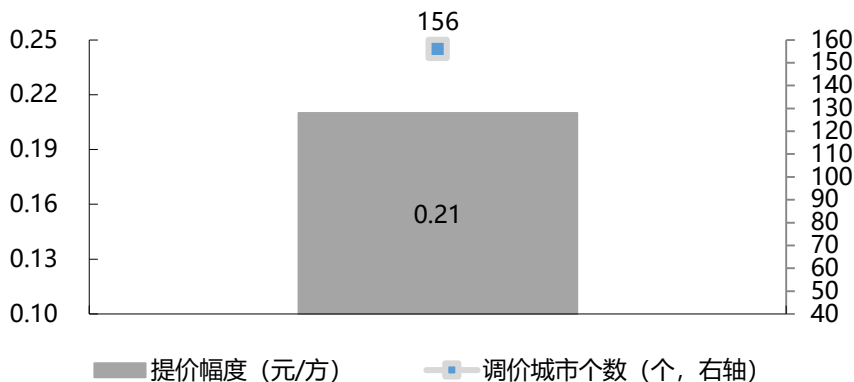
市场化改革影响



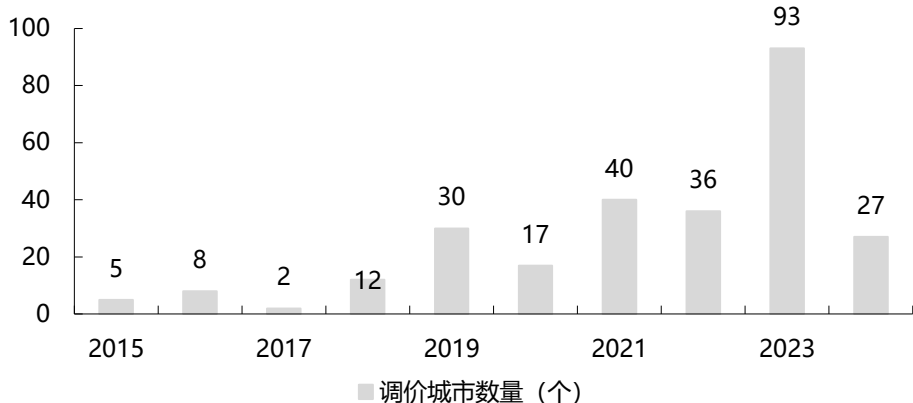
要素价格改革情况跟踪

燃气：2022-2024M7，全国地级市完成54%（156城）居民顺价，平均调价幅度+0.21元/方。23年完成顺价93城，同比+158%；24M1-7完成顺价27城。

2022-2024M7地级市及以上城市居民天然气价调整数量&幅度



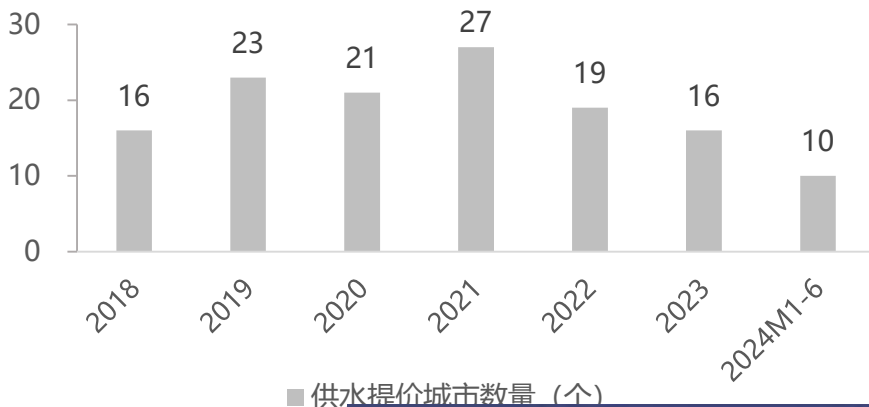
地级市及以上城市居民天然气价最近一次调整时间 (个, 截至2024年7月底)



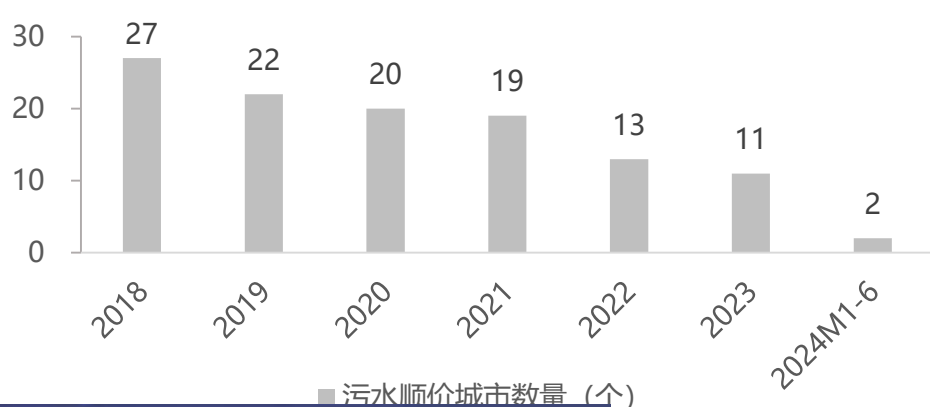
供水：2022-2024M6，发布供水提价的地级市45个，占比16%，23年供水提价城市16个（同比-3个），24M1-6供水提价城市10个。广州市发布水价听证方案并召开听证会，调价在即。

污水：2022-2024M6，污水顺价地级市26个，占比9%，23年污水顺价城市12个（同比持平），24M1-6污水顺价城市2个。

2018-2024M6地级市及以上城市自来水价格调整数量



2018-2024M6地级市及以上城市污水处理收费标准调整数量



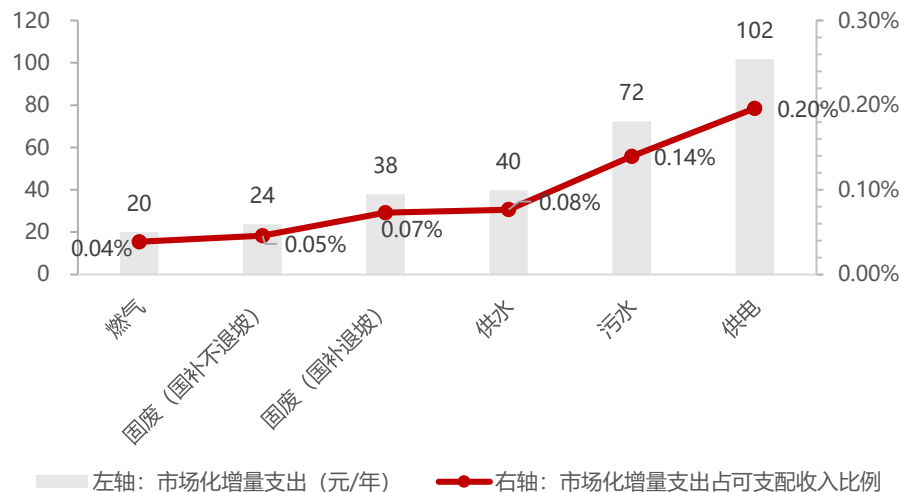
要素价格改革影响量化测算

表：公用要素市场化改革对应企业增收&财政减支&C端付费压力测算

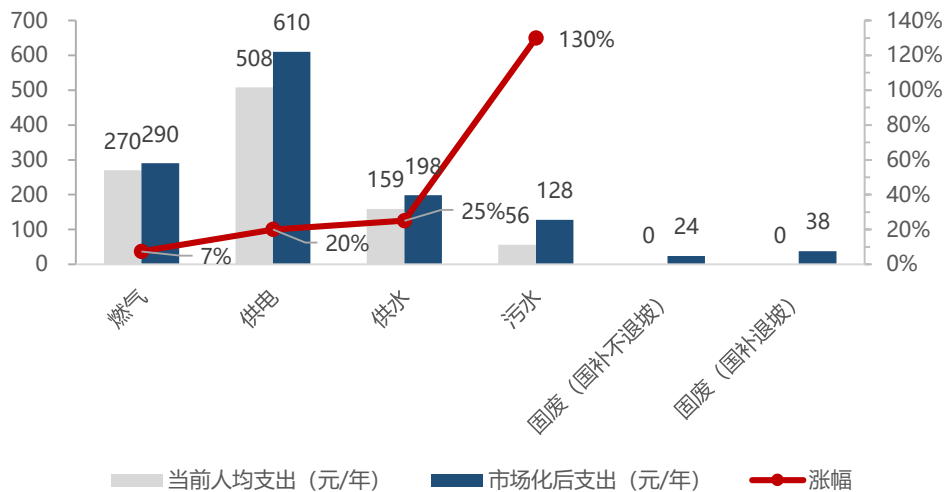
	供水	燃气	供电		污水	固废	
涨价				顺价		国补不退坡	国补退坡
当前单价（元/m ³ 、元/kwh）	2.35	2.70	0.53	当前处理费单价（元/吨）	2.23	70	70
涨幅	25%	7%	20%	C端平均收费标准（元/吨）	0.97	0	0
涨幅（元/m ³ 、元/kwh）	0.59	0.20	0.11	完全顺价涨幅（元/吨）	1.26	70	112
调整后单价（元/m ³ 、元/kwh）	2.94	2.90	0.64	顺价后收费标准（元/吨）	2.23	70	112
企业增收测算				财政减支测算			
年用量（亿m ³ ）	801	610	13524	年处理量（亿吨）	738	3.11	3.11
企业增收（亿元）	471	122	1434	顺价节约财政支出（亿元）	930	218	348
C端支付压力测算				C端支付压力测算			
人均用量（m ³ /日、kwh/日）	0.19	0.27	2.63	人均产量（吨/日）	0.16	0.001	0.001
人均年用量（m ³ /年、kwh/年）	68	100	959	人均产量（吨/年）	57	0.34	0.34
人均可支配收入（元/年）	51821	51821	51821	人均可支配收入（元/年）	51821	51821	51821
当前支出（元/年）	159	270	508	当前支出（元/年）	56	0	0
占人均可支配收入比例	0.31%	0.52%	0.98%	占人均可支配收入比例	0.11%	0.00%	0.00%
当前支出合计（元/年）		937		当前支出合计（元/年）		56	
占人均可支配收入比例		1.81%		占人均可支配收入比例		0.11%	
涨价增量支出（元/年）	40	20	102	顺价增量支出（元/年）	72	24	38
占人均可支配收入比例	0.08%	0.04%	0.20%	占人均可支配收入比例	0.14%	0.05%	0.07%
涨价增量支出合计（元/年）		161		顺价增量支出合计（元/年）		96~110	
占人均可支配收入比例		0.31%		占人均可支配收入比例		0.19%~0.21%	
涨价后支出（元/年）	198	290	610	涨价后支出（元/年）	128	24	38
占人均可支配收入比例	0.38%	0.56%	1.18%	占人均可支配收入比例	0.25%	0.05%	0.07%
涨价增量支出合计（元/年）		1099		涨价增量支出合计（元/年）		152~166	
占人均可支配收入比例		2.12%		占人均可支配收入比例		0.29%~0.32%	

要素价格改革影响量化测算

公用要素市场化改革人均增量支出：燃气 < 固废 < 供水 < 污水 < 供电



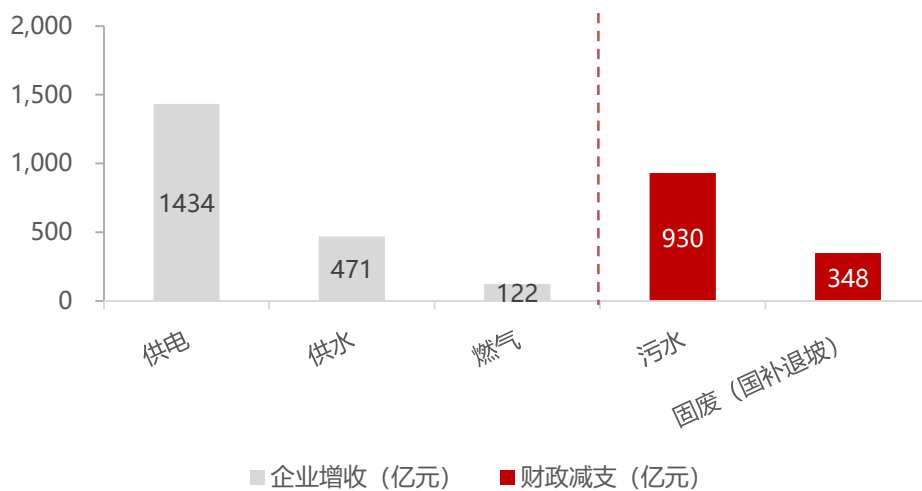
公用要素市场化增量支出对应涨幅：燃气 < 供电 < 供水 < 污水 < 固废



当前和公用要素市场化后C/B端与G端负担水平



公用要素市场化后预计企业增收2026亿元&政府减支1278亿元



目录

■ 水务：价格改革不仅是弹性，驱动长期成长&估值翻倍以上

■ 固废：资本开支下降，C端付费理顺+超额收益，重估空间开启

■ 燃气：成本回落+顺价推进，促空间提估值

■ 核电：核电：未来能源具备稀缺长期成长性，长期ROE翻倍分红提升

水务——不一样的观点：

价格改革不仅是弹性，驱动长期成长&估值翻倍以上！

✓ 价格改革的动因：

- 1) 合理价值回归：**
 - ①**资源价值低估：**中国人均水资源量为世界人均水平的35%，我国水价不及发达国家的1/4，北京、上海和广州家庭水费支出占城市家庭收入的比例平均为0.26%，约为纽约、伦敦、东京家庭的1/4。
 - ②**资产盈利下行，依赖国家补贴：**动态调价覆盖成本端变动，使资产回归合理盈利水平。
 - ③**通胀环境利于提价：**长期维度美国水价显著跑赢CPI，中国略跑赢，2021年以来基础水价显著跑输CPI 0.6pct，期待“均值回归”。
- 2) 财政缺口&国企增值：**部分区域供水价格和成本长期倒挂且差距持续拉大，依靠国家补贴；污水处理费财政负担率约50%，污水顺价有助缓解财政压力。水务市场国企占据主导地位，价格改革提升国有资产质量。
- 3) 解决交叉补贴：**当前我国居民第一阶梯基础水价均值约2.1元/m³，非居民水价约3.2元/m³，存在交叉补贴。广州听证会中居民端涨幅相对较高的方案获票多，水价改革体现公平负担原则，减少工商业对居民端的交叉补贴。

✓ 价格改革的影响：

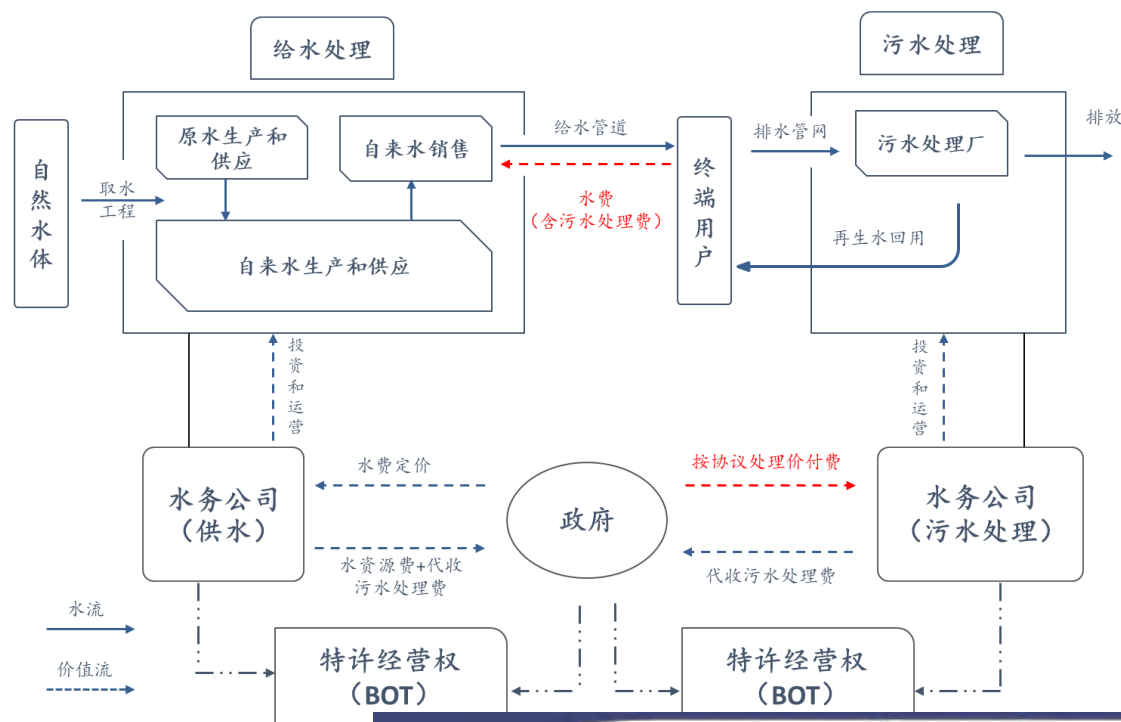
- 驱动长期成长——对标美国水业，价格市场化驱动稳定ROE下的12年复合10%成长：**美国水业净利润从2011年的3.10亿美元提至2023年的9.44亿美元，ROE稳定在10%左右与国内相当。水价市场化有利于保障企业正常运营和扩大再生产，撬动新增投资，驱动成长落地。供水和污水处理量价逆周期，直饮水（35年运营2000亿空间，较供水运营**翻倍**）+厂网一体化（理论2.7万亿投资空间，是污水处理厂空间的**2+倍**）提供广阔空间。
- 驱动价值重估——对标海外估值存翻倍以上空间：**美国水价市场化且调价通畅，使用者付费现金流好，美国水业每股股息稳定10%增长，分红比例维持60%左右，美国水业PE（TTM）为29倍（估值日期：2024/8/25），对标海外国内水务板块估值存翻倍以上空间。
- 价改影响测算：**
 - 1) 居民端：提价顺价支付难度小。**若自来水提价20-30%，人均增量支出2.7~4.0元/月，占比人均可支配收入仅0.06~0.09%；污水完全顺价后人均增量支出4.7元/月，占比人均可支配收入仅0.11%。
 - 2) 企业端：提振盈利&改善现金流。**假设洪城/兴蓉/重水/瀚蓝供水均价提升25%，提价幅度为0.61/0.57/0.68/0.53元/吨，所得税率按15%，供水提价在2023年基础上盈利弹性分别为19%/28%/33%/14%。

水价市场化改革+污水顺价，驱动长期成长及价值重估

价格改革：水价市场化增强盈利稳定性，污水顺价促商业模式B/C端理顺

- ✓ **供水收益来源：**收入来自终端用户水费，水价调整受政府管制，供水资产**现金流优质但盈利承压**。
- ✓ **污水收益来源：**回报机制包括1) 政府支付新建项目的可用性付费；2) 运营期间根据污水处理量，满足污水处理成本及合理利润需要的污水处理费；3) 运营期间维持污水管网可用性的管网运维费。总体来看，**部分来自使用者付费，部分来自可行性缺口补助**，BOT协议盈利有保障，但涉及G端支付，财政压力加大背景下**现金流承压**。

图：水务产业链梳理

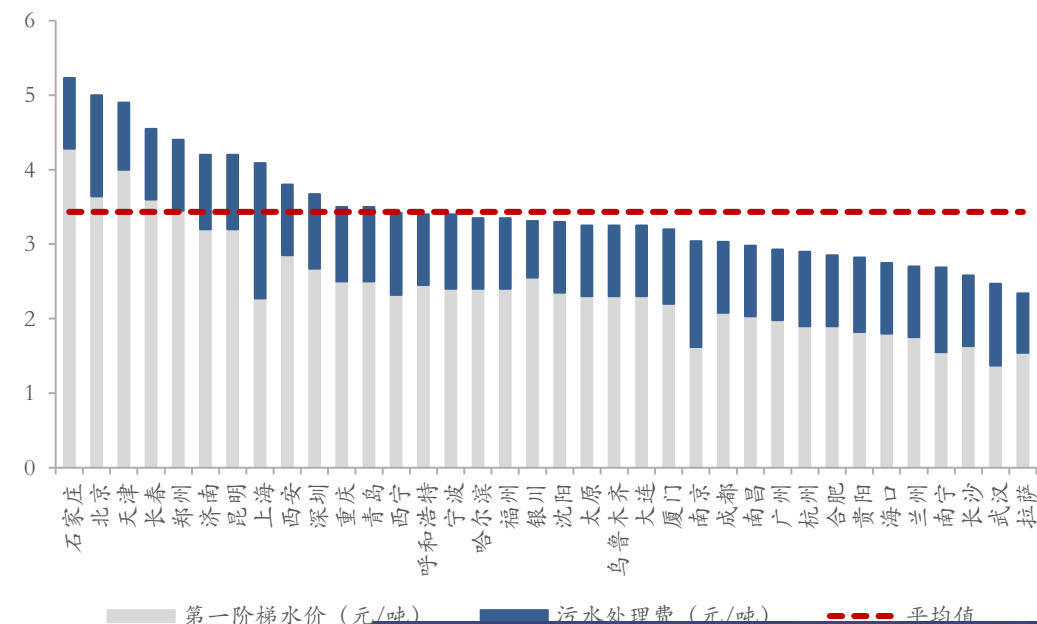


图：PPP项目回报机制

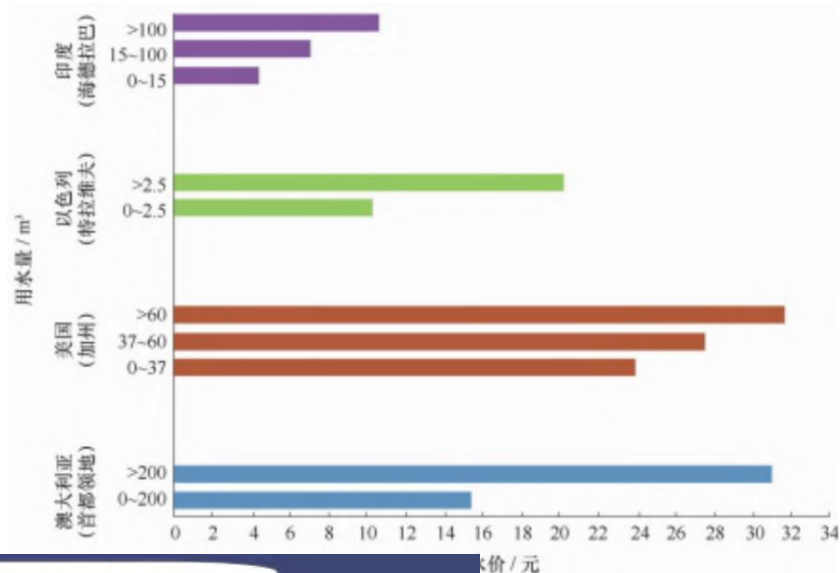
项目	收入来源	收入形式	适用项目类型
使用者付费	消费者	最终由消费者直接付费购买公共产品和服务	经营性项目(燃气、自来水)
可行性缺口补助	消费者 & 政府	由政府以财政补助、股本投入、优惠贷款和其他优惠政策的形式，给予社会资本或项目公司经济补助	准经营性项目(污水处理、垃圾处理等)
政府付费	政府	政府直接付费购买公共产品和服务，主要包括可用性付费、使用量付费和绩效服务费	非经营性项目(市政道路、环境治理等)

- ✓ 中国为水资源短缺国家：中国人均水资源量为世界人均水平的35%，约为美国的1/5。
- ✓ 我国居民水费支出占收入比重低，未充分体现其资源属性和稀缺程度：我国水价不及发达国家的1/4。根据《国内外大城市居民生活水价对比研究》，纽约、伦敦、东京家庭水费支出占城市家庭收入的比例介于0.70%~1.34%，平均为1.00%；北京、上海和广州家庭水费支出占城市家庭收入的比例介于0.21%~0.32%，平均为0.26%。

图：36个重点城市第一阶梯终端水价情况（截至2023年底）



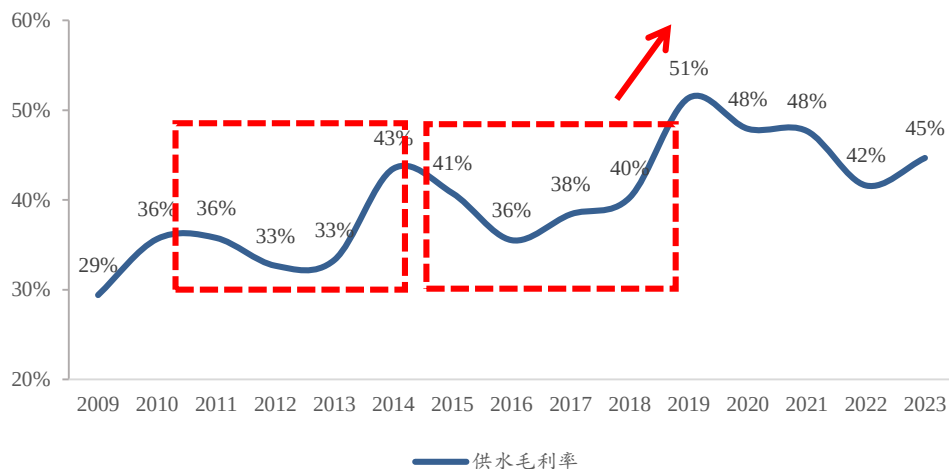
图：不同国家的阶梯水价设计



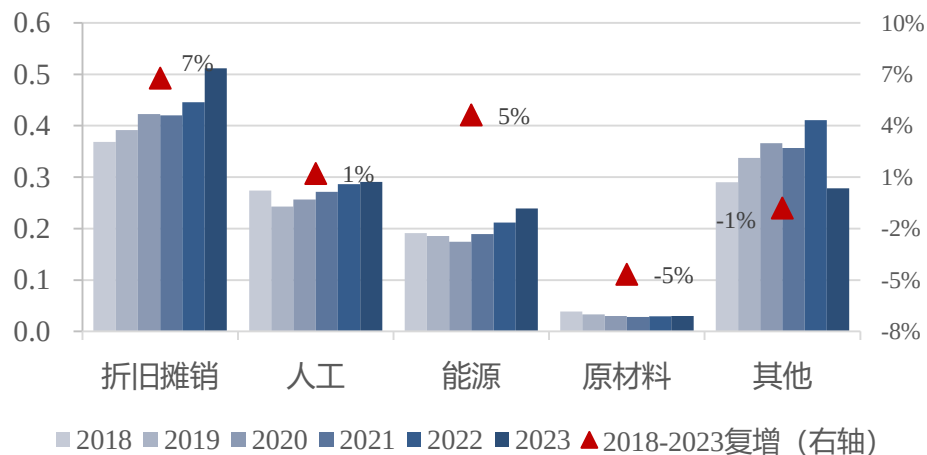
合理价值回归——资产盈利：动态调价覆盖成本端变化

- ✓ 成本逐年上行，若调价滞后，资产盈利长期无法保障，将阻碍行业发展。供水成本主要由折旧摊销、人工、电费、药剂等构成，逐年处于上行趋势，自来水价格受政府管制，一定周期内恒定不变，盈利逐渐下行。

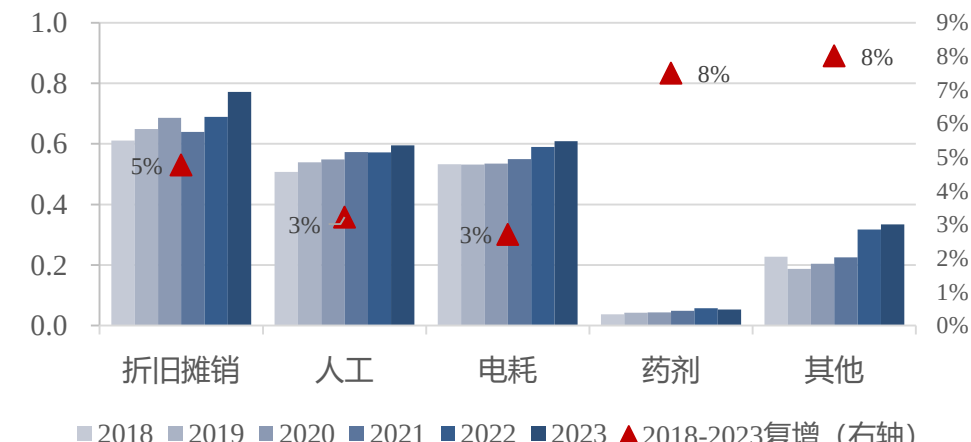
图：洪城环境供水毛利率随着调价节点周期性波动



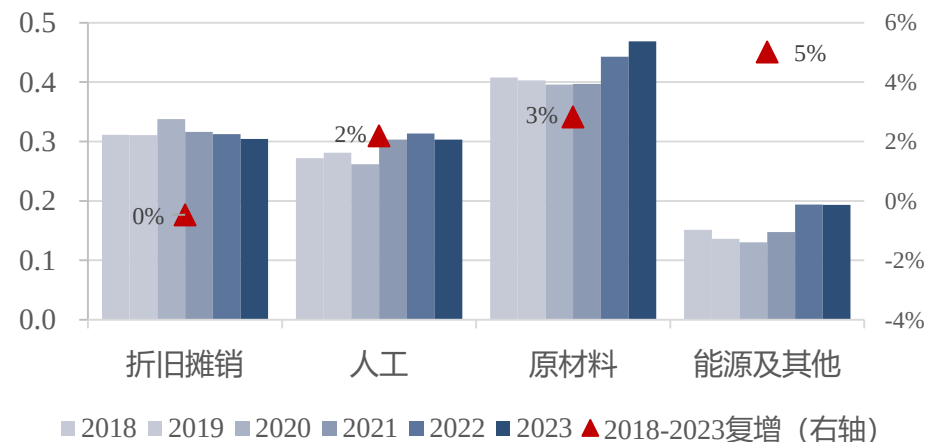
图：洪城环境2018-2023年自来水吨水分项成本变化



图：重庆水务2018-2023年自来水吨水分项成本变化

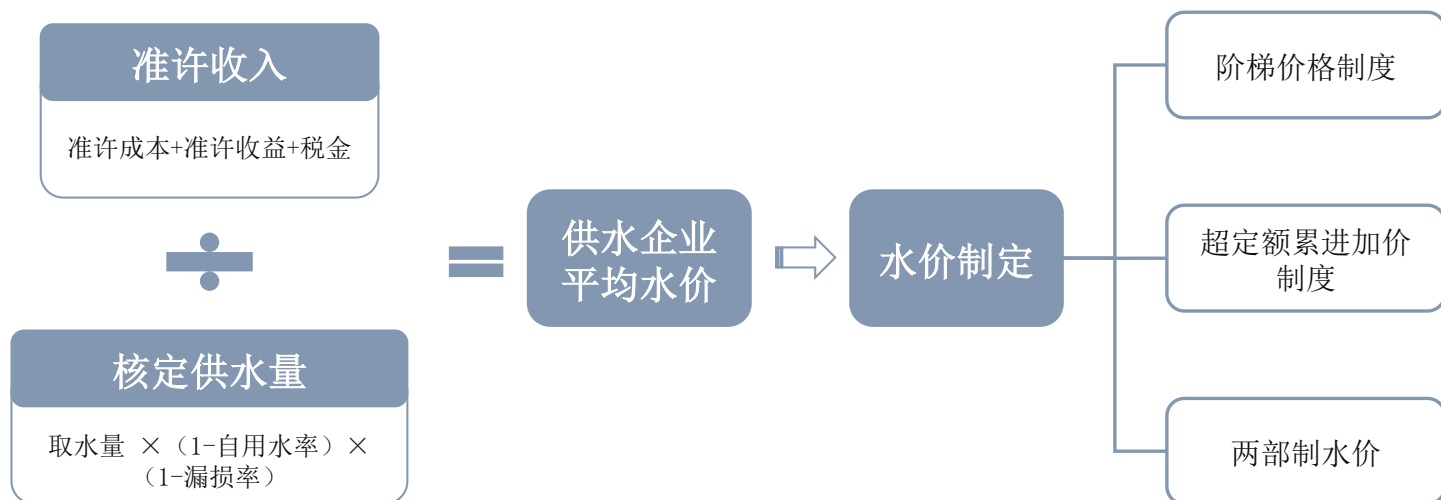


图：兴蓉环境2018-2023年自来水吨水分项成本变化



- ✓ 新办法施行水价实现市场化，水务资产回报稳定价值重估。《城镇供水价格管理办法》和《城镇供水定价成本监管办法》自2021年10月1日起施行，按照“准许成本加合理收益”的方法核定用水价格。
- ✓ 准许收益率： $\text{权益资产收益率} \times (1 - \text{资产负债率}) + \text{债务资本收益} \times \text{资产负债率}$ ，其中权益资产收益率不高于10年期国债+400bp，债务资本收益率按LPR确定。
- ✓ 明确供水价格监管周期为3年，回报市场化同时确定性增强。

图：《城镇供水价格管理办法》定价流程



水价调价案例测算：参考重庆市自来水公司2023年ROA为2.1%，水价调整带来翻倍利润弹性

- ✓
 水价调价测算：2023年重庆水务全资子公司重庆市自来水公司的ROA水平为2.14%，参考2024年5月31日10年期国债收益率和5年期贷款市场报价利率，按新管理办法要求算得，供水企业准许收益率为5.58%。假设ROA水平达到准许收益率，自来水均价需从2.74元/m³调增0.58元/m³至3.32元/m³，调增幅度21%，调价给上市公司带来的利润弹性为28%。

表：重庆市自来水公司供水调价弹性测算

	指标	2023年
重庆市自来水公司	总资产（亿元）	60.76
	净资产（亿元）	41.74
	营业收入（亿元）	11.66
	净利润（亿元）	1.30
	ROE	3.11%
	ROA	2.14%
	资产负债率	31%
	所得税税率	15%
新管理办法下 准许收益率 (参照2024/5/31数据)	10年期国债收益率+400bp	6.32%
	5年期贷款市场报价利率	3.95%
	政策要求的准许收益率	5.58%
水价调价测算	达到政策标准带来的利润弹性	161%
	重庆主城区自来水均价（元/吨）	2.74
	水价调增幅度	21%
	水价调增数额（元/吨）	0.58
	调整后自来水平均单价（元/吨）	3.32

表：重庆水务上市公司供水调价业绩弹性测算

指标	2023年
重庆水务-自来水销售收入（亿元）	17.04
重庆水务-自来水售水量（亿吨）	6.23
重庆水务-自来水均价（元/吨）	2.73
重庆水务-归母净利润（亿元）	10.89
水价调整幅度	21%
水价调整带来的利润增量（亿元）	3.05
重庆水务利润弹性	28%

注1：重庆市自来水公司为重庆水务全资子公司，主要在重庆市主城区范围内从事自来水的生产与供应

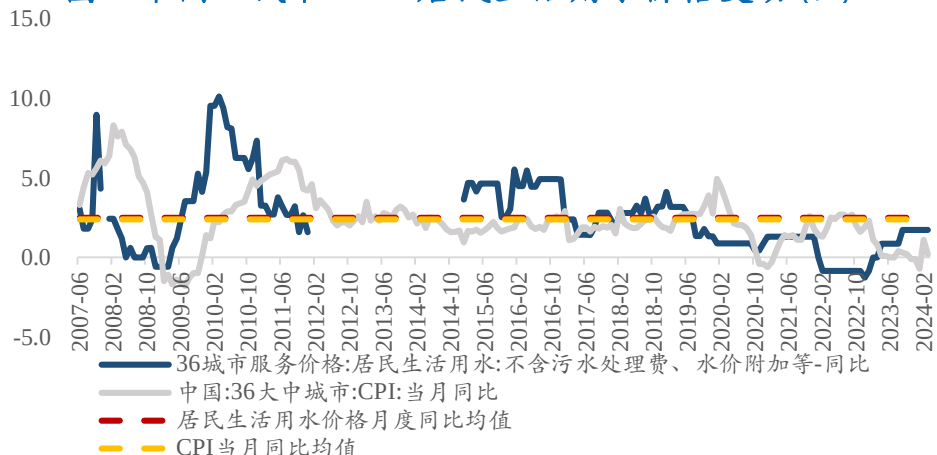
注2：假设上市公司供水板块调价幅度与重庆市自来水公司调价幅度保持一致，去测算上市公司业绩弹性

数据来源：重庆水务2023年报，
 ，东吴证券研究所

合理价值回归——通胀视角：从CPI角度看水价均值回归趋势

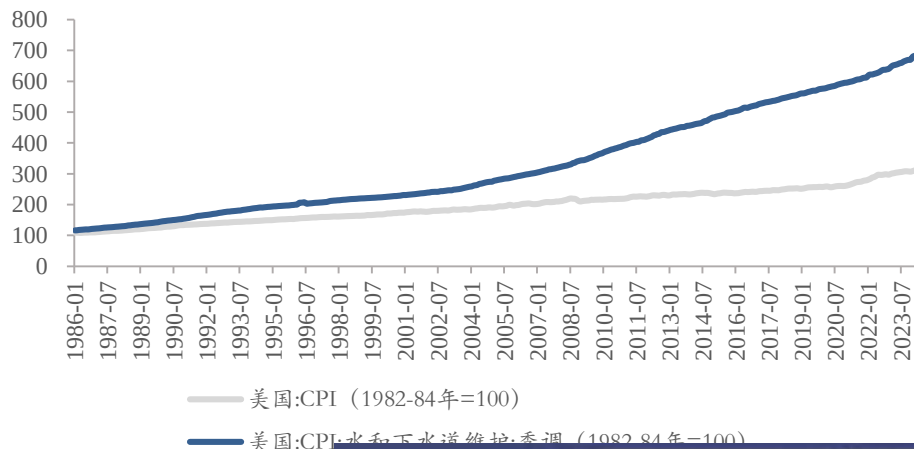
- ✓ 低通胀环境利于调价：长期维度美国水价显著跑赢CPI，中国略跑赢，2021年以来基础水价显著跑输CPI 0.6pct，期待“均值回归”；当前低通胀环境下，水价适当调整可防止通缩。

图：中国36城市CPI&居民生活用水价格变动(%)



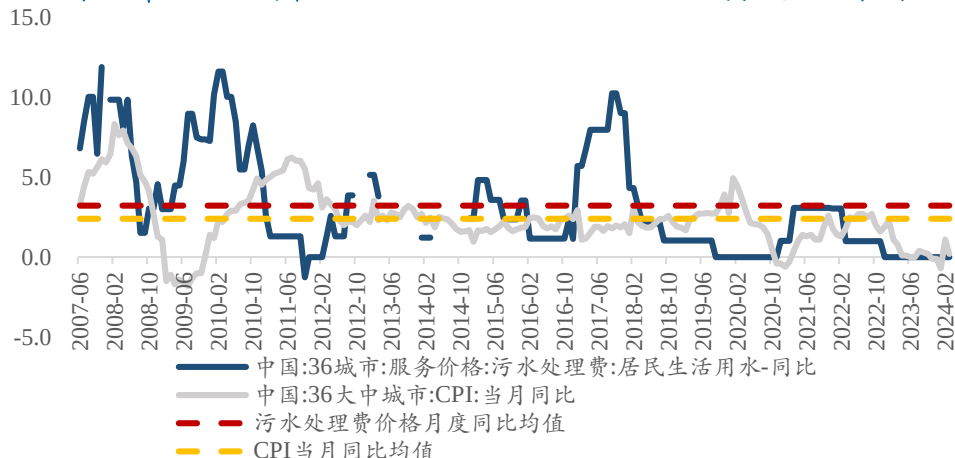
数据来源：，东吴证券研究所（时间区间：2007M6-2024M3）

图：全美CPI&水和下水道维护CPI (1982-84年=100)



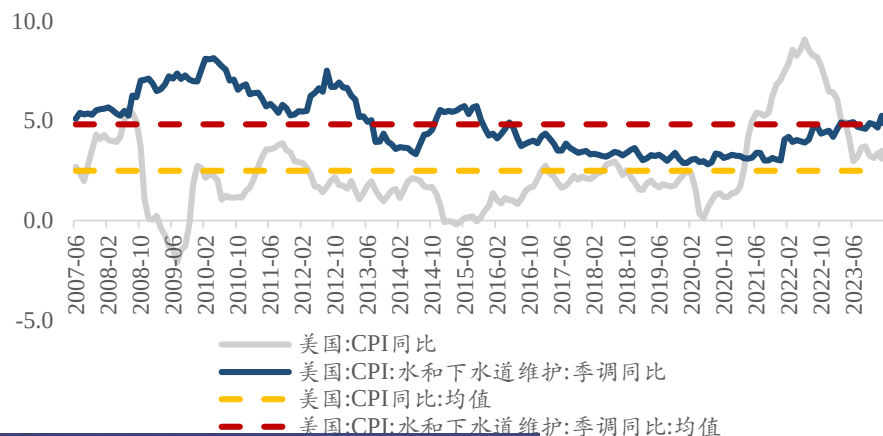
数据来源：，东吴证券研究所

图：中国36城市CPI&居民生活污水处理费变动(%)



注：2012-2014年生活用水价格同比数据存在部分缺失，剔除处理

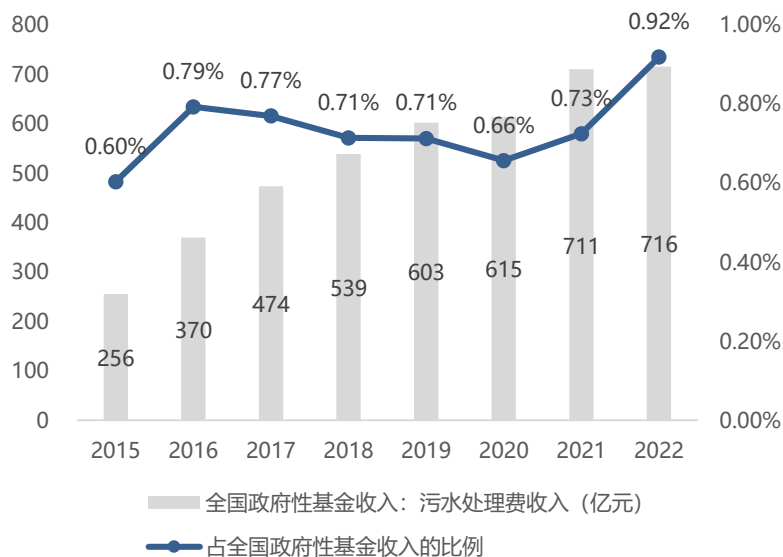
图：全美CPI&水和下水道维护CPI变动(%)



财政缺口——污水处理政府负担率过半，顺价缓解财政压力

- ✓ 2022年我国污水处理财政负担率约56%。2022年全国污水处理费收入716亿元，全国城市和县城污水处理量738亿m³，A股8家污水处理上市公司2022年污水处理服务费均价为**2.23元/m³**，以此作为全国污水处理费单价测算得，2022年全国污水处理服务费支出需求约1646亿元。污水处理由政府承担兜底责任，以财政资金弥补服务费缺口，除去前端污水处理费收入后政府需补贴930亿元，财政负担率约56%。
- ✓ 污水顺价：截至2022年底，全国36个大中城市居民用水污水处理费收费标准平均**1.03元/m³**，与企业收取的污水处理服务费水平相比，存在翻倍提升空间。

图：2015-2022年全国污水处理费收入持续提升



图：2022-2023年A股上市公司污水处理费单价

	2022年			2023年		
	污水处理量 (亿m ³)	污水处理收入 (亿元)	单价 (元/m ³)	污水处理量 (亿m ³)	污水处理收入 (亿元)	单价 (元/m ³)
首创环保	29.94	60.02	2.00	29.95	60.81	2.03
重庆水务	14.79	42.55	2.88	16.65	38.28	2.30
兴蓉环境	11.96	26.58	2.22	12.61	30.24	2.40
洪城环境	11.51	22.93	1.99	11.61	23.98	2.06
中原环保	4.84	11.49	2.37	9.44	21.01	2.23
瀚蓝环境	2.58	6.00	2.32	2.55	7.20	2.83
国中水务	1.34	2.12	1.58	1.22	1.90	1.56
江南水务	0.09	0.25	2.68	0.10	0.26	2.55
合计	77.05	171.94	2.23	84.14	183.68	2.18

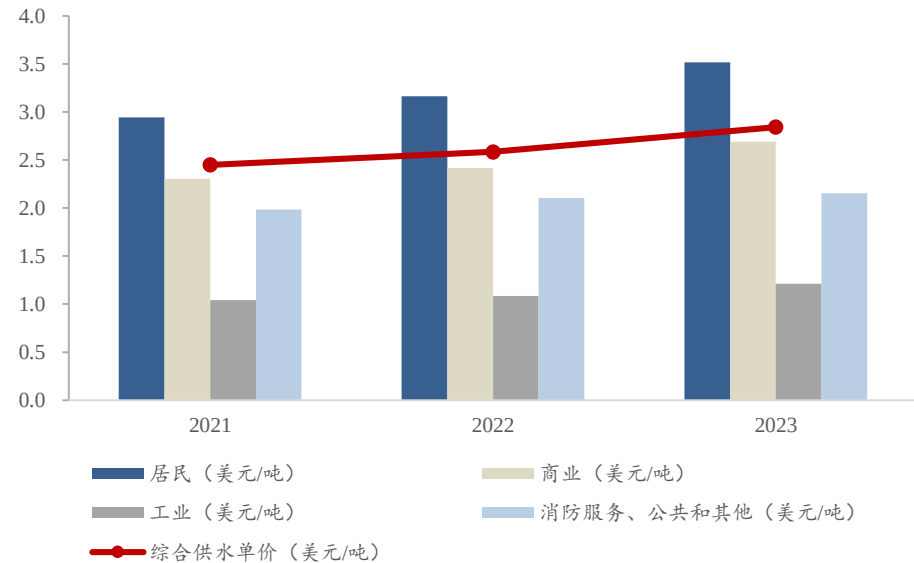
- ✓ 我国水价交叉补贴长期存在：我们统计截至2024Q1，我国地级市居民第一阶梯水价均值约2.1元/m³，非居民水价约3.2元/m³（不含污水处理费）。对比海外，美国水业供水均价：居民>商业>工业。
- ✓ 广州听证方案中居民端涨幅相对较高的方案获票多：方案一综合统筹各方利益，体现价格管理办法中的公平负担原则，对于工业、商业用户水价征收更为友好，有利于营商环境的建设。
 - 方案一：居民第一阶梯涨至2.60元/吨（+0.62元/吨，涨幅31%），非居涨至4.56元/吨（+1.10元/吨，涨幅32%）
 - 方案二：居民第一阶梯涨至2.46元/吨（+0.48元/吨，涨幅24%），非居涨至4.81元/吨（+1.35元/吨，涨幅39%）

表：广州市中心城区水价听证方案（单位：元/m³）

序号	用水类别		现行价格	方案一	方案二
				调整价格	调整价格
1	平均供水价格		2.53	3.40	3.40
2	居民生活用水	第一阶梯	1.98	2.60	2.46
3		第二阶梯	2.97	3.90	3.69
4		第三阶梯	3.96	7.80	7.38
5		执行居民水价的非居民用户（合表水价）	1.98	2.86	2.71
6		低收入居民优惠水价	0.70	0.70	0.70
7	非居民生活用水		3.46	4.56	4.81
8	特种用水		20	25	25

数据来源：公开新闻，东吴证券研究所

图：美国水业供水均价（分用户类型）



数据来源：美国水业年报，东吴证券研究所（按1加仑水=0.003785吨水进行换算）

海外成熟市场：美国水价市场化&及时调价保障盈利稳定性，生产者付费制商业模式优

- ✓ 美国供水价格市场化，调价通畅：目标收入=计价基准(*Establish Rate Base*) × 允许回报率 + (运营成本 + 其他税费)，其中允许回报率(*WACC*) = 加权权益回报率 + 加权债务成本。水务项目预期资本开支、成本增加可向用户传导。企业提交调价申请后即召开听证会，消费者和水务企业通过听证会确定调价结果。整个调价流程耗时2-3个月或一年及以上。
- ✓ 生产者付费制，商业模式to B/C：根据《国外供水行业管理模式》研究，美国用于饮用水和污水处理的资金绝大多数来自国内的用户和纳税人，只有2%的收入来自于联邦和各州的拨款。

表：美国水价目标收入考量因素

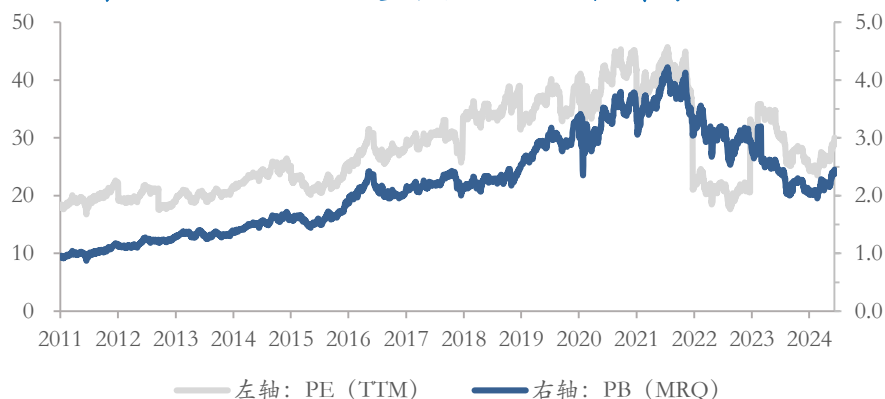
计价基准	公司在运资产价值减去预付工程费用、资助建设捐款、递延所得税
在运资产	包含未来的资本开支（CAPEX）假设
允许回报率	通过控制权益回报率来控制允许回报率落在合理范围
运营成本	由各类运营维护费用（O&M Expense）组成
其他费用	包括各类税收、累计折旧和摊销等

数据来源：AWK，东吴证券研究所

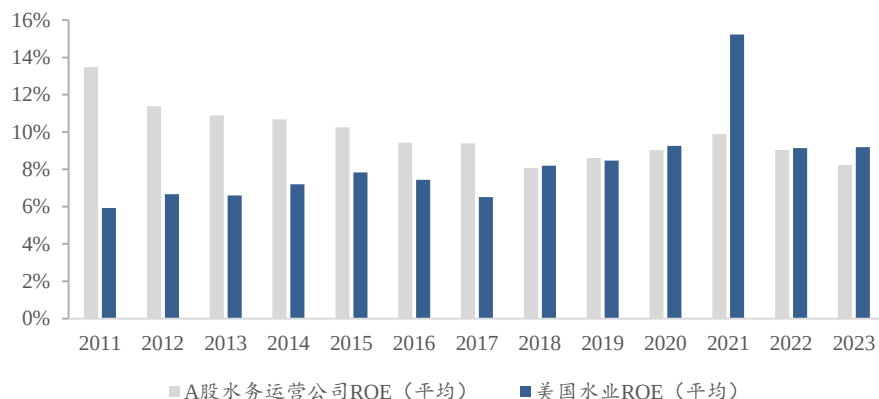
对标海外——价格驱动成长&估值

- ✓ 2024/8/25美国水业PE (TTM) 均值为29倍。美国水业ROE与A股水务运营公司相当，且自由现金流长期为负。估值差异核心在于：①**价格市场化驱动稳定ROE下的12年3倍成长**：美国水业净利润从2011年的3.10亿美元提至2023年的9.44亿美元，美国水价市场化且调价通畅，2011-2023年美国水业供水量复增-0.6%，供水均价复增4.5%，水价提升未显著体现在ROE提升上，而是用于对新增资本开支的覆盖上，水价市场化驱动长期成长。

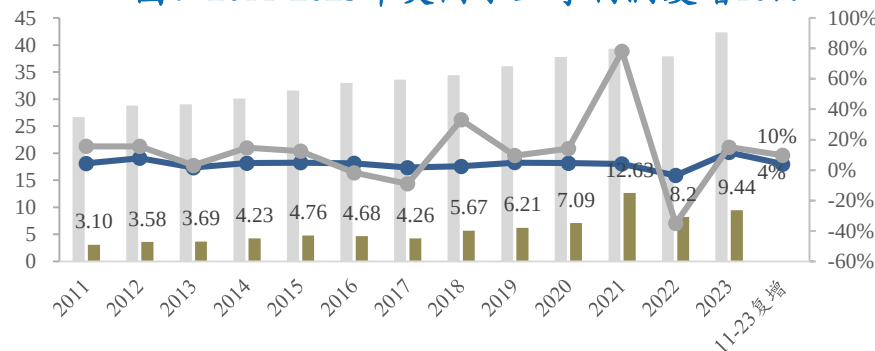
图：2011-2024H1美国水业PE估值介于20-40倍



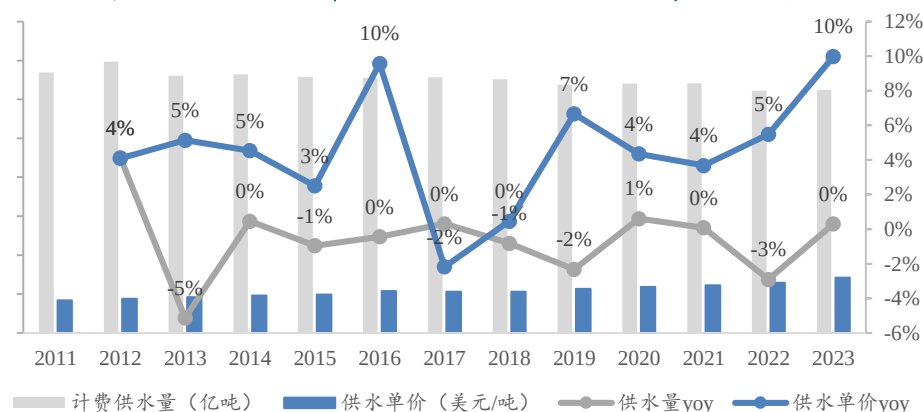
图：成熟运营期A股水务运营企业ROE均值与美国水业接近



图：2011-2023年美国水业净利润复增10%

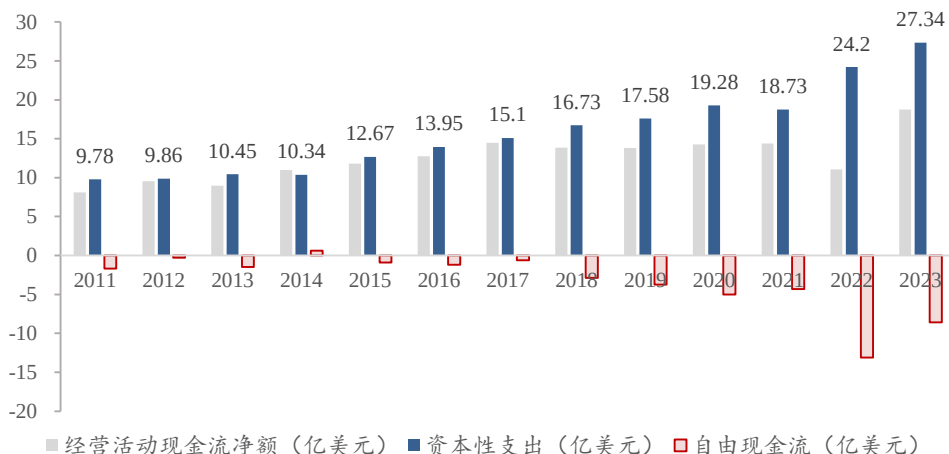


图：2011-2023年美国水业供水均价持续上行

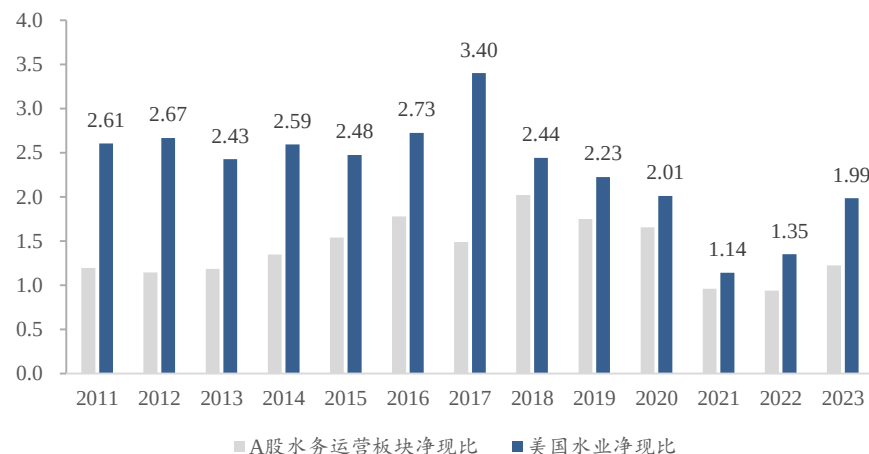


- ✓ ②高分红：美国水业每股派息保持10%左右稳定增长，2023年美国水业分红比例58%，A股水务运营板块分红比例40%。

图：2011-2023年美国水业资本性支出持续上行



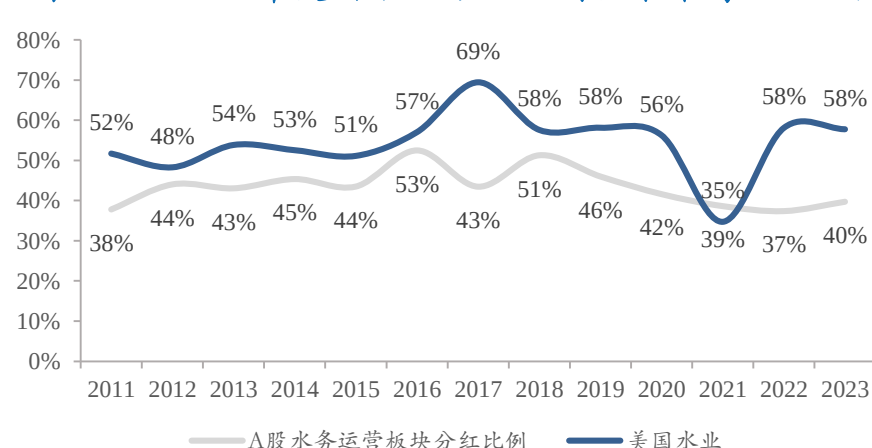
图：2011-2023年A股水务运营板块&美国水业净现比



图：2011-2023年美国水业每股派息



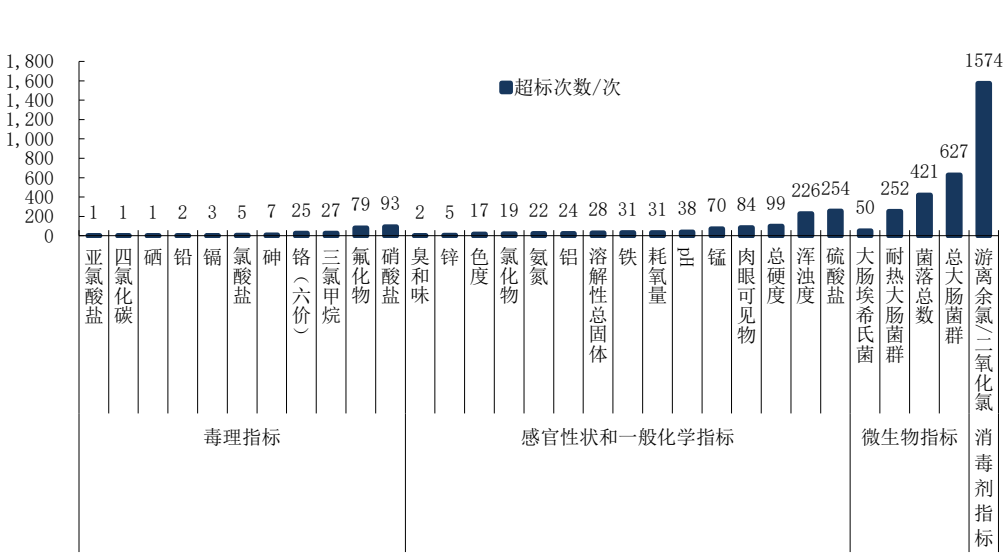
图：2011-2023年美国水业分红比例基本维持60%左右



政策支持+用水安全+消费升级，共同驱动饮用水深度处置新空间！

- ✓ 政策支持：政策陆续出台提升现有的饮用水标准。2022年3月，更严格的《生活饮用水卫生标准》发布，自2023年4月1日起正式实施。
- ✓ 用水安全：我国水体水质不佳，地表水中可用于水源地的比例为83.5%，而在地下水中这一数字仅为13.6%。水源地水质整体达标率保持在92%~95%，主要超标污染物种类呈现增加趋势。
- ✓ 消费升级：我国人均可支配收入保持稳定增长，净水器销量保持平稳上升。

图：2020年管网末梢水总超标次数为 4118 次



图：直饮水经济性测算

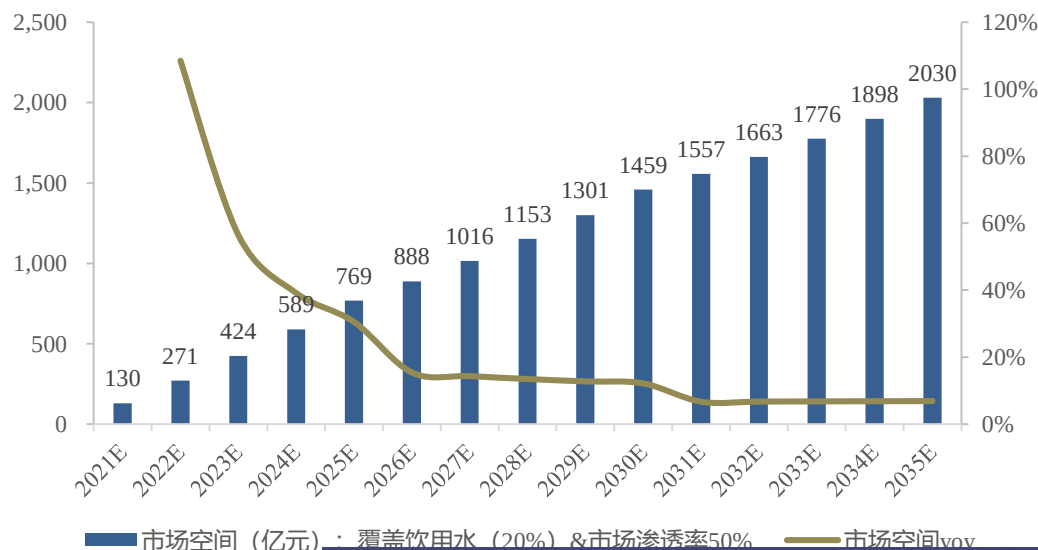
	管网直饮水	桶装水	净水器
前期支出 (元/户)	接驳费：1000元	饮水机：198元 (美的MYR718S-X)	净水器：2399元 (小米S1 800G)
直饮水 使用成本 (元/户/年)	直饮水水量 (吨/户/年)：2.74 (假设户均人数3人，人均日用水2.5L，用水天数365天)		
	水价：300元/吨 (参考中国水务直饮水项目定价)	水价：1368元/吨 (参考农夫山泉50L桶装水水价)	水价：2.3元/吨 (参考发改委公布自来水价)
			耗材：606元/年 (参考小米净水器配件价格)
	合计：822元	合计：3425元	合计：612元
直饮水 综合成本 (元/户/年)	889	3773	1092

成长1：直饮水运营较市政供水提供翻倍空间

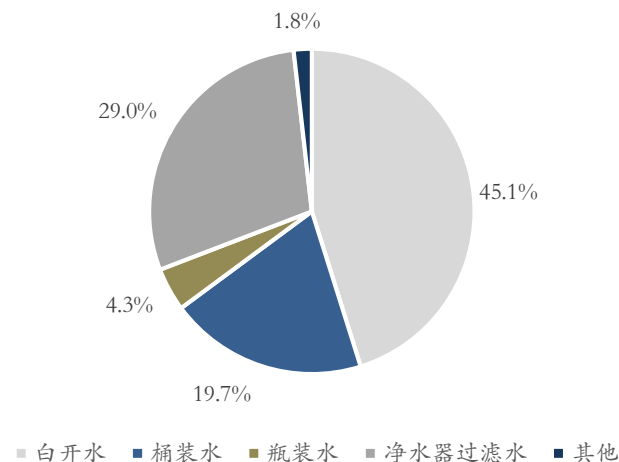
我们预计2035年直饮水售水市场空间2030亿元，2021-2035年复增20%

- ✓ 直饮水售水市场：预计2035年市场空间2030亿元人民币，2021-2035年复增20%。
- ✓ 情景假设：
 - ①假设直饮水只覆盖居民饮用水部分（占用水量的2%）
 - ②根据华经产业研究院统计，2017年中国饮用水消费中桶装水占比19.7%、净水器过滤水占比29.0%。保守假设直饮水主要替代桶装水及净水器过滤水，市场渗透率达50%
 - ③供水质量越差&人均可支配收入越高的地区将首先迎来直饮水的覆盖
- ✓ 测算逻辑： $\sum$ 【各地区直饮水占比*各城市用水人口*各地人均生活用水量*直饮水价格】*市场渗透率
- ✓ 结论：预计2025/2030/2035年直饮水售水空间分别为769/1459/2030亿元，2021-2035年CAGR约20%。

图：我们预计2035年直饮水售水市场空间2030亿元



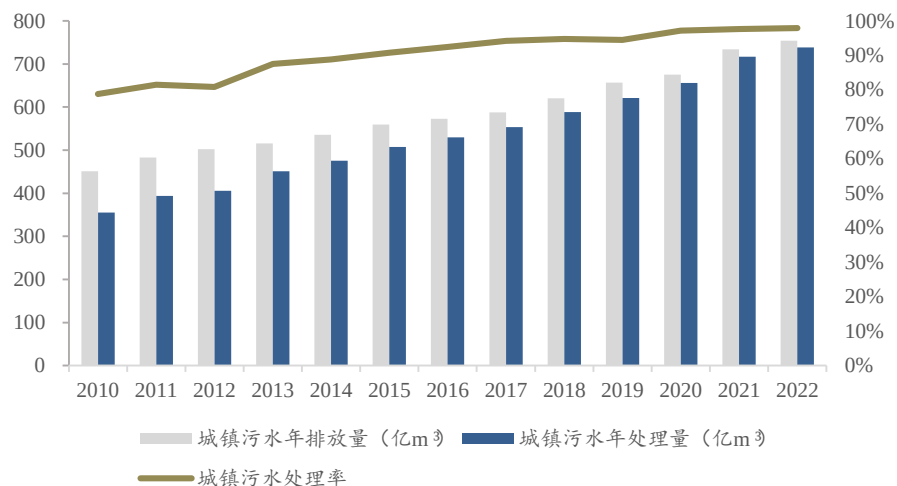
图：2017年中国饮用水结构



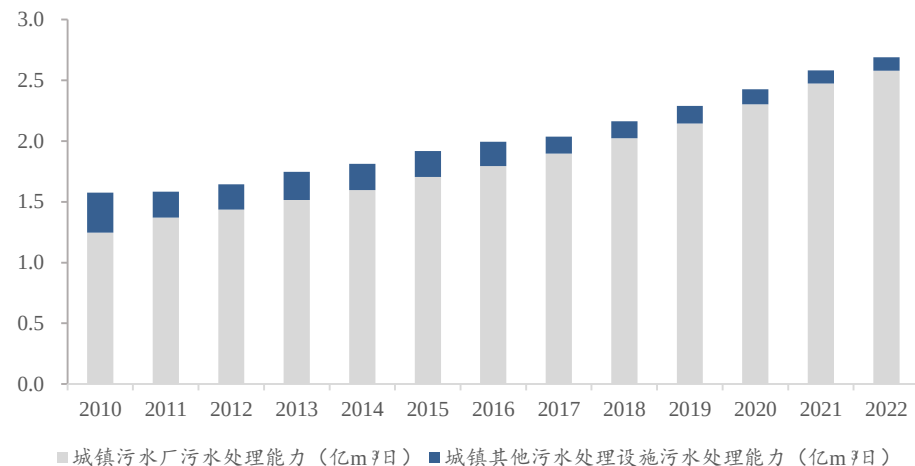
成长2：管网投资强度为处理厂的2+倍，厂网一体化空间广阔

污水处理能力稳步增长，污水收集体系仍需完善

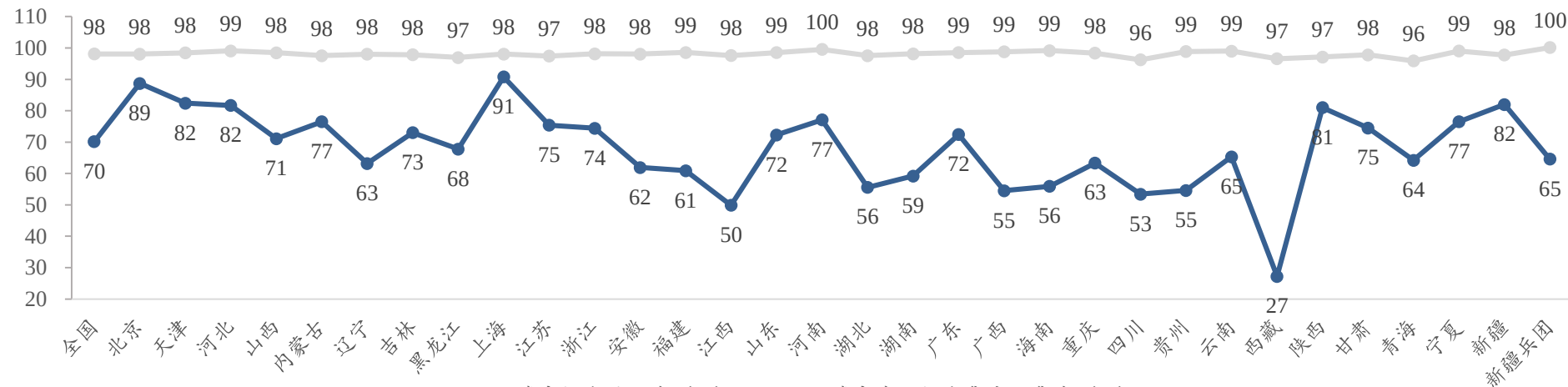
图：2022年城镇污水处理率提至98%



图：2022年城镇污水处理能力2.69亿m³/日，2016-2022复增5.1%



图：2022年城市污水收集率与处理率差值超过29%，部分区域差值超过50%，我国污水收集体系仍需完善



✓ 污水管网理论配套空间测算：

- **污水处理厂配套管网单位投资：**参考洪城环境厂网一体化项目投资强度， $1\text{m}^3/\text{日}$ 污水处理产能对应管网投资约1.3万元，污水处理厂单位投资约3000-5000元/（ $\text{m}^3/\text{日}$ ），管网投资强度更大。
- **理论空间测算：**2022年城镇污水处理能力2.69亿 $\text{m}^3/\text{日}$ ，参考洪城环境厂网一体化项目投资强度，保守按 $1\text{m}^3/\text{日}$ 污水处理产能对应管网投资1万元测算，**污水管网配套投资空间约2.69万亿元。**
- ✓ **管网年化投资需求测算：**2022年城市生活污水集中收集度同比提升1.5pct至70%，对应当年新增管网约5万公里，单公里造价200-300万元，总投资约1000~1500亿元。从当前70%到目标值73%后续难度逐步加大，**预计2024-2026每年提升1%，年化投资1000亿元。**

图：2023年洪城环境厂网一体化项目

项目名称	投资标的	投资总额 (亿元)	模式	特许经营期	项目资本金内 部收益率	对应污水处理厂 规模（万 $\text{m}^3/\text{日}$ ）	总投资/污水厂产能 [万元/（ $\text{m}^3/\text{日}$ ）]
南昌市进贤县污水处理厂网一体化项目	进贤县人民政府所辖行政区域范围内约220公里的污水管网、180公里的雨水管网、21公里的沟槽箱涵，资产评估价值为70,452.14万元	7	TOT	30年	9.54% (税后)	6	1.17
崇仁县城区生活污水处理一期项目(BOT)	建设内容主要包括：1) 范围内污水主干管管道新建约17.59km；2) 对范围内110余处公建、小区、城中村等排水单元实施雨污分流改造,总面积约145.13ha,同步完成该区域内道路雨污分流改造；3) 配套智慧水务工程。	4.6	BOT	30年（含2年建设期）	8.34% (税后，按自有资金30%测算，折现率6%)	3	1.53
南昌市安义县污水处理厂网一体化项目	安义县人民政府所辖行政区域范围内约142公里的雨、污水管网。资产评估价值为45,492.0154万元	4.5	TOT	30年	10.73% (税后)	3	1.5
南昌县污水处理厂扩容及配套管网特许经营权出让项目	本项目包括存量项目与新建项目。1) 存量项目包含:南昌县污水处理厂，总设计处理能力6万 m^3/d 。2) 新建项目包含三个部分: (1) 扩建4万吨/日污水处理厂。(2) 新建市政污水管网约83.7km，完成现状莲塘、银三角片区管网淤积、检测和修复。(3) 完成莲塘、银三角片区范围内排水单元达标创建。	21.86	TOT/BOT	30年	/	6+4	/

提价对居民端影响：自来水提价20-30%，居民增量支出占比人均可支配收入仅0.06~0.09%

✓ 供水提价测算：参照2023年12月36个大中城市第一阶梯居民生活用水2.35元/吨，假设上调幅度为20%~30%，即涨幅0.47~0.71元/吨。根据住建部披露，2022年城市人均日生活用水量185升/日，我们测算，**提价后人均自来水费增量支出为32~48元/年，对应2.7~4.0元/月**，占2023年城镇人均可支配收入的比例为**0.06%~0.09%**。

表：自来水提价负担测算

全国36个大中城市第一阶梯居民生活用水（元/m³用水量）	2.35	2.35
2022年城市人均日生活用水量(升/日)	185	185
城市人均年生活用水量（吨/年）	68	68
自来水费支出-原方案（元/年）	159	159
自来水提价幅度	20%	30%
自来水涨幅（元/吨）	0.47	0.71
自来水费提价增量支出（元/年）	32	48
自来水费支出-提价后（元/年）	190	206
2023年城镇人均可支配收入（元/年）	51821	51821
提价增量占人均可支配收入比例	0.06%	0.09%
提价后自来水费支出占人均可支配收入比例	0.37%	0.40%

污水顺价测算：污水处理费顺价增量支出4.7元/人/月，占比人均可支配收入仅0.11%

✓ 污水处理费完全顺价至C端支付难度小。参照2023年A股公司污水处理服务费平均单价为每立方米污水2.18元，2023年全国36个大中城市居民用水污水处理费收费标准为每立方米用水量1.02元，根据住建部披露，2022年城市人均日生活用水量185升/日，考虑85%的折污系数。我们测算，城市人均生活污水产生量57.40吨/年，完全顺价下人均污水处理费支出为125元/年，占2023年城镇人均可支配收入的比例为0.24%，顺价增量支出为56元/年，对应4.7元/月，占2023年城镇人口可支配收入的比例仅0.11%，支付压力与顺价难度小。

表：污水处理服务费顺价至C端调价测算

2023年A股公司污水服务费均价（元/m³污水量）	2.18
2023年全国36个大中城市居民用水污水处理费收费标准（元/m³用水量）	1.02
2022年城市人均日生活用水量(升/日)	185
城市人均年生活用水量（吨/年）	67.53
折污系数	0.85
城市人均年生活污水产量（吨/年）	57.40
污水处理费支出-原方案（元/年）	68.88
污水处理费支出-完全顺价（元/年）	125
污水处理费支出-顺价增量（元/年）	56
2023年城镇人均可支配收入（元/年）	51821
完全顺价下污水处理费支出占人均可支配收入比例	0.24%
顺价增量占人均可支配收入比例	0.11%

提价对企业端影响：假设洪城/兴蓉/重水/瀚蓝均提价25%，有望增厚公司收益14%~33%

- ✓ **供水提价增厚企业盈利：**参照近期核心城市（广州市+31%、上海浦东+17%）调价幅度，假设洪城环境、兴蓉环境、重庆水务、瀚蓝环境供水均价提升25%，提价幅度分别为0.61、0.57、0.68、0.53元/吨，所得税率均按15%计算，供水提价在2023年基础上有望带来19%、28%、33%、14%的盈利弹性。

表：自来水提价对上市公司盈利弹性测算

主要供水区域	2023年供水营收(亿元)	供水营收占比	2023年供水量(亿吨)	2023年供水均价(元/吨)	涨幅	提价幅度(元/吨)	所得税率	净利增量(亿元)	2023年公司归母净利润(亿元)	提价弹性
洪城环境 江西南昌	9.66	12%	3.96	2.44	25%	0.61	15%	2.05	10.83	19%
兴蓉环境 四川成都	24.43	30%	10.68	2.29	25%	0.57	15%	5.19	18.43	28%
重庆水务 重庆	17.04	23%	6.23	2.73	25%	0.68	15%	3.62	10.89	33%
瀚蓝环境 广东佛山南海区	9.63	8%	4.56	2.11	25%	0.53	15%	2.05	14.30	14%

数据来源： ，东吴证券研究所

稳健增长+高分红+价格改革，关注水务优质运营资产价值重估

重点推荐：

【洪城环境】高分红兼具稳定增长，厂网一体化+直饮水打开增量空间，承诺2021-2026年分红比例不低于50%，我们预计2024年内生增速7%。

【兴蓉环境】掌握成都优质水务资产，产能扩张+污水提价带来业绩增量，预计2024年归母净利润增速21%。建造高峰过后资本开支可控，分红具备提升潜力。

表：水务运营公司盈利预测与估值（估值日期：2024/8/25）

代码	公司	总市值 (亿元)	分红情况		成长性										估值			
			2023年 分红比例	2023年 股息率	归母净利润预测（亿元）				归母净利润yoy					23-26 复增	PE			
					2023A	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E			2023A	2024E	2025E	2026E
600461.SH	洪城环境	134	50.02%	4.03%	10.83	11.63	12.25	12.89	15%	7%	5%	5%	6%		12.4	11.6	11.0	10.4
000598.SZ	兴蓉环境	232	27.53%	2.19%	18.43	22.24	23.89	25.91	14%	21%	7%	8%	12%		12.6	10.4	9.7	8.9
601158.SH	重庆水务	238	74.52%	3.41%	10.89	11.98	13.15	14.22	-43%	10%	10%	8%	9%		21.9	19.9	18.1	16.7
600008.SH	首创环保	207	45.70%	3.55%	16.06	17.52	19.27	20.71	-49%	9%	10%	7%	9%		12.9	11.8	10.7	10.0
000544.SZ	中原环保	70	20.40%	2.51%	8.60	11.06	12.29	13.39	101%	29%	11%	9%	16%		8.1	6.3	5.7	5.2
000685.SZ	中山公用	107	30.35%	2.76%	9.67	11.32	12.64	14.16	-10%	17%	12%	12%	14%		11.0	9.4	8.4	7.5
601199.SH	江南水务	50	30.08%	1.94%	3.23	/	/	/	15%	/	/	/	/		15.5	/	/	/

数据来源：，东吴证券研究所（洪城环境、兴蓉环境盈利预测来自于东吴证券研究所，其余均为wind一致预期）

- 1) **价格改革进展不及预期**：价格改革推进需同时考虑对民生和经济的影响，若供水提价和污水顺价实施不畅，水务资产盈利稳定性及现金流情况将受到影响。
- 2) **项目建设进展不及预期**：在建项目逐步投运带来的运营增量，若项目建设进展不及预期，投运时间节点延后，会影响公司业绩增量的释放节奏。
- 3) **应收账款期延长风险**：若地方财政压力加大，污水处理费和垃圾处理费兑付时间延长，将影响公司经营性现金流净额，同时带来应收减值风险拖累盈利。

目录

- 水务：价格改革不仅是弹性，驱动长期成长&估值翻倍以上
- 固废：资本开支下降，C端付费理顺+超额收益，重估空间开启
- 燃气：成本回落+顺价推进，促空间提估值
- 核电：核电：未来能源具备稀缺长期成长性，长期ROE翻倍分红提升

固废——不一样的观点：

C端付费改善现金流，长期存超额收益，驱动价值重估

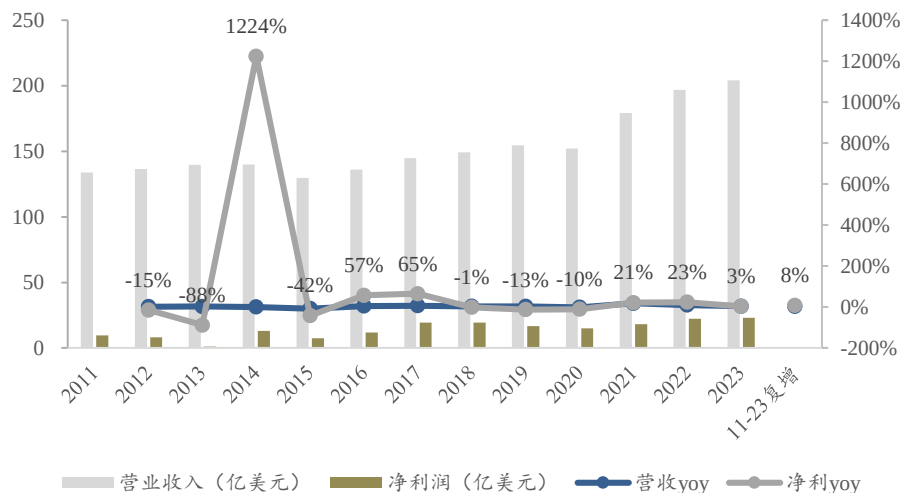
公用事业中最低估，价格改革促模式C端理顺，现金流改善+超额收益驱动价值重估

- ✓ **价格改革的动因：缓解财政压力。**垃圾处理费及电费补贴依赖政府支付，亟需建立前端垃圾收费制度。我们测算国补退坡后垃圾处理费完全顺价至C端人均年支出38元，仅占2022年人均可支配收入0.08%。
- ✓ **价格改革的影响：理顺商业模式、改善现金流、提振估值。**
- **固废在国内公用事业中最低估，海外固废企业较水务享估值溢价，差异在于现金流与ROE！**1) 国内：固废较水务燃气折价。水务、燃气现金流资产经历了估值上行，目前固废在公用事业类资产中估值最低，A股瀚蓝环境、三峰环境、旺能环境等24年PE估值8~11倍左右；港股光大环境24年PE 5倍，PB 0.5倍（对应2024/8/25）。2) 海外：WM估值高于美国水业，丰厚自由现金流+高ROE享有估值溢价。美国废物管理PE(TTM)为33倍，高于美国水业PE(TTM)29倍（对应2024/8/25），源于①**现金流**：成熟运营期维持正向自由现金流，C端付费现金流保障度高；②**ROE**：2018-2023年WM ROE均值28%>A股固废板块ROE均值13%>美国水业ROE均值10%。
- **价格改革→垃圾收费政策推进，商业模式C端理顺，促现金流长期改善。**国补退坡背景下处理费加速上行，政策鼓励进一步顺价至居民端，C端付费有利于增强固废资产现金流回报的确定性。
- ✓ **当前处于ROE与估值低点！随着资本开支下降+经营效率提升，ROE与估值有望见底回升！**
- **2023年A股固废板块平均ROE为10.79%，PB均值为1.35，处于低点。**2018-2021年板块ROE在14%左右，PB维持2.5左右。2022年以来板块ROE显著下降主要系建造收益下滑、新项目爬坡较慢等因素。板块**资本开支/总资产**的比例从2019年的高点**0.18**持续下降至2023年的**0.06**。
- **【资本开支下降→自由现金流增厚】**行业建造高峰已过，资本开支下降，2023年A股垃圾焚烧企业自由现金流全面转正，行业龙头光大环境预计2024年迎转正。
- **【经营效率提升→做出超额收益】**1) **提吨发**：垃圾焚烧行业上市公司平均吨上网从2015年274度/吨提至2023年339度/吨，2015-2023年复增3%。吨上网每提升10度，**增收4元，增利3元**，较基准模型利润弹性约**5%**。2) **改供热**：蒸汽价格150元/吨时，单吨垃圾供热较发电**增收42-105元**，利润弹性约**50%~125%**，且现金流好。

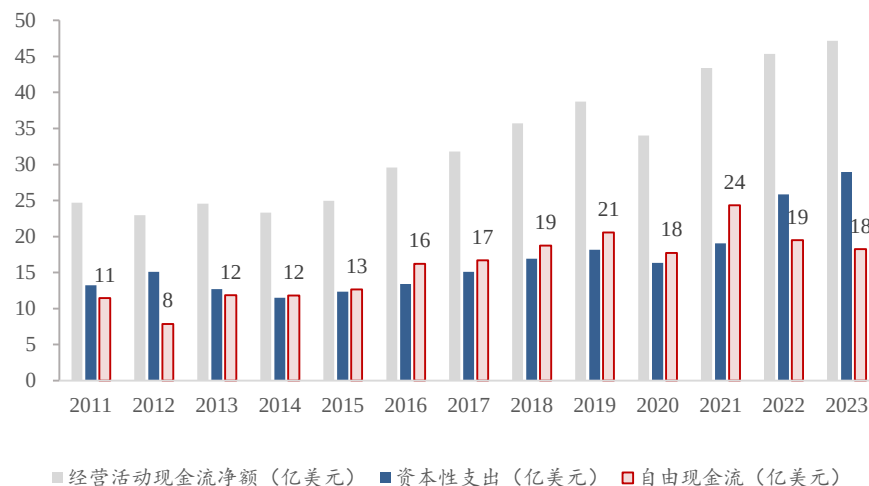
海外商业模式成熟，高盈利+高分红带来市值估值双升

- ✓ 稳健增长：2011-2023年美国废物管理营收复合增长4%，净利润复合增长8%。
- ✓ 维持正向自由现金流：美国废物管理净现比基本维持2+，经营性现金流净额持续增厚，资本开支可控。

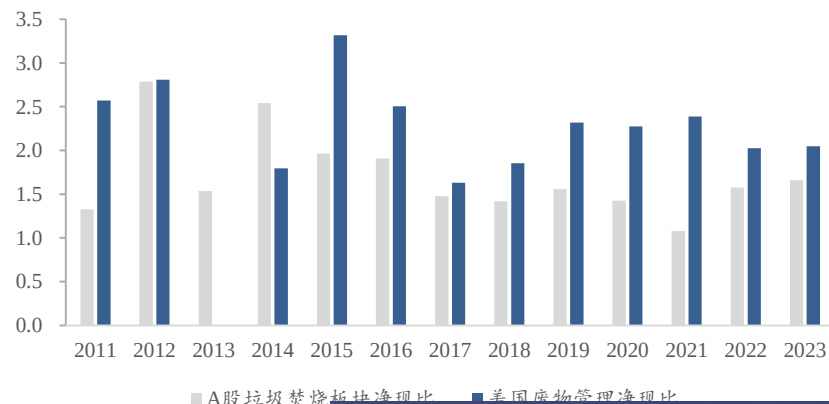
图：2011-2023年美国废物管理净利润复增8%



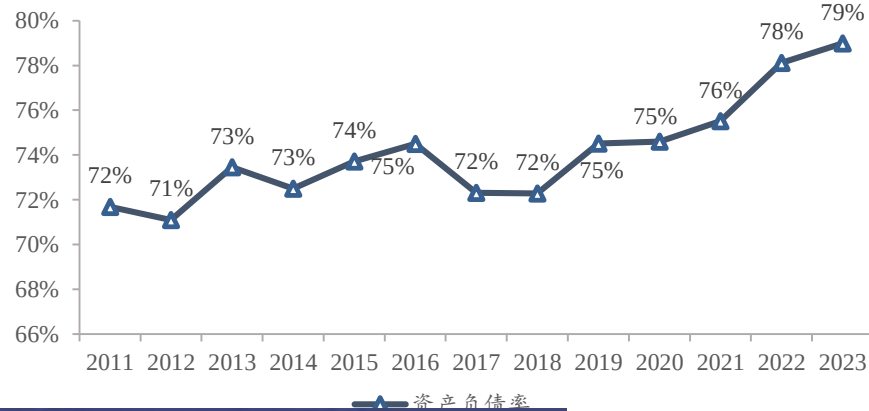
图：2011-2023年美国废物管理维持正向自由现金流



图：A股垃圾焚烧板块&美国废物管理净现比



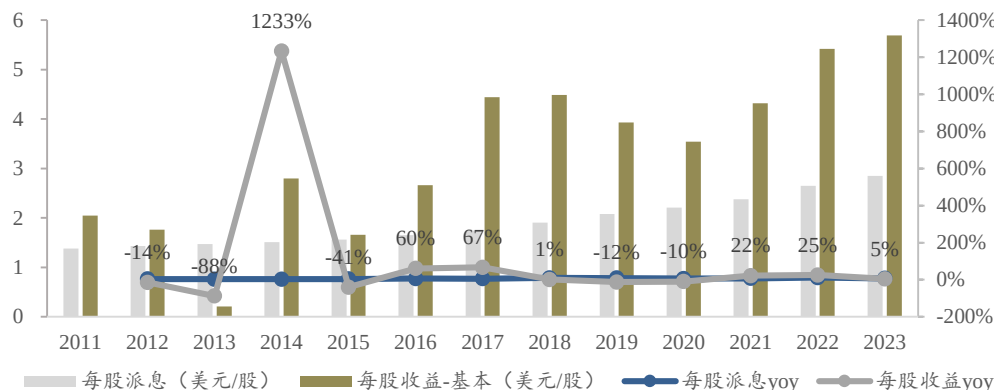
图：2011-2023年美国废物管理资产负债率



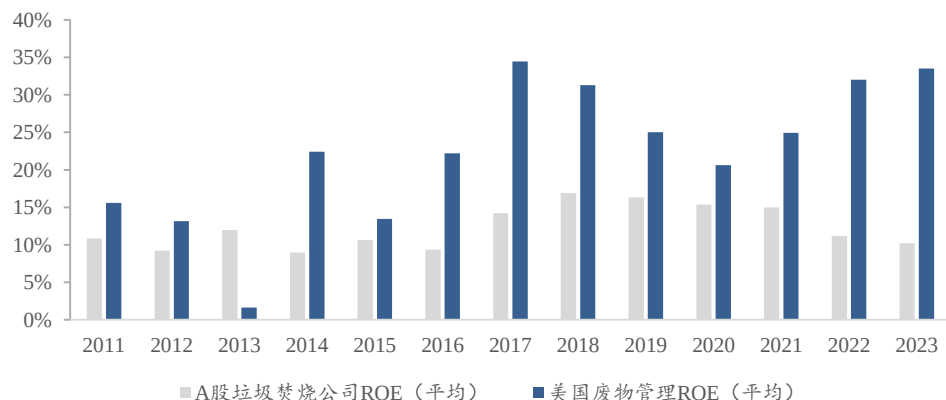
海外商业模式成熟，高盈利+高分红带来市值估值双升

- ✓ 海外优质运营企业高盈利+稳定运营期高分红，股价估值双升。美国废物管理公司（WM）2018-2023年ROE均值为28%，2018-2023年分红比例平均保持50%左右，PE（TTM）维持增长态势，2024H1美国废物管理PE均值为34倍。海外C端付费商业模式成熟，优质运营企业高盈利+稳定运营期高分红，带来市值估值双升。
- ✓ 我们认为随着我国垃圾焚烧行业进入稳定运营期自由现金流转正，分红比例提升，叠加商业模式理顺，长期估值有望提升，且优质企业可获得超额收益享有估值溢价。

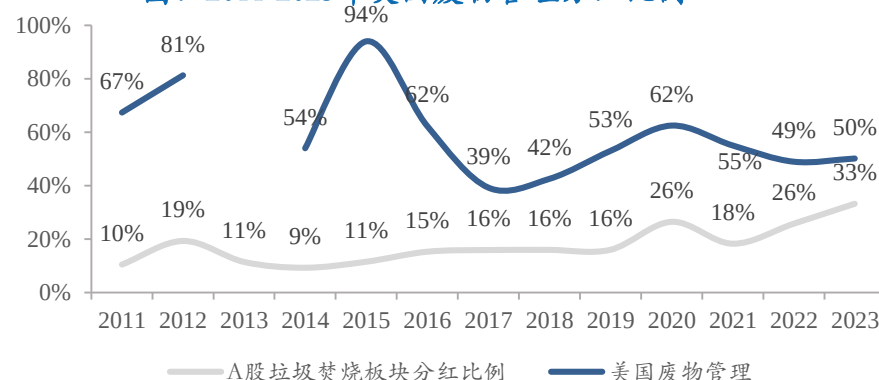
图：美国废物管理每股派息2011-2023复增6%



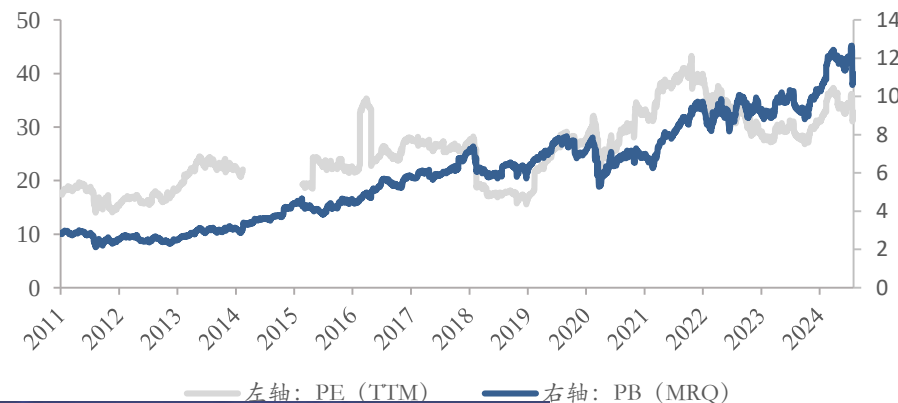
图：2011-2023年美国废物管理ROE（平均）高于A股垃圾焚烧板块



图：2011-2023年美国废物管理分红比例



图：2011-2024H1美国废物管理PE估值持续上行

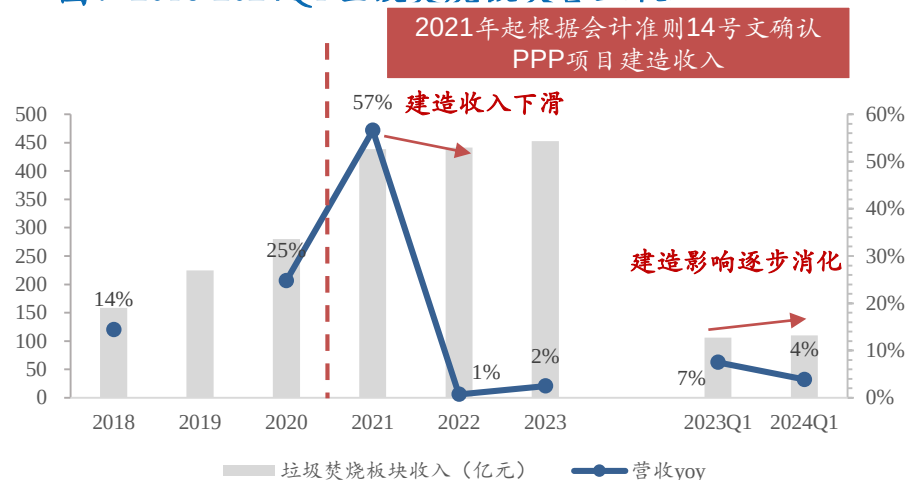


建造高峰已过，资本开支下降，自由现金流转正

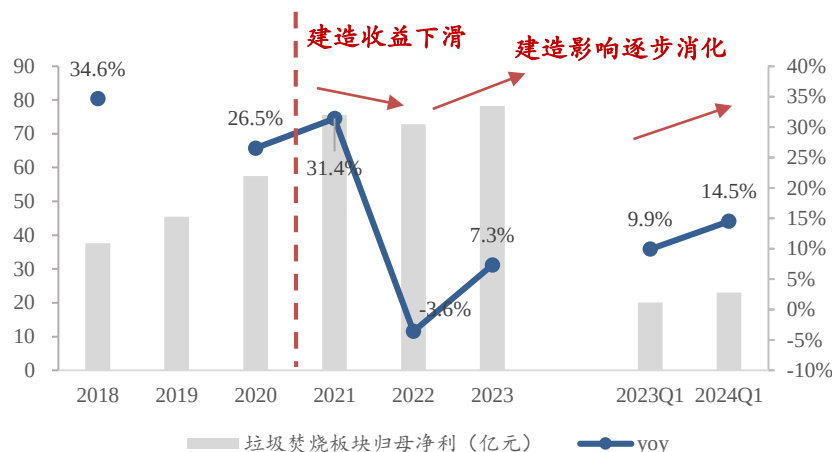
垃圾焚烧建造高峰已过，运营收入占比提升，建造下滑影响逐步消化

✓ 固废建造高峰已过，随着建造收入下滑，2022年固废板块利润同比下降，运营收益稳健，2023年板块收入利润呈正增长，建造影响逐步消化。

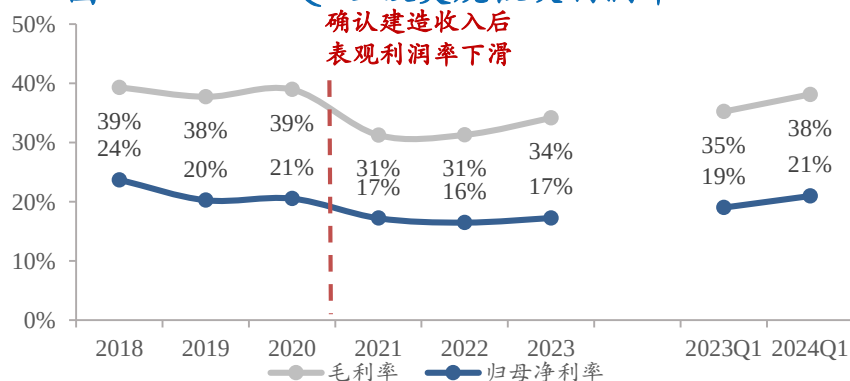
图：2018-2024Q1垃圾焚烧板块营业收入



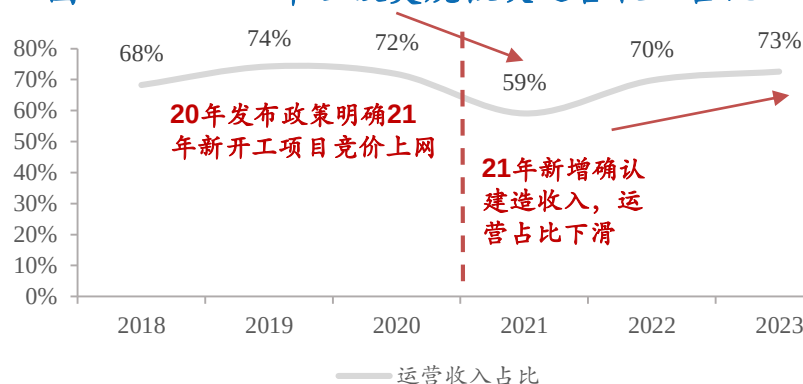
图：2018-2024Q1垃圾焚烧板块归母净利润



图：2018-2024Q1垃圾焚烧板块利润率



图：2018-2023年垃圾焚烧板块运营收入占比



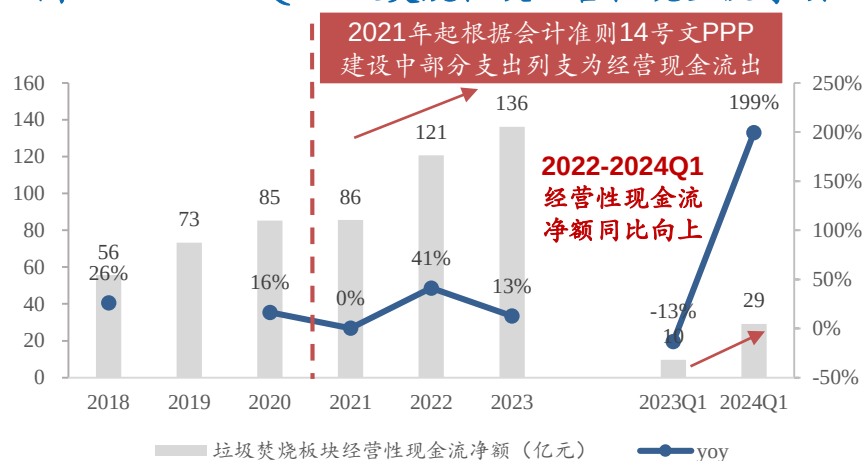
注：垃圾焚烧板块成分股选取：上海环境、圣元环保、伟明环保、军信股份、绿色动力、瀚蓝环境、三峰环境、旺能环境、永兴股份、永兴股份数据剔除。运营收入占比时剔除。

建造高峰已过，资本开支下降，自由现金流转正

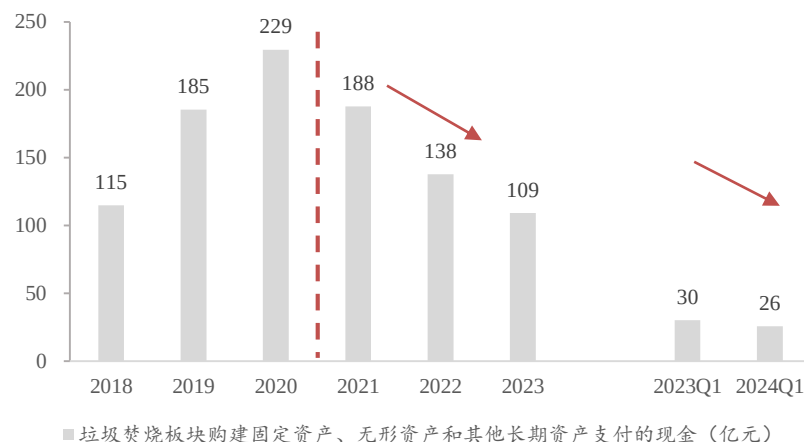
垃圾焚烧资本开支下降，自由现金流全面转正

- 2021年以来垃圾焚烧板块资本开支持续下降，2023年 A股9家垃圾焚烧上市企业自由现金流（以经营性净现金流-资本开支衡量）实现全面转正。

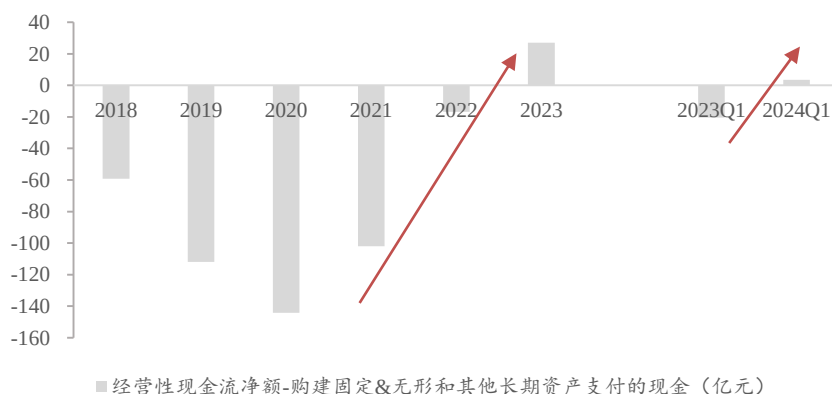
图：2018-2024Q1垃圾焚烧板块经营性现金流净额



图：2018-2024Q1垃圾焚烧板块资本开支



图：2018-2024Q1垃圾焚烧板块自由现金流



图：2017-2024Q1垃圾焚烧各企业自由现金流 (亿元)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2023Q1	2024Q1
三峰环境	-7.26	-11.50	-10.84	-15.32	-8.48	2.59	5.72	-0.61	5.08
永兴股份	/	/	-10.52	-34.09	-35.99	-8.61	4.70	1.98	-1.41
瀚蓝环境	4.78	-2.48	-23.30	-16.09	-11.25	-19.72	4.34	-7.16	-1.15
上海环境	-0.10	-19.03	-23.31	-34.35	-14.18	7.75	3.27	-4.50	-1.55
军信股份	-5.01	0.82	-2.54	-4.58	-1.00	3.93	3.00	0.64	1.65
绿色动力	-6.02	-11.03	-20.50	-13.69	-10.76	-0.26	2.56	-1.32	0.81
旺能环境	-1.64	-10.39	-16.04	-7.08	-1.47	-1.16	2.56	-1.51	-0.29
伟明环保	2.24	-3.23	-3.46	-9.45	-11.69	-0.60	0.52	-3.38	-2.69
圣元环保	-3.13	-2.31	-1.51	-9.51	-7.23	-0.73	0.40	-1.11	-0.26

注：垃圾焚烧板块成分股

数据来源：，东吴证券

更多免费行业报告

并购家

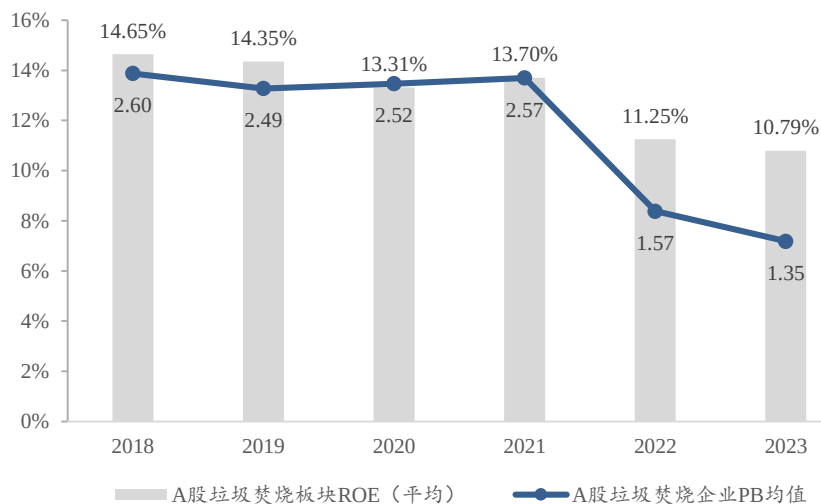
www.ipoipo.cn

、旺能环境、永兴股份。

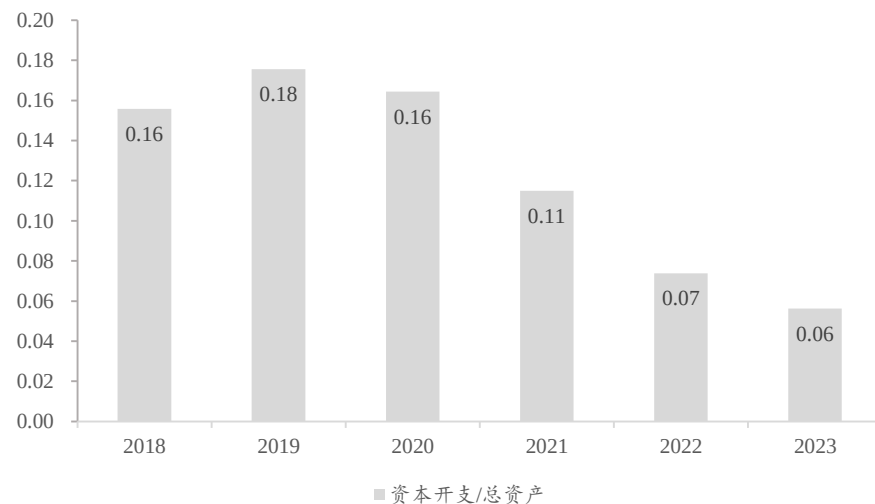
当前处于ROE与估值低点，随着资本开支下降+经营效率提升，ROE与估值有望见底回升

- ✓ **当前处于ROE和PB低点：**2018-2021年板块ROE在14%左右，PB维持2.5左右。2022年以来板块ROE显著下降主要系建造收益下滑、新项目爬坡较慢等因素，2023年板块平均ROE为10.79%，PB为1.35，处于低点。
- ✓ **垃圾焚烧板块资本开支/总资产的比例从2019年的高点0.18持续下降至2023年的0.06。**随着资本开支的下降、运营项目产能爬坡及运营提效做出超额收益，ROE和PB有望见底回升。

图：2018-2023年垃圾焚烧板块ROE与PB



图：2018-2023年垃圾焚烧板块资本开支/总资产



“十四五”垃圾焚烧产能增速放缓，行业出清强者恒强

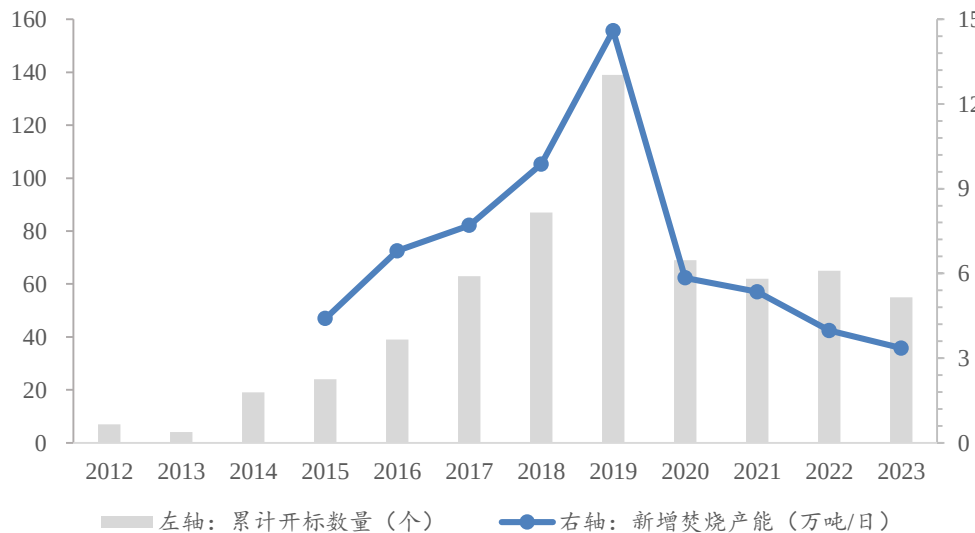
增量市场：2020年以来招投标规模持续下降，行业出清垃圾处理费见底回升

✓ 行业出清，垃圾处理费中标均价见底回升，2020年新政明确2021年新开工项目国补退坡，处理费加速上行。

1) 规模：2020年行业新增开标项目处理规模5.84万吨/日，同比下降60%，2021-2023年持续下滑，且市场下沉，单体项目规模下降。

2) 单价：2012-2016年行业竞争加剧，平均垃圾处理费下滑，最低价下探至2016年的55元/吨；2017年起逐步回升，低价中标现象减少，行业出清走向良性发展；2021年后处理费加速上行至2023年达119元/吨。一方面，垃圾处置标准和要求提升，推动单价上行；另一方面，2020年发布政策要求自2021/1/1起规划内已核准未开工、新核准的项目实行竞价上网，由于电费存在不确定性，垃圾处理费提升可进一步保障项目收益。

图：2020年以来垃圾焚烧市场新增招投标规模下降



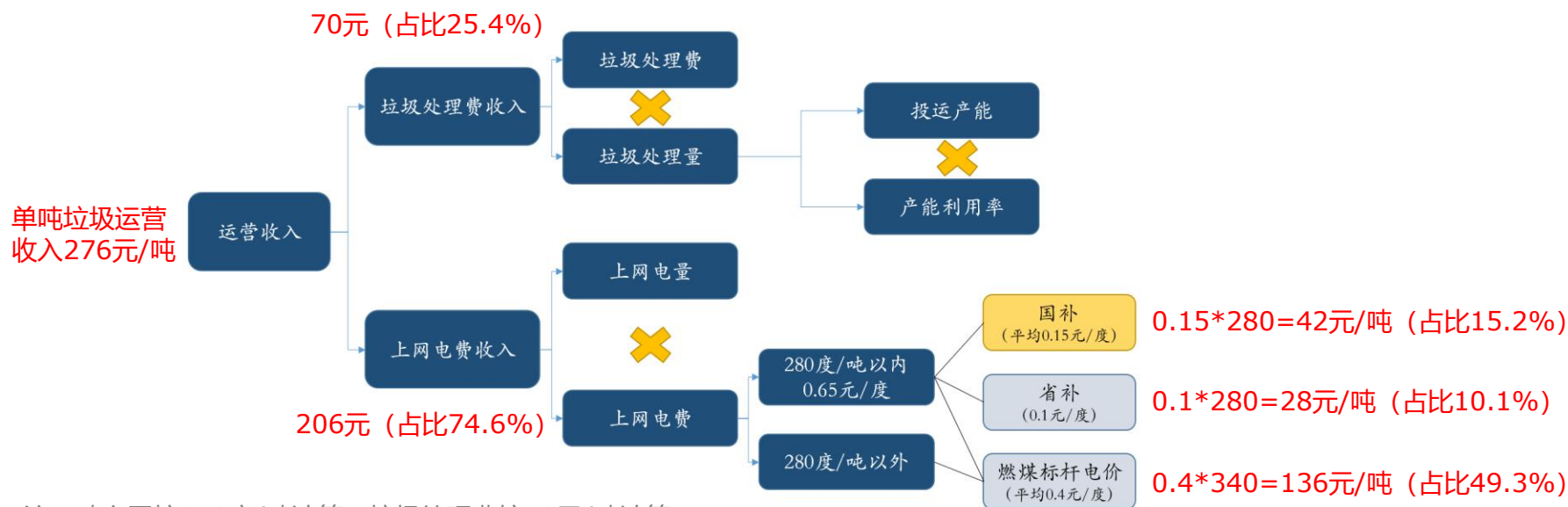
图：垃圾焚烧平均处理费水平逐年提升



垃圾焚烧发电收入主要来源于垃圾处理费和上网电费

- ✓ 垃圾焚烧存量项目发电补贴为国补+省补两级分摊，根据国家发改委相关规定：
 - 生活垃圾折算上网电量暂定为 280 Kwh/吨，并执行全国统一垃圾发电标杆电价 0.65 元/Kwh（含税）；其余上网电量执行当地同类燃煤发电机组上网电价。
 - 高出当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分实行两级分摊：当地省级电网负担0.1 元/Kwh，电网企业通过销售电价予以疏导；其余部分纳入全国征收的可再生能源电价附加解决。

图：垃圾焚烧收入结构拆分



注：吨上网按340度/吨计算，垃圾处理费按70元/吨计算。

- ✓ 国补退坡后垃圾处理费**上涨部分**顺价至C端人均年支出**14元**，仅占人均可支配收入**0.03%**。
- ✓ 国补退坡后垃圾处理费**完全顺价**至C端人均年支出**38元**，仅占人均可支配收入**0.08%**。

表：垃圾焚烧电价补贴或将退坡传导至C端的敏感性分析

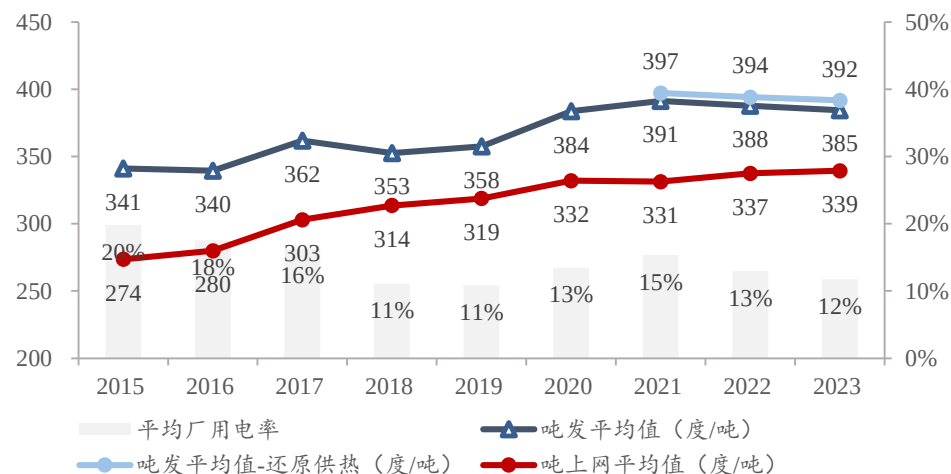
	基准模型 退坡前电价	乐观 补贴退坡0.05元/度	中性 补贴退坡0.10元/度	悲观 补贴退坡0.15元/度	省补0.1元退坡 退坡0.25元/度
垃圾处理量 (吨/日)	1000	1000	1000	1000	1000
年运行天数 (天)	330	330	330	330	330
垃圾处理单价 (元/吨)	70	70	70	70	70
垃圾处理费收入 (万元/年)	2310	2310	2310	2310	2310
处理费收入占比	26%	28%	29%	31%	35%
单位垃圾发电上网量 (度/吨)	320	320	320	320	320
上网电价 (元/度) -280度/吨以内	0.65	0.6	0.55	0.5	0.4
上网发电收入 (万元/年)	6534	6072	5610	5148	4224
电费收入占比	74%	72%	71%	69%	65%
收入合计 (万元/年)	8844	8382	7920	7458	6534
可变成本 (万元)	1800	1800	1800	1800	1800
固定成本 (万元)	2500	2500	2500	2500	2500
毛利 (万元)	4544	4082	3620	3158	2234
毛利率	51.38%	48.70%	45.71%	42.34%	34.19%
相较于基准模型毛利率变化		-2.68%	-2.99%	-3.36%	-8.15%
期间费用	1769	1769	1769	1769	1769
税前利润 (万元)	2775	2313	1851	1389	465
所得税率	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%
净利润	2081	1735	1388	1042	349
相较于基准模型净利润变化		-17%	-20%	-25%	-67%
净利率	23.53%	20.70%	17.53%	13.97%	5.34%
相较于基准模型净利率变化		-2.84%	-3.17%	-3.56%	-8.63%
恢复至原有毛利率处理费上升幅度 (元/吨)		14	28	42	70
恢复至原毛利率所需处理费总额 (元/吨)	70	84	98	112	140
处理费增幅		20%	40%	60%	100%
2022年城镇人口 (万人)	92071	92071	92071	92071	92071
2022年城镇居民人均可支配收入 (元/年)	49283	49283	49283	49283	49283
2022年城镇生活垃圾清运量 (万吨)	31150	31150	31150	31150	31150
2022年城镇人均生活垃圾清运量 (吨/人·年)	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
补贴退坡顺价至C端人均处理费增幅 (元/年)		5	9	14	24
人均处理费增幅占人均可支配收入比例		0.01%	0.02%	0.03%	0.05%
人均垃圾处理费 (元/年)	24	28	33	38	47
占人均可支配收入比例	0.05%	0.06%	0.07%	0.08%	0.10%

超发&供热等可实现超额收益，对冲国补退坡影响

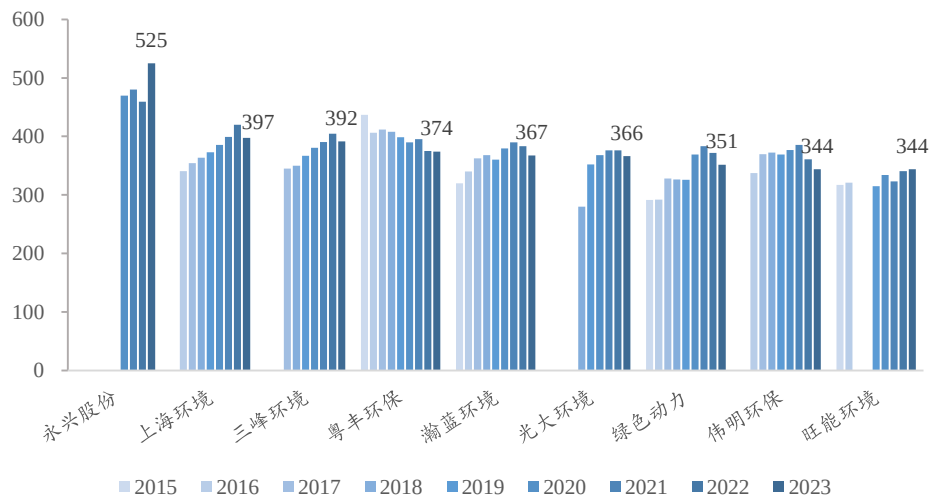
垃圾焚烧行业吨发&吨上网水平持续提升，优质区域性公司表现突出

- ✓ **吨发**：9家垃圾焚烧上市公司吨发电量均值从2015年的341度/吨提升至2023年的385度/吨。2021-2023年行业平均吨发呈下行趋势，主要系1) 供热量提升：按1吨蒸汽发电量200度，还原后2023年吨发为392度/吨；2) 部分新投产县域、小型化项目拖累。
- ✓ **吨上网**：10家垃圾焚烧上市公司吨上网电量均值从2015年的274度/吨提升至2023年的339度/吨，2015-2023年复增3%。单吨垃圾上网电量每提升10度，增收4元，增利3元，较基准模型利润弹性约5%。

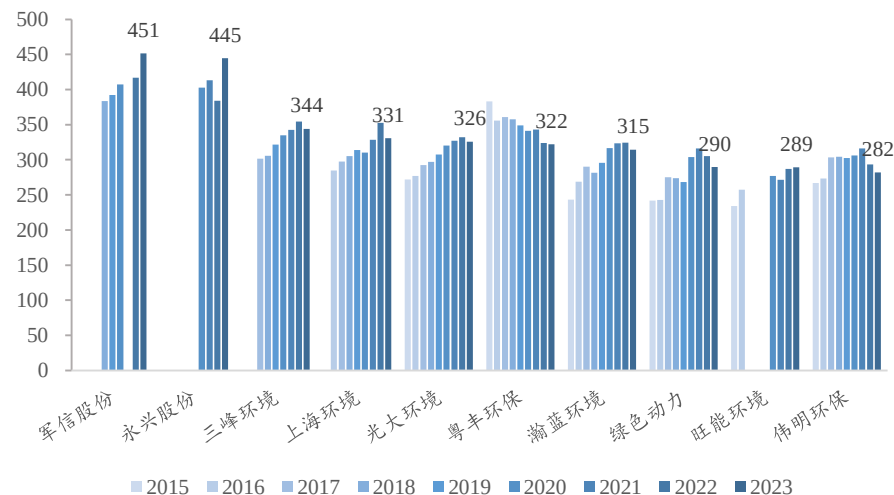
图：垃圾焚烧上市企业平均吨发和吨上网



图：垃圾焚烧上市企业吨发电量 (度/吨)



图：垃圾焚烧上市企业吨上网电量 (度/吨)



超发&供热等可实现超额收益，对冲国补退坡影响

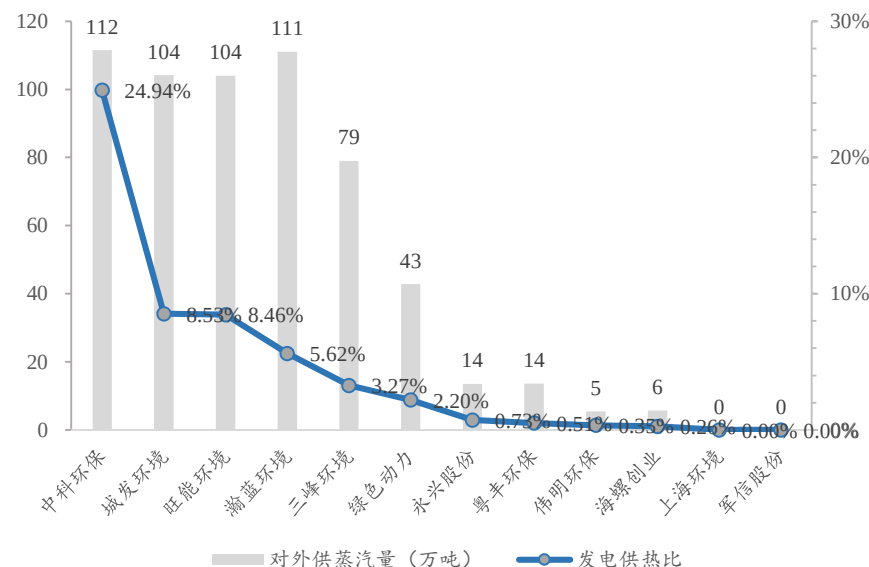
垃圾焚烧行业供热兴起，盈利&现金流双受益

- ✓ 供热提升收益，市场化交易改善现金流。发电改供热增收测算：假设单吨垃圾产生蒸汽量介于1.6~2.5吨（因垃圾热值、燃烧效率而异），单吨蒸汽发电量200度，暂不考虑供热带来管道建设、销售费用等成本端影响。
- 当蒸汽价格为150元/吨时，单吨垃圾供热收入介于240~375元，较发电收入高42~105元，较基准模型利润弹性约50%~125%。

表：垃圾焚烧发电改供热增收测算

蒸汽售价（元/吨）	150			200		
单吨垃圾产生蒸汽量（吨）	1.6	2	2.5	1.6	2	2.5
单吨蒸汽发电量（度/吨）	200	200	200	200	200	200
单吨垃圾发电量（度/吨）	320	400	500	320	400	500
单吨垃圾上网发电收入（元/吨）	198	230	270	198	230	270
单吨垃圾出售蒸汽收入（元/吨）	240	300	375	320	400	500
供热增收（元/吨）	42	70	105	122	170	230

图：垃圾焚烧企业发电供热比



数据来源：公司公告，东吴证券研究所

注：按1吨蒸汽=200度电换算，发电供热比=供热对应电量/上网电量

数据来源：公司公告，东吴证券研究所测算

垃圾焚烧：自由现金流转正，高分红+超额收益享估值溢价

行业进入稳定运行期，自由现金流转正，关注分红提升、超额收益、模式理顺带来的价值重估

- ✓ **重点推荐：**【光大环境】固废龙头运营增长主导业绩稳定，资本开支下降自由现金流转正逻辑兑现中，预计2024年自由现金流将迎来转正，2017年以来公司分红比例维持30%左右，2023年股息率6.0%，PB 0.47，对应2024年PE 5倍；【三峰环境】设备龙头的Alpha：运营优势明显，合作苏伊士设备出海提速！国补确认弹性大现金流价值低估，对应2024年PE 11倍。【瀚蓝环境】固废稳健燃气盈利修复，规划2024-2026年每股现金分红金额同比增长不低于10%，拟私有化粤丰环保，增厚盈利&可持续现金流。【绿色动力】固废运营提质增效空间大，现金流增厚存分红提升潜力，港股绿动动力环保股息率（TTM）6.0%。（估值日期：2024/8/25）
- ✓ **建议关注：**【军信股份】掌握长沙优质固废资产，2022-2023年分红比例70+%，2023年股息率6.5%。【永兴股份】占据广州垃圾焚烧发电市场，项目效益突出&现金流优质，承诺2023-2025年度分红比例不低于60%。（估值日期：2024/8/25）

表：固废公司盈利预测与估值（估值日期：2024/8/25）

代码	公司	总市值 (亿元)	分红情况		成长性										估值			
			2023年 分红比例	对应2023年 股息率	归母净利润预测（亿元）				归母净利润yoy					PE				
					2023A	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E	23-26 复增	2023A	2024E	2025E	2026E	
0257.HK	光大环境	225	30.51%	5.99%	44.29	44.68	45.64	46.97	-4%	1%	2%	3%	2%	5.1	5.0	4.9	4.8	
301109.SZ	军信股份	57	71.81%	6.50%	5.14	5.46	6.17	6.56	10%	6%	13%	6%	8%	11.0	10.4	9.2	8.7	
002034.SZ	旺能环境	56	35.71%	3.80%	6.03	7.18	8.02	8.67	-16%	19%	12%	8%	13%	9.4	7.9	7.0	6.5	
601033.SH	永兴股份	122	63.69%	3.82%	7.35	9.00	10.64	12.53	3%	23%	18%	18%	19%	16.7	13.6	11.5	9.8	
601827.SH	三峰环境	147	33.81%	2.68%	11.66	13.21	14.95	16.81	2%	13%	13%	12%	13%	12.6	11.1	9.8	8.7	
600323.SH	瀚蓝环境	174	27.38%	2.25%	14.30	15.71	17.14	18.62	25%	10%	9%	9%	9%	12.2	11.1	10.2	9.4	
601330.SH	绿色动力	76	33.22%	2.77%	6.29	6.67	7.16	7.68	-16%	6%	7%	7%	7%	12.0	11.3	10.6	9.8	
000885.SZ	城发环境	72	15.05%	2.24%	10.75	11.07	11.81	12.62	2%	3%	7%	7%	5%	6.7	6.5	6.1	5.7	
603568.SH	伟明环保	312	20.67%	1.36%	20.48	27.74	36.12	45.14	24%	35%	30%	25%	30%	15.2	11.3	8.6	6.9	

注：光大环境、三峰环境、瀚蓝环境、绿色动力、伟明环保盈利预测来自东吴证券研究所，其余均来自wind一致预期

数据来源：，东吴证券研究所

更多免费行业报告

并购家

www.ipoipo.cn

- 1) **新建项目收益率下降：**当前行业新增项目多为县域下沉市场项目，单体规模小，项目收益率可能低于一二线城市大项目水平。部分项目可能面临超前建设，初期垃圾量不足的情况。
- 2) **国补退坡/到期风险：**若国补退坡或者补贴到期后，垃圾处理费未能及时调整，项目将面临收益率下滑的风险。
- 3) **应收账款风险：**垃圾焚烧企业自由现金流持续改善逻辑的兑现，除了资本开支保持下行之外，还有赖于垃圾处理费和电费的及时回收，若地方财政压力加大，处理费回款放缓，国补拖欠延长，将影响公司经营性净现金流。

目录

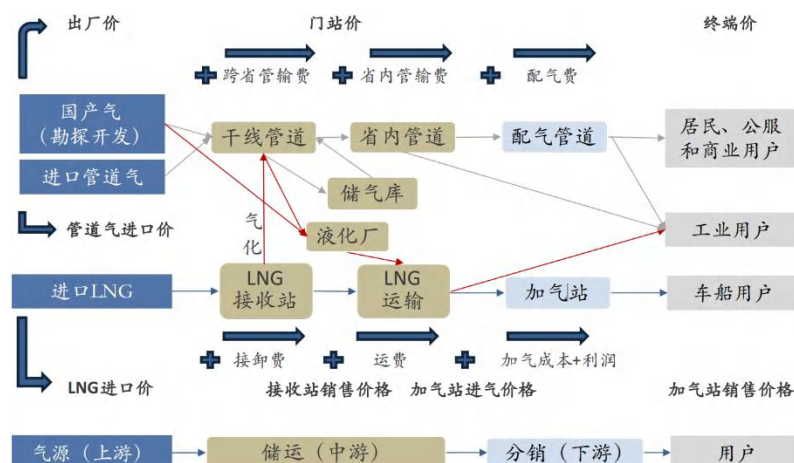
- 水务：价格改革不仅是弹性，驱动长期成长&估值翻倍以上
- 固废：资本开支下降，C端付费理顺+超额收益，重估空间开启
- 燃气：成本回落+顺价推进，促空间提估值
- 核电：核电：未来能源具备稀缺长期成长性，长期ROE翻倍分红提升

燃气：成本回落+顺价推进，促空间提估值

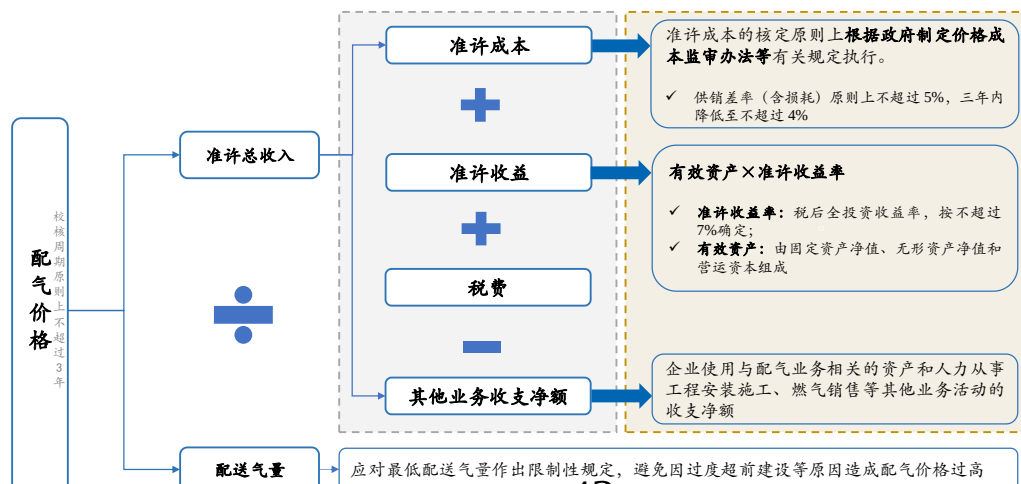
我国天然气行业产业链分为上游、中游、下游三个领域。

- 1、上游：**主要涉及国内天然气（含常规天然气及非常规天然气）勘探、开发等，具有资金投入大、技术密集、风险高等特点。另外，PNG进口和LNG进口构成国内天然气供应的重要补充，天然气对外依存度达到40%。
- 2、中游**主要涉及天然气输送领域，核心资产包括管网资产（干线管网、省内管道等），进口LNG相关的船舶和接收站等基础设施，以及天然气储气设施等。中游资产定价机制透明，管道按照8%/7%的有效资产收益率进行运费定价。
- 3、下游**包括工业燃料、城镇燃气、化工原料、燃气发电、交通燃料等。2023年下游结构中城市燃气占33%、工业燃料用气占42%、发电用气占17%、化工用气占8%。城市燃气板块定价受到政府管控，采用非市场化定价方式，各地政府会分别制定其中居民和非居民用气价格；其中居民和非居民用气的比例约为1:3。城市燃气公司拥有末端入户管网资产的所有权及运营权，城燃公司通过管网进行配气并收取配气费，配气费按照税后全投资收益率7%进行定价。工业燃料、发电用气、化工用气采用市场化定价方式，用气价格随市场供需情况变动。

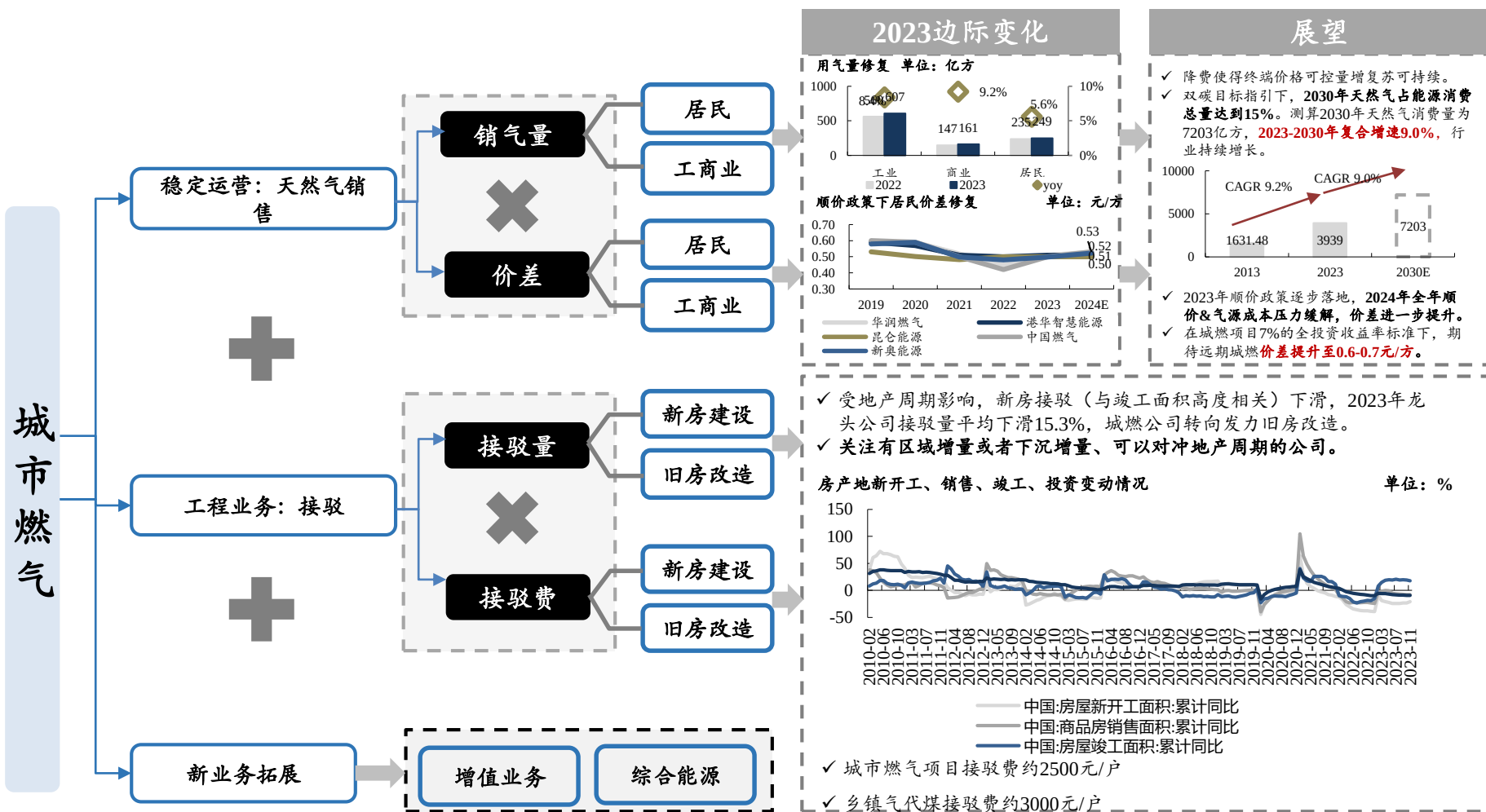
图：我国天然气全产业链及定价机制



图：配气费核定方式



城燃三要素：气量、价差、接驳趋势



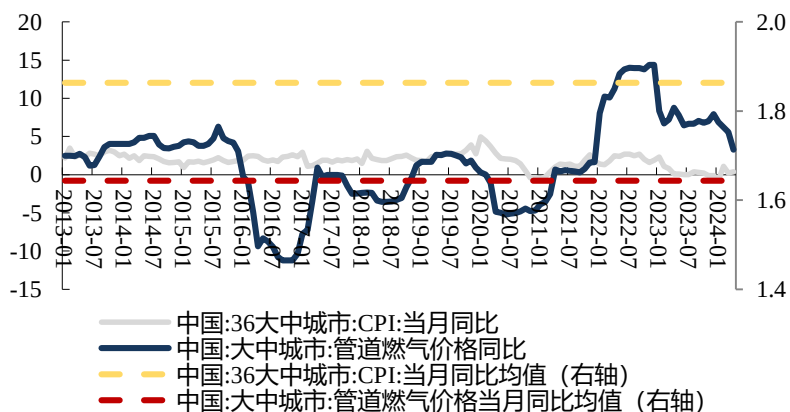
天然气：成本回落+顺价推进，促空间提估值

价格改革动因1：资源价值亟待回归！气价跑输通胀、城燃盈利承压发展受制约

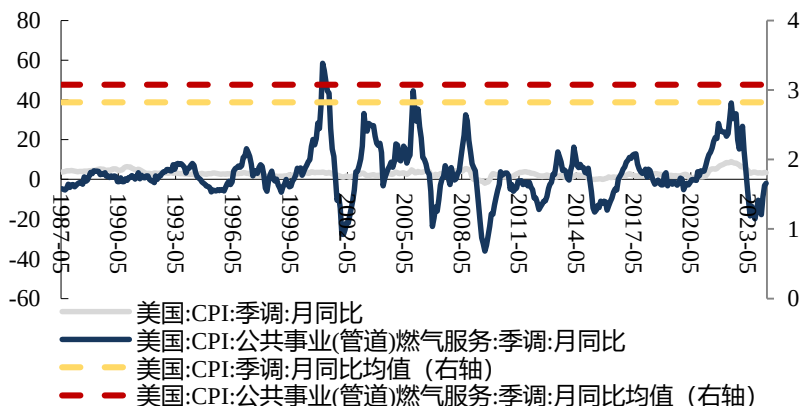
气价跑输CPI：长期维度美国民用气价显著跑赢CPI 0.26pct，中国2013年以来气价跑输CPI 0.22pct，期待“均值回归”。

城燃未达政策准许7%收益率：2021-2022年海内外气源成本上升，城市燃气销售端价格受到政府管控居民用气顺价不畅；2022年五大龙头公司价差均值为0.48元/方，与2020年相比下滑20%；收益率未达政策规定的7%收益率。

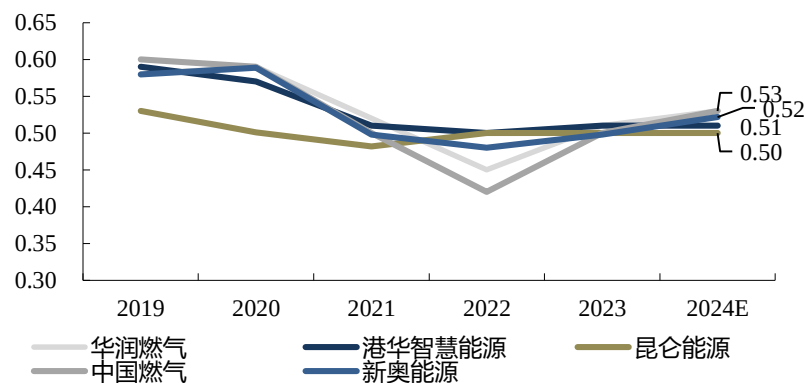
图：中国36城市CPI&用气价格变动(%)



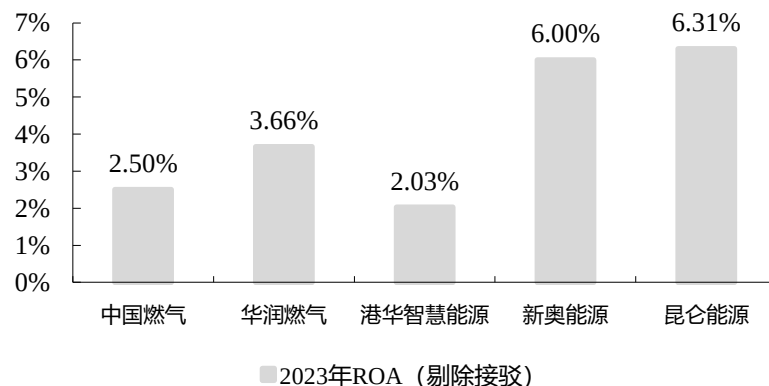
图：美国CPI&居民用气价格变动(%)



图：2019-2024E五大龙头公司城燃价差(元/方)



图：剔除接驳后与ROA7%的差距更大

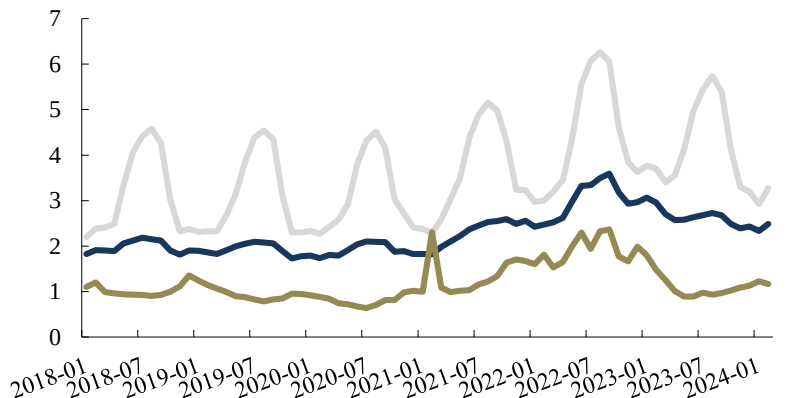
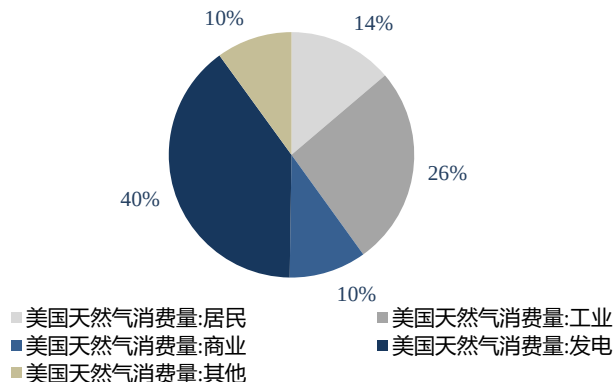


■ 2023年ROA (剔除接驳)

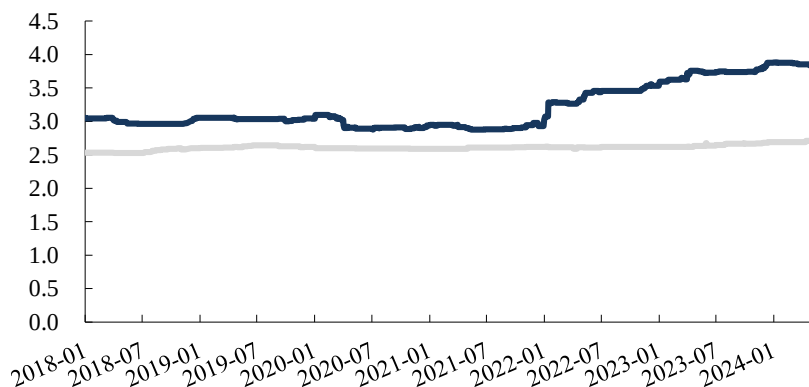
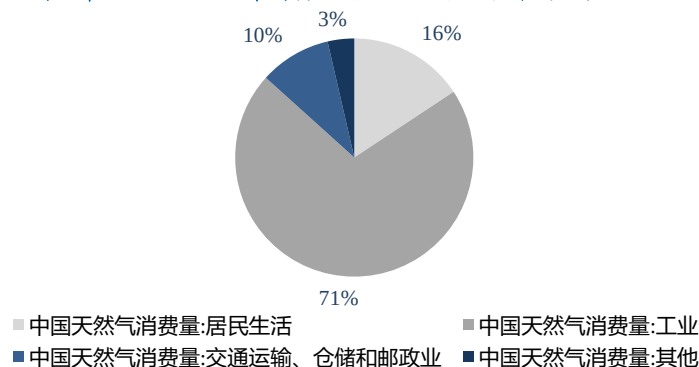
➤ 价格改革动因2：存在交叉补贴问题，价格建立机制待理顺

2021年居民用气占到我国整体消费量的20%以下，但用气价格（2.7元/方，2024/5/17价格）却显著低于用气占比71%的工业用气（3.8元/方，2024/5/17价格）。当前民用气价偏低，交叉补贴问题待解决。2024年2月，美国居民气价为工业气价的2.8倍，已理顺价格关系。2024年中石油气源定价合同中居民和非居民已并轨，交叉补贴问题有望解决。

图：美国天然气2023年消费结构&分类别气价（元/方）



图：中国天然气2021年消费结构&分类别气价（元/方）



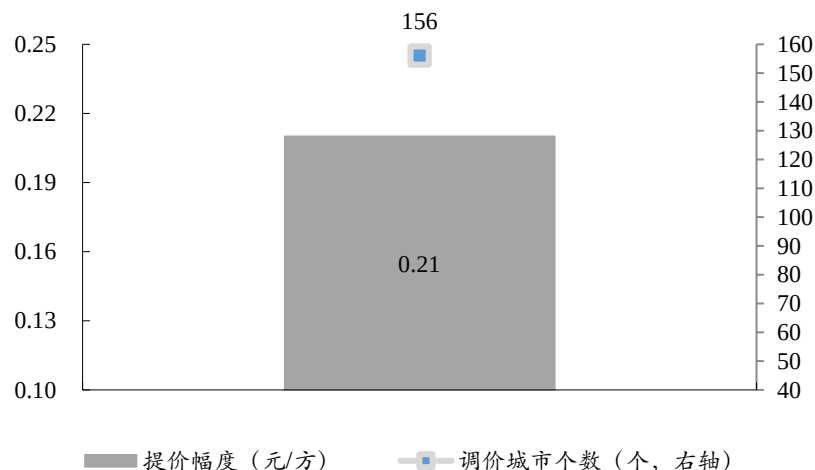
美国天然气:民用价 美国天然气:商业价 美国天然气:工业价

民用天然气价（元/立方米） 工业天然气价（元/立方米）

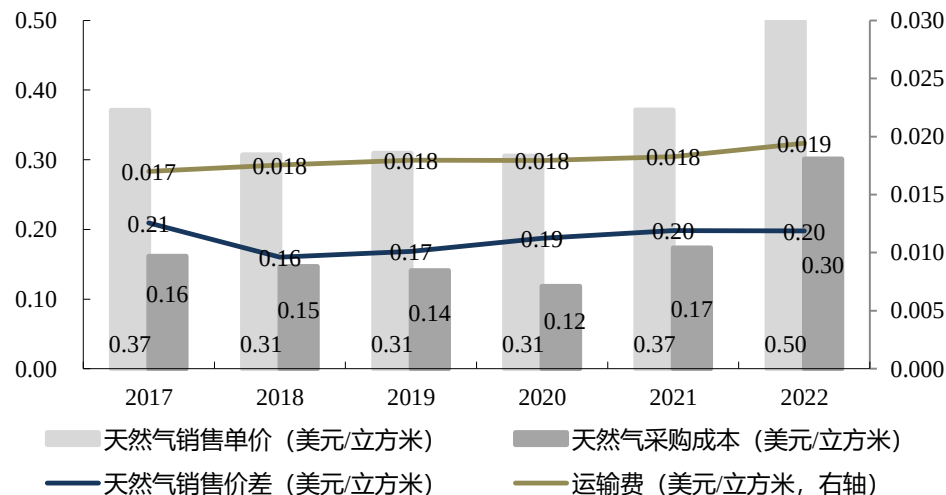
➤ 价格改革影响1：稳定盈利机制保障投资回报确定性，促1.8倍气量空间释放。

价差：顺价落地&气源成本压力缓解，价差修复。2023年气源端（2023售气平均经营利润0.16元/方，同比+0.11元/方）、城燃端（2023价差同比+0.02-0.04元/方至0.50-0.52元/方）盈利能力均有修复迹象，天然气产业链各环节盈利理顺；2022~2024年7月，全国共有156个（占比54%）地级及以上城市进行了居民用气的顺价，提价幅度为0.21元/方。2024年预计气源成本压力缓解，毛差顺利恢复。参考ROA7%的标准，合理价差为0.6元/方+，价差存20%提升空间。对比国外案例，顺价政策在美国获得良好实践，通过将ROE控制在一定范围实现价差稳定。顺价对龙头城燃利润弹性为20~30%。

图：2022-2024M7居民调价情况



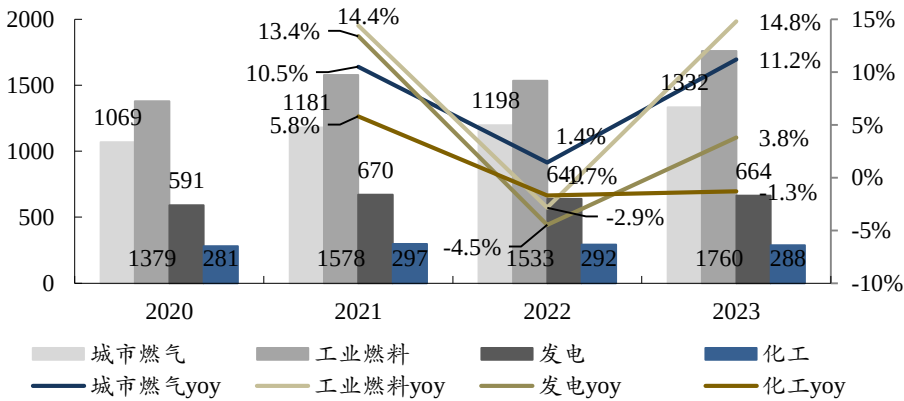
图：ONE Gas公司运输费&价差保持稳定



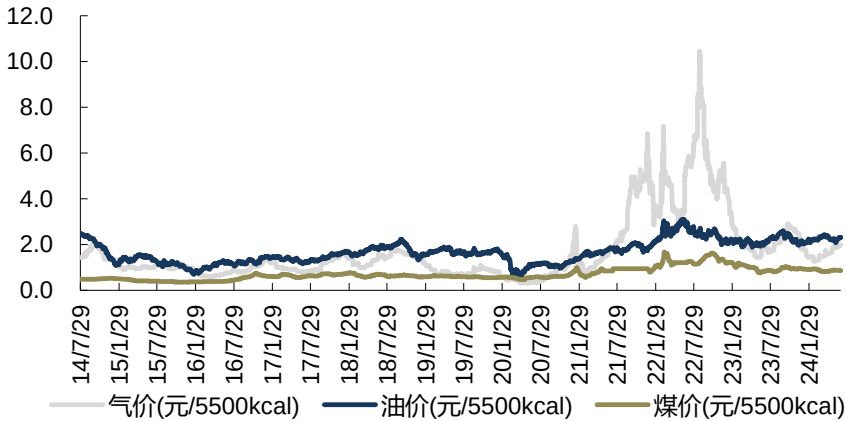
➤ 价格改革影响1：稳定盈利机制保障投资回报确定性，促1.8倍气量空间释放。

气量：回报稳定回升促企业成长，同时气价回落有望催生需求。海外气价回落成本压力缓解+经济复苏，2023我国天然气表观消费量3900亿方，同增7.2%（+9.9pct）。2024M1~6气油比（JKM与布伦特单位热值价格比）均值0.7，较14-23均值0.87回落20%；气煤比（JKM与动力煤的单位热值价格比）均值1.8，较14-23均值2.2回落18%，同等热值下天然气碳排放仅为煤炭的33%，为石油的63%，考虑清洁价值，天然气利用经济性将进一步提升。

图：2020-2023年各领域消费量（亿方）



图：不同能源单位热值价格



图：不同能源经济性对比

能源名称	总成本（元/GJ）		能源成本（元/GJ）	清洁成本（元/GJ）		
	按照中国碳价50元/吨	按照欧洲碳价300元/吨		按照中国碳价50元/吨	按照欧洲碳价300元/吨	二氧化碳排放（千克/GJ）
天然气	71.73	82.14	69.65	2.08	12.49	41.64
石油	100.21	116.79	96.89	3.32	19.90	66.33
煤	44.36	75.65	38.10	6.26	37.55	125.16

注：5500 kcal = 0.023GJ，能源数据来源于：各地政府网站、各公司

天然气：成本回落+顺价推进，促空间提估值

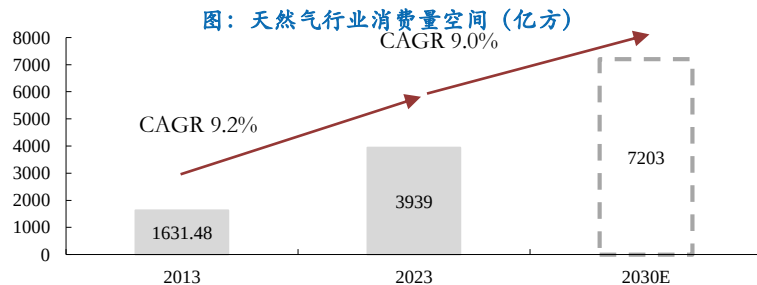
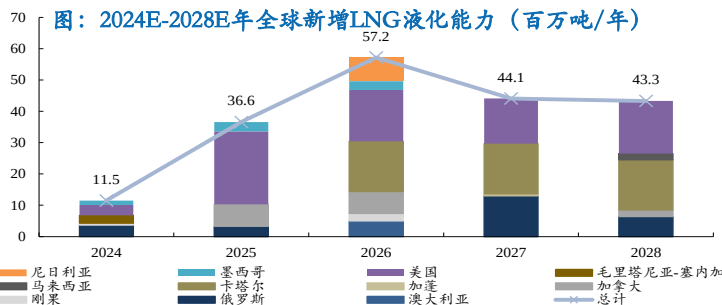
➤ 价格改革影响1：稳定盈利机制保障投资回报确定性，促1.8倍气量空间释放。

气量：回报稳定回升促企业成长，同时气价回落有望催生需求。2026/2028年与2023年相比LNG液化能力增幅22%/40%，增加的液化能力占到2023年供给的3.6%/6.6%，释放出口流动性，全球供给宽松，气价回落有望催生需求长期增长。2023年我国城镇化率/工业天然气渗透率/燃气发电占总发电量比分别为65%/7%/4%，对标海外有提升空间，预计天然气一次能源占比由23年8.6%逐步提升至30年15%，需求复增9.0%。

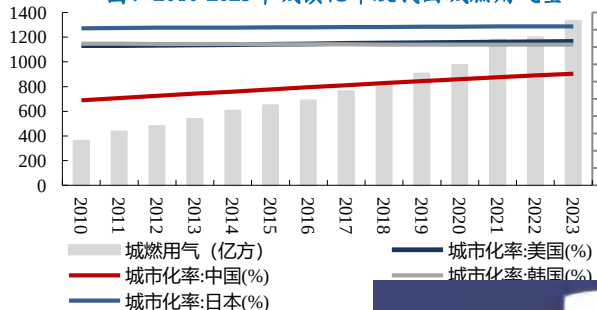
图：2023-2030年天然气消费量复合增速为9.0%

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
能源消费总量（亿吨标准煤）	44.1	45.6	47.2	48.7	49.8	52.4	54.1	57.6	58.2	58.8	59.4	59.6	59.8	60.0	60.1
能源消费总量yoy		3.2%	3.5%	3.3%	2.2%	5.2%	3.2%	6.6%	1.0%	1.0%	1.0%	0.3%	0.3%	0.3%	0.1%
天然气占能源消费总量比例（%）	6.1%	6.9%	7.6%	8.0%	8.4%	8.9%	8.5%	8.6%	9.4%	10.2%	11.0%	11.8%	12.9%	14.0%	15.0%
天然气消费量（亿吨标准煤）	2.7	3.1	3.6	3.9	4.2	4.7	4.6	4.9	5.4	6.0	6.5	7.0	7.7	8.4	9.0
天然气消费量（亿方）	2078	2394	2817	3060	3340	3726	3663	3939	4352	4773	5201	5600	6145	6693	7203
天然气消费量yoy		15.2%	17.7%	8.6%	9.2%	11.6%	-1.7%	7.5%	10.5%	9.7%	9.0%	7.7%	9.7%	8.9%	7.6%

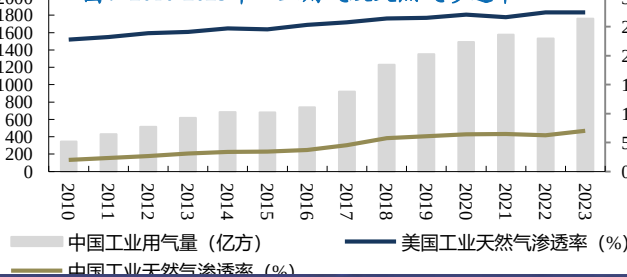
注：假设能源消费总量，2024-2026年每年增加0.6亿吨标准煤，2026-2029年每年增加0.2亿吨标准煤；天然气占能源消费总量比例，2024-2027年每年增加0.8pct，2027-2030年每年增加1.1pct



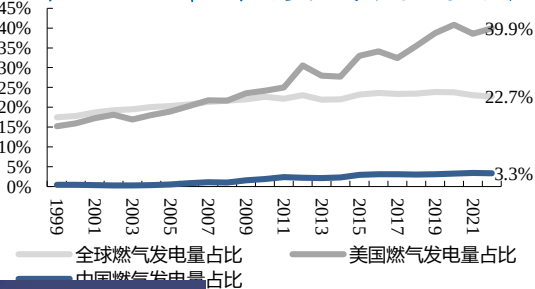
图：2010-2023年城镇化率及我国城燃用气量



图：2010-2023年工业用气及天然气渗透率



图：1999-2022年世界&美国&我国气电发电量占比

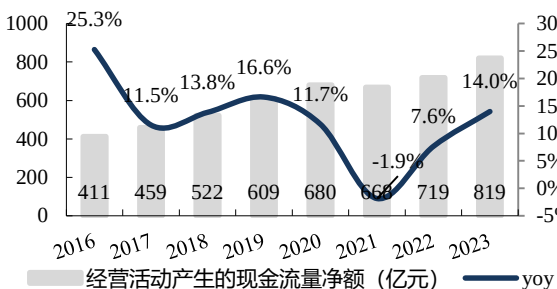


天然气：成本回落+顺价推进，促空间提估值

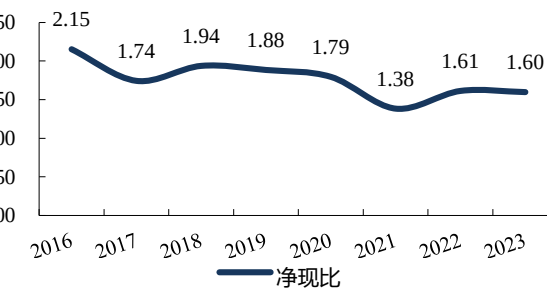
► 价格改革影响2：驱动现金流价值重估，估值存提升空间。

2021-2023年燃气板块自由现金流占归母净利润55.8%、板块分红率42.6%，在稳健发展的基础上分红率尚有13.2pct提升空间；2025年完全顺价后利润将提升25%左右（与2023年相比）、假设资本开支保持不变，自由现金流/归母净利润将进一步提升至78%，分红能力进一步增强。对标长江电力，燃气龙头PB-ROE比值偏低，估值存提升空间；龙头城燃普遍未达政策规定的7%收益率，配气费存在提升空间，ROA存翻倍空间。美国天然气已进入低速发展时期，2013-2023年消费量复增2.2%，行业内公司十年平均估值22X；对标海外，国内燃气板块估值存提升空间。

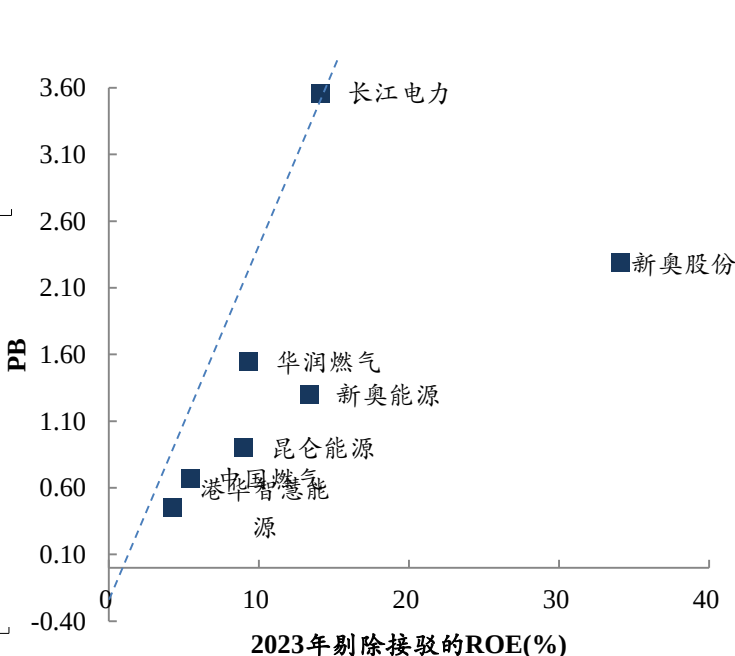
图：2016-2023天然气板块经营性净现金流



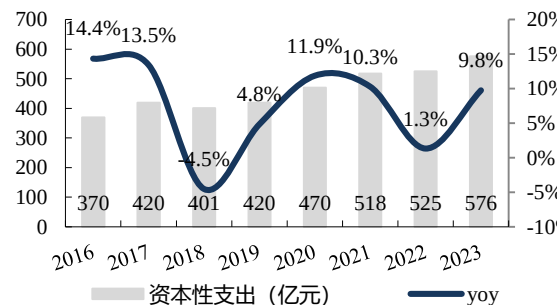
图：2016-2023天然气板块净现比情况



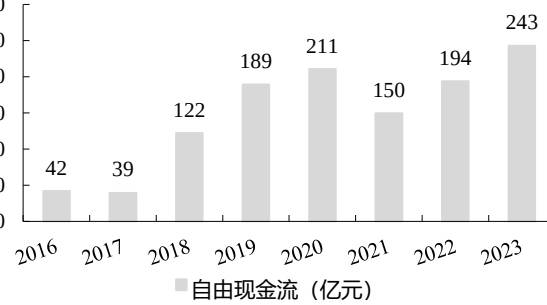
图：对标长江电力，城燃龙头估值普遍偏低（估值日期：2024/8/23）



图：2016-2023天然气板块资本开支情况



图：2016-2023天然气板块公司自由现金流



注：选取中万燃气板块涉及下游的公司。中油燃气未披露2023资本性支出，在计算时已剔除。此外，剔除了财年以3/31为截止日的中国天然气和中国燃气。昆仑能源2021年出售管道资产获得非持续收益。数据来源：各地政府网站，各公司公告。

天然气：成本回落+顺价推进，促空间提估值

- **投资建议：**我们认为国内的顺价政策合理，即通过将收益率指标控制在一定范围调节终端定价，从而稳定城燃公司价差，且这一方法在美国ONE Gas公司进行了良好实践。国外气价回落，国内成本压力缓解促进需求提升；城燃板块价差将继续修复，顺价推进提估值。
- 1) **受益顺价政策，价差提升。**建议关注：【昆仑能源】【新奥能源】【中国燃气】【华润燃气】【港华智慧能源】【深圳燃气】。
- 2) **高股息现金流资产。**重点推荐：股息率ttm6.0%【蓝天燃气】，2024年股息率5.7%【新奥股份】（估值日期2024/8/23）。
- 3) **拥有海气资源，具备成本优势。**重点推荐：【九丰能源】【新奥股份】。
- **风险提示：**经济增速不及预期、极端天气、国际局势变化、安全经营风险

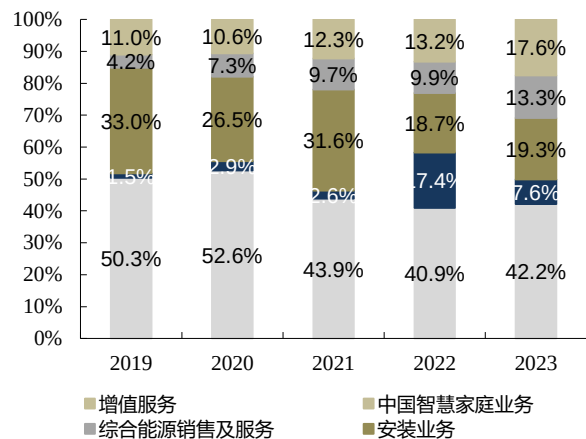
表：盈利预测表（估值日期2024/8/23）

股票代码/简称		股价 (元/股、港元/股)	市值 (亿元、亿港元)	股价&市值 货币单位	归母净利润（亿元、亿港元）/yoy					三年 CAGR	归母净利润 货币单位	PE			
					2022	2023	2024E	2025E	2026E			2023	2024E	2025E	2026E
0135.HK	昆仑能源	7.26	629	港元	52.28 -77.3%	56.82 8.7%	61.06 7.5%	65.60 7.4%	70.60 7.6%	8%	人民币	10.18	9.47	8.82	8.19
2688.HK	新奥能源	53.5	605	港元	58.65 -24.4%	68.16 16.2%	71.02 4.2%	77.44 9.0%	84.25 8.8%	7%	人民币	8.17	7.84	7.19	6.61
0384.HK	中国燃气	6.61	359	港元	76.62 -26.9%	42.93 -44.0%	31.85 -25.8%	42.62 33.8%	47.82 12.2%	4%	港元	8.37	11.28	8.43	7.51
1193.HK	华润燃气	27.3	632	港元	47.33 -26.0%	52.24 10.4%	56.45 8.1%	61.87 9.6%	67.94 9.8%	9%	港元	12.09	11.19	10.21	9.30
1083.HK	港华智慧能源	2.91	101	港元	9.65 -23.0%	15.75 63.2%	15.81 0.4%	17.18 8.7%	17.94 4.4%	4%	港元	6.43	6.41	5.90	5.65
601139.SH	深圳燃气	6.63	191	人民币	12.22 -9.7%	14.40 17.8%	17.19 19.4%	19.30 12.3%	21.48 11.3%	14%	人民币	13.25	11.09	9.88	8.88
605368.SH	蓝天燃气	14.18	98	人民币	5.92 40.7%	6.06 2.4%	6.54 7.9%	6.89 5.4%	7.08 2.8%	5%	人民币	16.24	15.06	14.29	13.91
600803.SH	新奥股份	18.21	564	人民币	58.44 42.5%	70.91 21.3%	60.43 -14.8%	73.00 20.8%	82.70 13.3%	5%	人民币	7.95	9.33	7.73	6.82
605090.SH	九丰能源	26.43	168	人民币	10.90 75.9%	13.06 19.8%	15.18 16.2%	17.43 14.8%	20.35 16.8%	16%	人民币	12.86	11.07	9.64	8.25

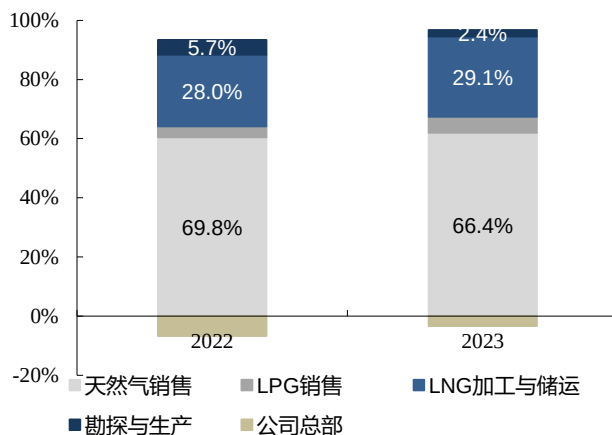
注：昆仑能源、蓝天燃气、新奥股份
数据来源：，东吴证券研究所

天然气：成本回落+顺价推进，促空间提估值

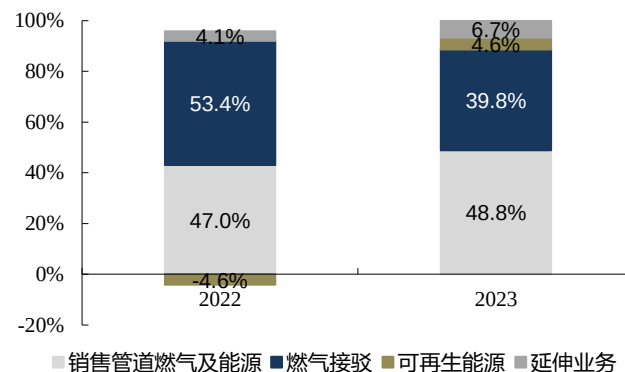
图：新奥能源毛利结构



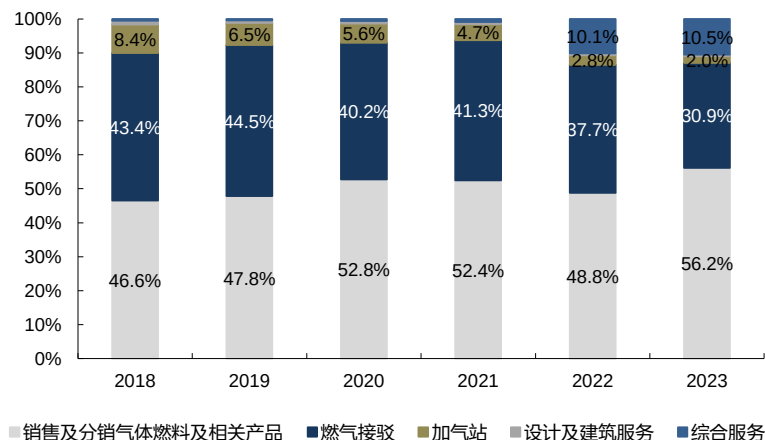
图：昆仑能源税后利润结构



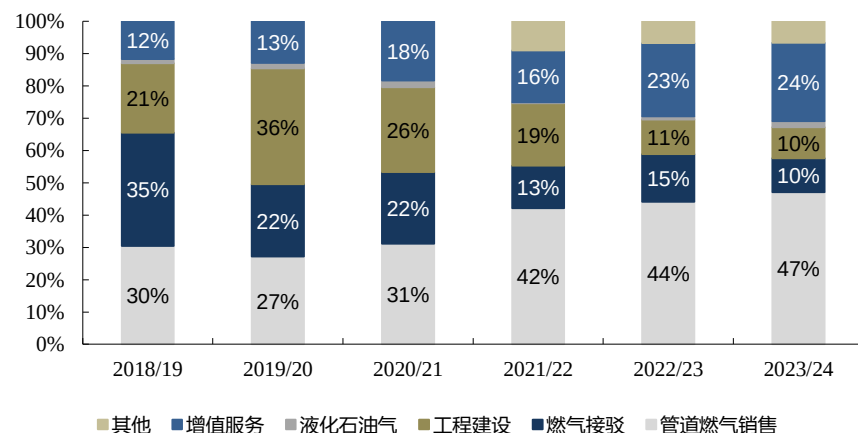
图：港华智慧能源分类业绩结构



图：华润燃气分类业绩结构



图：中国燃气分部利润结构

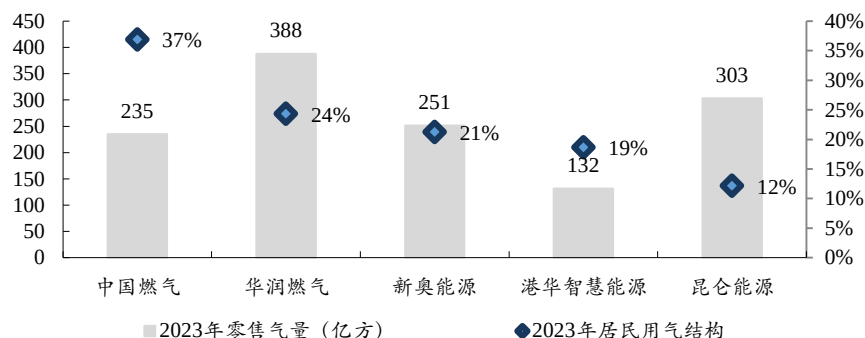


天然气：成本回落+顺价推进，促空间提估值

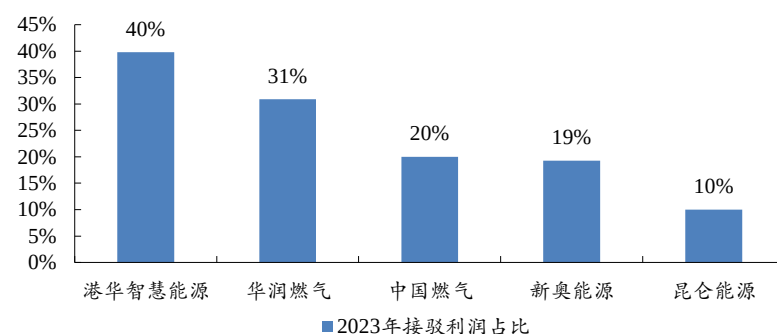
从用气结构来看，2023年五大龙头城燃公司居民用气占比分别为中国燃气37%、华润燃气24%、港华智慧能源19%、新奥能源21%、昆仑能源约12%。

从风险角度考虑，2023年五大龙头城燃公司接驳利润占比分别为中国燃气20%、华润燃气31%、港华智慧能源40%、新奥能源19%、昆仑能源约10%。

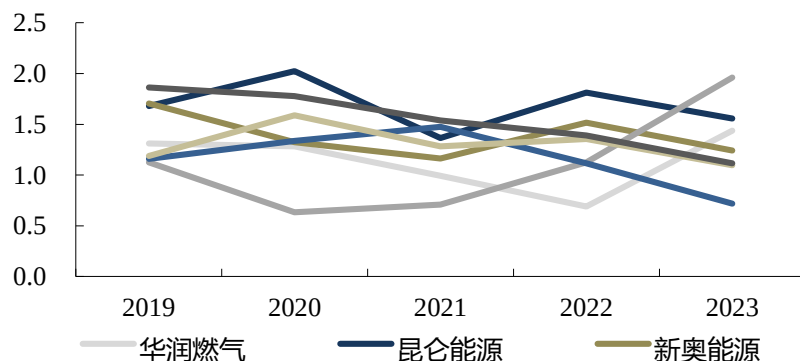
图：五大龙头城燃零售气量以及居民用气结构



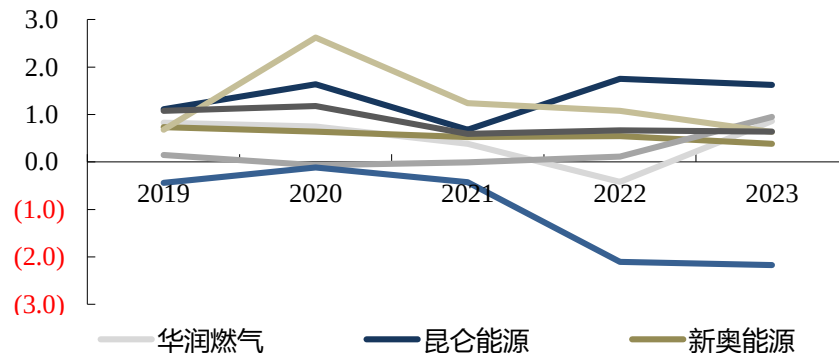
图：五大龙头城燃接驳利润占比



图：净现比



图：自由现金流/归母净利



✓ 战略转型打造城燃龙头，中石油股东背景保障公司稳健发展

公司在2008年前主要从事境内外油气勘探开发；2009年实施战略转型，将国内天然气终端销售与综合利用作为新发展方向；2012年起，对中国石油天然气下游业务进行持续重组；2021年出售部分中游资产，专注下游。国资委为公司实际控制人，中国石油香港有限公司（中国石油全资附属公司）持有公司54.38%股份，股东背景保障公司稳健发展，发挥资源调配优势。

✓ 期待公司流动资产投向优质资产，ROE（摊薄）有望提升5.3%

2023年公司的流动资产主要由货币资金和定期存款构成，速动比率达到1.62，显著高于行业龙头均值（0.70）。如果公司加强资金利用效率，将速动比率回归行业均值，2023年ROE可提至14.3%，提升幅度5.3pct。

✓ 中石油控股&布局国家工业转移承接区域，燃气销售主业价稳量增

气量：项目主要布局国家工业转移承接区域，工业用气快速增长带动公司整体气量。2018-2023年，公司零售气量五年复增16.0%，远高于全国（7.1%）。分用户类型来看，工业用户销气量五年复增25.98%，带动整体销气量快速增长；2023年工业/商业/居民用气量占比分别为69.4%/9.7%/12.2%。工业气量的快速增长得益于公司战略布局，按照公司官网的最新披露，西北、东北地区用户合计占比50.8%。2020年起国家鼓励支持中西部和东北地区更大力度承接制造业产业转移，带动公司用气量持续高增。

价差：股东给予良好气源保障，价差维持稳定。2018-2023年，昆仑能源进销价差始终保持在0.5元/方左右的水平。2022年天然气价格高位运行，公司进销价差仍保持稳定。

✓ 盈利预测与投资评级

我们预计公司2024-2026年归母净利润为61.06/65.60/70.60亿元，同比+7.5%/+7.4%/+7.6%；分红率2023年42.2%，2025年提升至45%，股息增速约为10%。当前PE9.5/8.8/8.2倍（估值日期2024/8/23）。首次覆盖，给予公司“买入”评级。

✓ 风险提示

政策推进不及预期，油气价格大幅波动，汇率变动

✓国内龙头城燃，零售稳增直销打开空间

1) 天然气直销：2023年，公司直销气核心利润+56.2%达34.14亿元；气量增加 44.0%至 50.50 亿方，系公司平台交易气业务快速开拓所致。2) 天然气零售：公司零售气量减少 3.1%至 251.4 亿方，民生气量稳健增长，同增 3.8%至 53.48 亿方；工业气量受电厂影响下滑，工商业气量同降 4.4%至 194.86 亿方，与 2023 中报相比降幅收窄；加气站气量-25.1%至 3.11 亿方。零售气毛差 0.55 元/方，同比提高 0.02 元/方。零售气业务逐步恢复，天然气采购成本持续下降的同时为客户降本。国家推动资源价格向终端市场传导，顺价机制越发完善，价格传导进一步理顺。

✓一体化布局助公司稳健发展

能源替代趋势下，天然气行业需求稳步增长，2022-2030 年国内天然气需求复增 5.8%。公司分别在2020、2022年完成新奥能源（2011-2021年业绩CAGR20%）、舟山LNG接收站90%资产注入，实现天然气全产业链布局。1) 气源：国际+国内双资源池，持续优化。与中石油签署国内长协 392 亿方（十年）；与国际资源商签订长协助力直销气发展，2023 年新签海外长协 280万吨，累计签署超 1000 万吨。2) 储运：加大运输&储气布局。公司拥有国际运力 10 艘，舟山三期项目预计在 2025 年 9 月投产，建成投用后接收站实际处理能力可超过 1000 万吨/年，直销气业务全面快速开展。3) 客户：顺价机制继续推进，2023 年公司零售气价差+0.02 元/方，随顺价政策逐步落地，价差有望进一步修复。

✓特别派息强化股东回馈，回购股份助力长远发展

公司拟使用人民币3.6-6亿元回购股份用于实施股权激励或员工持股计划，助力公司长远发展。分红规划+特别派息（新能矿业100%股权出售交易取得的投资收益）强化股东回馈，公司2024-2025年每股分红将不低于1.03/1.14元，对应股息率5.7%/6.3%（估值日期2024/8/23），投资价值提升。

✓盈利预测与投资评级

一体化城燃，零售稳增直销打开空间，特别派息强化股东回馈。我们预计2024-2026 年公司归母净利润 60.43/73.00/82.70 亿元，同比14.77%/+20.78%/+13.29%，EPS 1.95/2.36/2.67 元，对应 PE 9.3/7.7/6.8倍（估值日期 2024/8/23），维持“买入”评级。

✓风险提示

经济复苏不及预期、安全经营风险、汇率波动

✓拥有长输管道稀缺资产，内生增长稳健

公司拥有4条高压天然气长输管道，与西气东输一线/二线主干线连通，并连接中石化、山西煤层气等气源，全长 477.02 公里，输气能力25.7亿方；同时公司还拥有2条地方输配支线以及3980.77公里城市燃气管网。公司年输气量稳定在17亿方左右，多年来始终居河南首位，两项主营业务“管道+城燃”双轮驱动，中下游一体化盈利稳定。

✓分红比例底线提升至70%，安全边际增强

2021年上市以来分红率60%，2023年11月16日，公司发布《未来三年股东分红回报规划（2023-2025年）》，2023-2025分红比例不低于70%。实际2023年拟向全体股东每股派发现金股利 0.85 元（含税），分红比例达 97.13%，股息率ttm 6.0%（估值日期 2024/8/23），高分红有望维持，彰显安全边际。

✓各地天然气顺价政策逐步推进，公司有望受益居民价差回升

据我们统计，2022~2024M7，全国共有 54%的地级及以上城市进行了居民的顺价，提价幅度为 0.21 元每方，我们认为顺价将继续推进，城燃公司价差回升。从河南省的顺价情况来看，仅许昌市落地了顺价制度，自 2023 年9 月 1 日起，居民用气一档和二档标准分别上调 0.19 元/立方米和 0.24元/立方米。河南顺价政策继续推进，期待公司所在的驻马店市、新乡市、长葛市和新郑市落地顺价政策，居民价差回升。

✓盈利预测与投资评级

河南省天然气顺价逐步推进，下游居民价差有望修复；公司承诺 2023-2025 年分红比例不低于 70%，2023 年分红比例达 97.13%，股息率ttm 6.0%（估值日期 2024/8/23），彰显安全边际。我们预计 2024-2026 年公司归母净利润 6.5/6.9/7.1 亿元，同比增速 7.9%/5.4%/2.6%，当前市值对应 2024-2026年 P/E 15.1/14.3/14.0X（估值日期 2024/8/23），维持“买入”评级。

✓风险提示

上游气源价格波动，天然气政策变化

✓ “一主” 清洁能源，一体化布局价差稳定

1) **LNG业务**：2022年公司已完成华油中蓝（公司持股28%）、森泰能源（公司持股100%）两大陆气资源重组，实现陆气资源的整合，资源配置能力及顺价能力提升。海气方面，上游资源端公司与马石油和ENI签订LNG长约采购合同并且依托自有船运优势灵活获取现货资源，中游公司拥有华南区域唯一民营LNG接收站、自有LNG/LPG运输船、槽车等中游资产，下游积极拓展工商业、电厂客户实现终端销售。单吨LNG毛利稳定，在2023年中报和三季度持续得到验证。2) **LPG业务**：历史销量与价差稳定，在夯实粤港澳大湾区市场的基础上，积极开拓周边及化工原料用气市场。

✓ “两翼” 能源服务，获取稳定服务盈利+产能扩张

1) **能源物流服务**：依托LNG船舶、接收站等核心资产，提供物流服务并结算服务费。目前公司自主控制4艘LNG船舶（3艘自有/1艘在建），4艘LPG船舶（2艘租赁/2艘在建），全部投运后年周转能力达400-500万吨；接收站可实现LNG/LPG年周转能力150/150万吨。2) **能源作业服务**：在天然气井周边投资建设整套天然气分离、净化、液化整套装置及附属设施，并长期运营获取稳定的服务收益。2023前三季度能源服务作业量约27万吨；积极推动川西名山首期20万吨LNG能服项目。2023年8月，公司取得河南中能70%股权，河南中能及其关联企业目前在运营超过80口天然气井，能源作业服务拓展到井下能源服务。

✓ “两翼” 特种气体，从资源到终端发展加速

1) **氦气**：公司利用LNG生产过程中BOG气体对天然气伴生氦气的自然提浓作用，收集LNG生产过程伴生的氦气。公司已拥有LNG年产能近70万吨，截至2023H1，公司高纯度氦气设计产能为36万方/年；2) **氢气**：公司完成对正拓气体重组并取得其70%股权，有效提升公司制氢技术实力和氢气运营管理能力。公司近期收购艾尔希项目，为公司首个零售气站项目。近期公告投资建设海南商业航天发射场特燃特气配套项目，为公司首个现场制气项目，特气领域拓展到航空、航天。

✓ 盈利预测、投资评级、风险提示

清洁能源主业稳定发展；能源服务&特种气体纳入核心主业，一主两翼格局打开成长空间。我们维持公司2024-2026年归母净利润15.2/17.4/20.4亿元，同比增长16%/15%/17%，对应2024-2026年PE11/10/8x（2024/8/23），维持“买入”评级。

风险提示：气价剧烈波动，天然气需求不及预期，项目投产不及预期

经济增速不及预期：天然气消费量与经济发展速度密切相关，如未来经济增速不及预期，将对国内天然气消费量增长产生不利影响。

极端天气：如遇极端天气，各地气价可能会产生较大变动，对国外转口业务以及国内天然气供应商盈利能力造成影响；城燃终端价格调整仍存在时滞，对当期盈利水平造成不利影响，长时间维度来看影响可控。

国际局势变化：如国际局势变动进而出现针对天然气的能源制裁等情况，将对全球天然气供需产生扰动，各地气价可能会产生较大变动，对国外转口业务以及国内天然气供应商盈利能力造成影响；城燃终端价格调整仍存在时滞，对当期盈利水平造成不利影响，长时间维度来看影响可控。

安全经营风险：天然气易燃易爆，如在储配过程中发生爆炸等安全事故，将对业内公司生产经营产生影响。

目录

- 水务：价格改革不仅是弹性，驱动长期成长&估值翻倍以上
- 固废：资本开支下降，C端付费理顺+超额收益，重估空间开启
- 燃气：成本回落+顺价推进，促空间提估值
- 核电：核电：未来能源具备稀缺长期成长性，长期ROE翻倍分红提升

✓ 电改痛点

电力稳定：新能源装机高增，电源与负荷复杂化，新能源消纳、电力系统稳定需确保解决。

价格机制：新型电力系统转型，源网负储各环节迎发展变革，投资回报模式仍需理顺。

✓ 电改病因

通过电价变动传递成本变动滞后：电力系统清洁低碳化带来系统成本长期提升，若不能及时向用户侧传导，交叉补贴长期存在，电力系统内零和博弈。

通过电力市场调整供需能力有限：电力商品属性未通过电力市场全部得到反应，通过市场进行资源配置能力有限，阻碍电力以及新能源整体产业发展。

✓ 电改影响：不仅是涨价更是真实反应各环节价值

对用电价格拆分：用电价格=上网电价+输配电费+线损费用+系统运行费用+政府性基金及附加

上网电价反映能量价值、绿色价值：各电源电能量价值得以市场化反应（中长期，现货），绿色价值通过绿电及绿证供需得到溢价

输配电费反映中游资产合理回报：激发输配电资产投资活力

系统运行费用反应调节价值、容量价值等：激励参与调峰调频，投资保障容量充裕性，消纳成本与电力安全稳定价值向用户实现传导

✓ 电源各寻其位价值兑现，从防御到长期成长，估值天花板打开

重点利好：**水电**（最稀缺低成本+低碳电源）；**核电**（未来基荷电源确定性成长）；**火电**（电量价值+容量价值+灵活性价值）；**绿电**（高成长主力+绿色价值）；**抽蓄和虚拟电池负荷集合商等**。

✓ 风险提示：电力需求超预期下降，改革进度不及预期等

✓ 成长确定，双寡格局

新型电力系统的基荷能源：清洁、发电成本低且稳定。未来有望接力火电，成为发电主力电源。

空间广阔：截至2023/12/31，我国运行核电机组共55台，核电装机占比1.9%/发电量占比4.9%。核电常态化核准预计“十五五”仍维持年核准8台+。四代核电、核聚变，技术变革推动长期成长。

在手项目支持确定成长：2024年8月国常会核准11台新机组，2022-2024年已连续三年核准10台+。考虑2024年新核准，核电运营商确定性成长再提速。至2030年，中国核电/中国广核在运规模弹性87%/67%，2023-2030年装机容量CAGR9.3%/7.6%。

双寡头稳定格局：中国核电/中国广核双寡头运营规模领先，格局稳固。

✓ 经营要素稳定，长久期资产盈利提升

收入由电量增长驱动，电价稳定。市场化交易电量比例提升趋势下，核电电价依然有支撑。毛利率/净利率稳定。

折旧：单项成本占比最高（30-40%），投资成本下降&运营出折旧期，成本优化盈利提升。

财务费用：费用优化，财务费用率已看到下降趋势。

燃料成本：长协锁定价格，核燃料成本总体稳定。

✓ 不一样的观点之一：项目进入投运期，ROE即将进入上行通道

2023年中国核电、中国广核ROE分别为12%/9%，普遍低于单个成熟项目（ROE维持20%+），主要系资本开支期上市公司利润率与资产周转率低于单个项目。资本开支增速放缓，装机容量在加速增长，ROE进入上行通道，**我们预计2027年有望看到ROE提升。**

✓ 不一样的观点之二：自由现金流转正，分红比例提升价值彰显

我们预计2027-2029年核电行业达到资本开支顶峰并维持稳定，自由现金流逐渐向好。随着资本开支逐步见顶，自由现金流持续转好，核电公司分红比例有望继续提升。**我们预计最快2028年有望看到自由现金流转正。**

✓ **投资建议：**重点推荐核电运营商双寡头【中国广核/华中广核电力】和【中国核电】。

✓ **风险提示：**电价

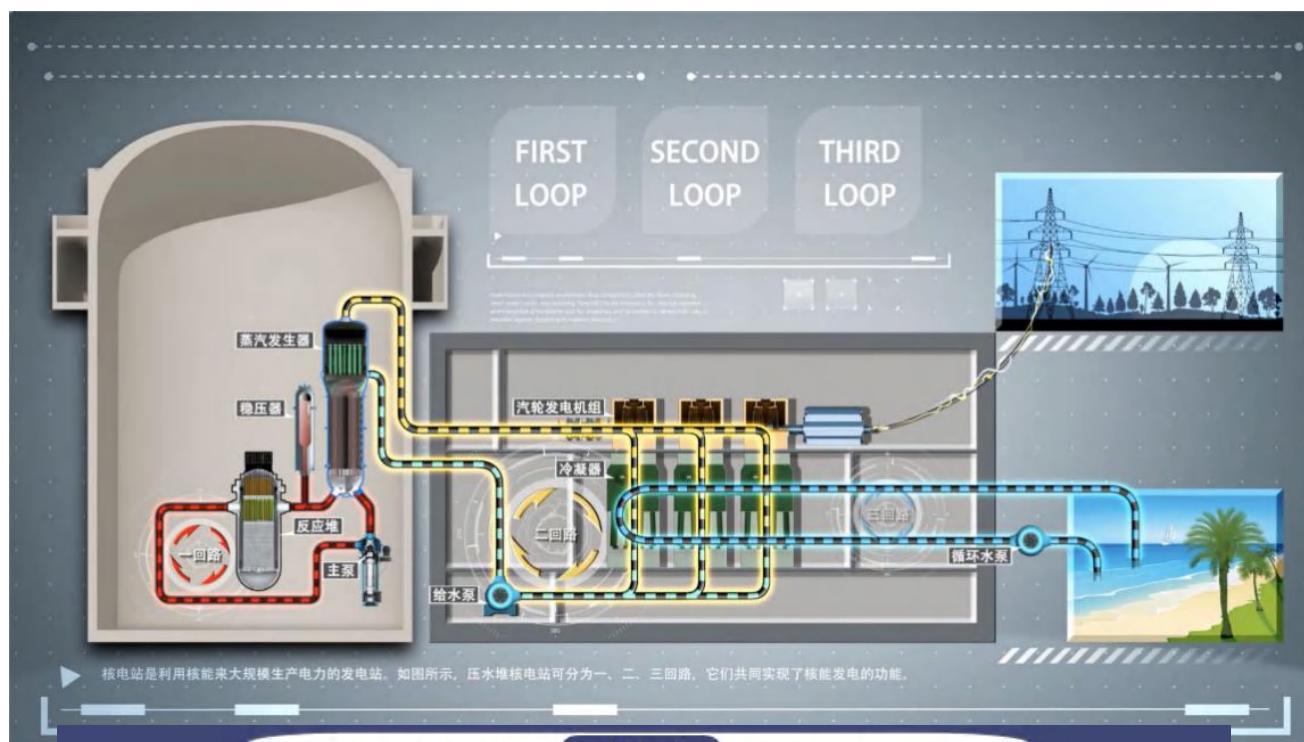


- 未来能源享确定性成长，竞争格局稳定
- 经营要素稳定，长久期资产盈利提升
- 资本开支即将见顶，ROE进入上行通道
- 自由现金流转正，分红潜力释放
- 投资建议与风险提示

核电高效利用原子能转化电能

- ✓ 核电利用铀核裂变所释放出的热能进行发电。在核裂变过程中，中子撞击铀原子核，发生受控的链式反应，产生热能，生成蒸汽，从而推动汽轮机运转，产生电力。
- ✓ 核电站由核岛和常规岛组成。核岛中的大型设备主要包括蒸发器、稳压器、主泵等，是核电站的核心装置；常规岛主要包括汽轮机组及二回路其他辅助系统，与常规火电厂类似。

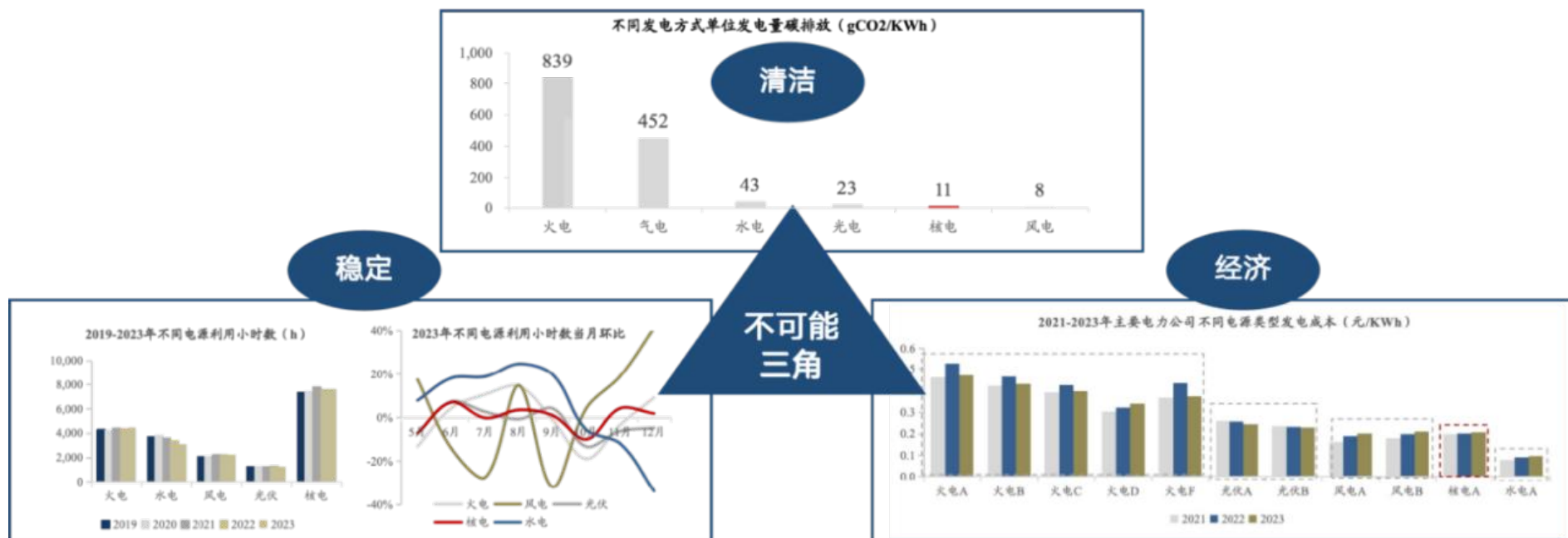
图：核电站的主要组成部分（包括核岛及常规岛）



核电是新型电力系统的基荷能源

- ✓ 新型电力系统转型面临能源“不可能三角”，核电成为基荷电源。能源结构转型过程中，需要直面挑战能源行业“安全稳定”、“清洁低碳”、“经济可行”的不可能三角。核电**稳定性高**（不受燃料、季节、气候等因素影响，能以额定功率长期稳定运行）、**足够清洁**（度电碳排放与风光同一水平）、**发电成本低且稳定**（度电上网成本仅高于水电）。核电有望接力火电，成为发电主力电源。

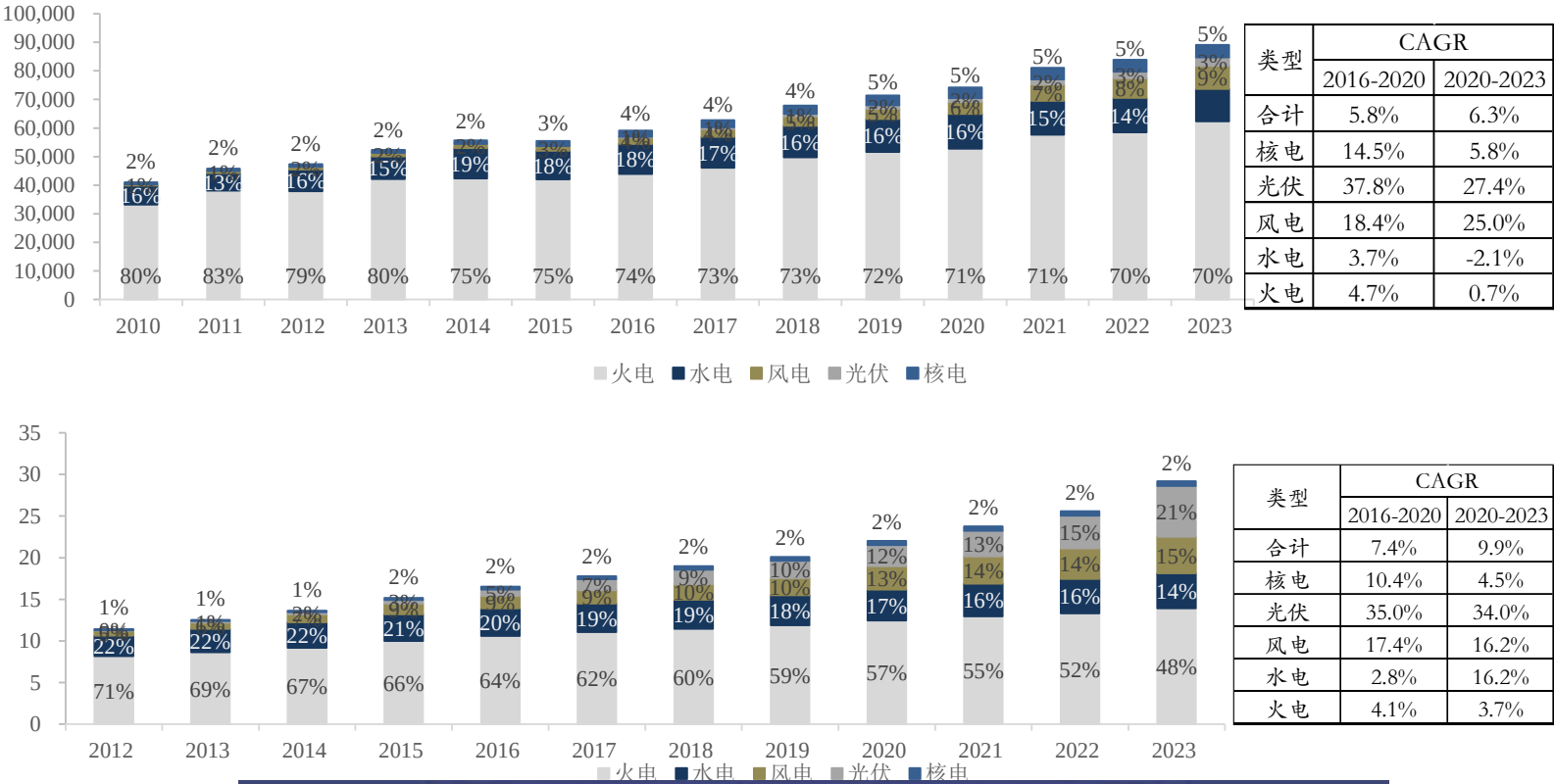
图：核电较好满足清洁+稳定+经济的要求



核电装机占比1.9%/发电量占比4.9%

✓ 核电装机逐步加速，空间广阔。截至2023/12/31，中国运行核电机组共55台（不含中国台湾地区），中国核电装机规模达到0.57GW，占比仅1.9%，2023年中国核电发电量4333亿千瓦时，占比约4.9%。

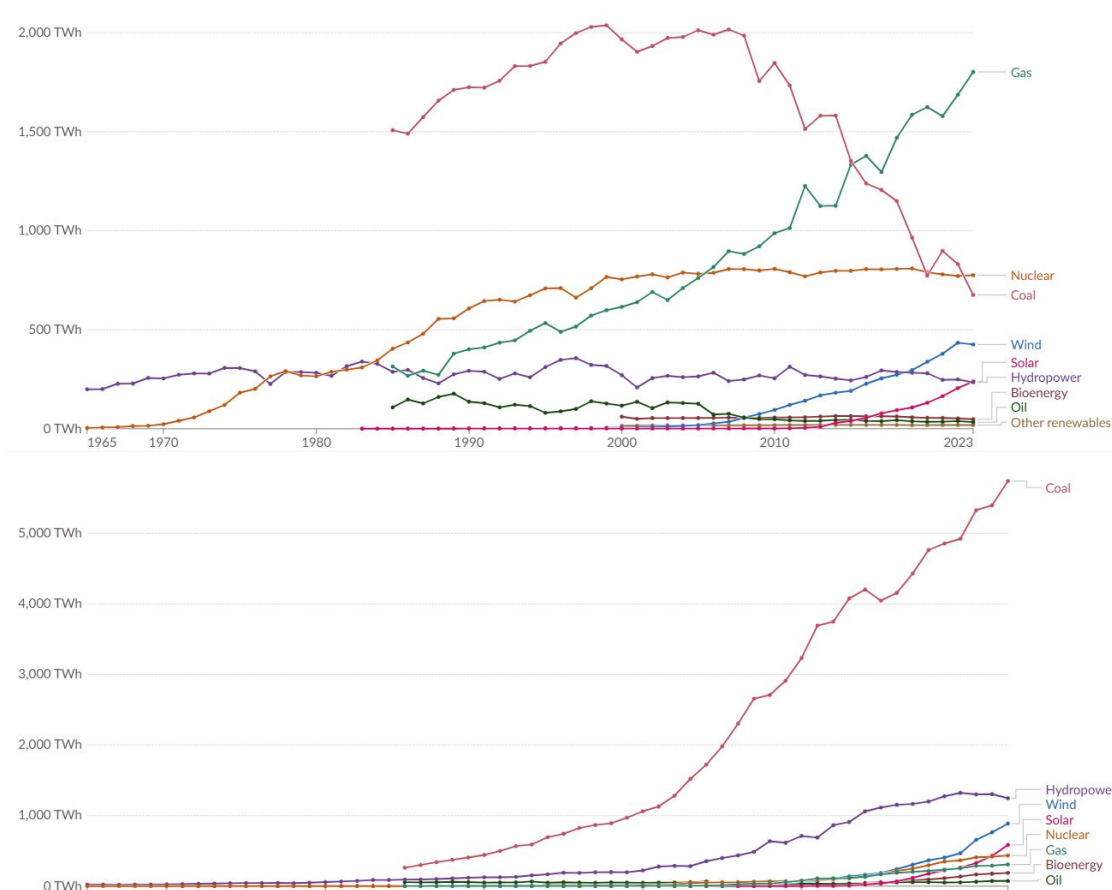
图：2010-2023年中国电源发电量结构与累计装机结构



美国核能发电多年维稳，中国核电发展空间广阔

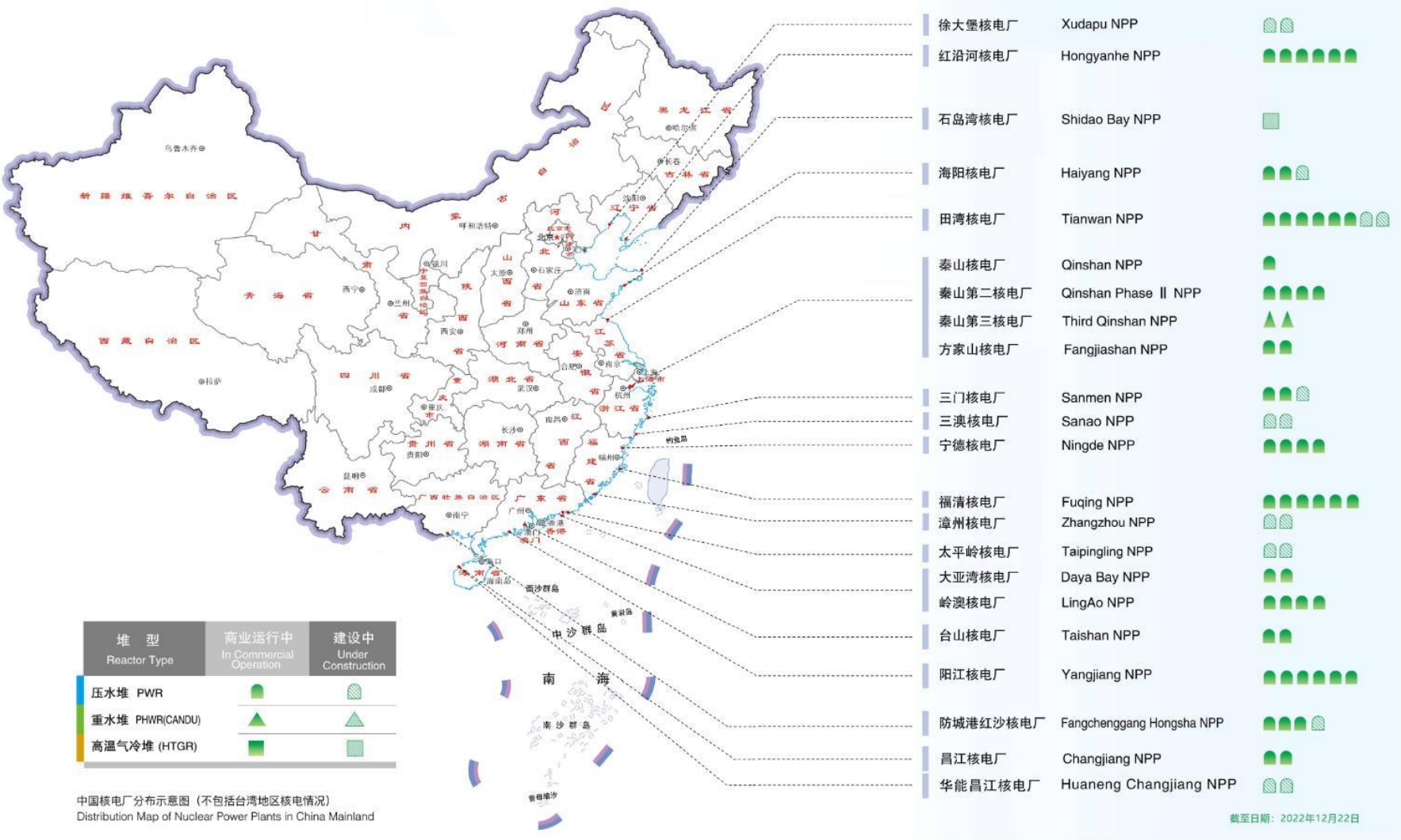
- ✓ 美国是世界上最大的核能发电国，约占全球核能发电量的30%。过去二十年中，美国核能发电呈现出稳定状态，占美国总发电量约20%，每年保持8000小时以上的高利用小时数。

图：中国 vs 美国按电源划分的历史发电量 (TWh)



未来能源享确定性成长，竞争格局稳定

图：中国核电厂分布示意图（截至2022年12月22日）



核电常态化核准保障确定性成长，行业即将进入投产加速期

- ✓ **核电进入常态化审批。**2019年核电核准复苏，2021年政府工作报告提到“确保安全前提下积极有序发展核电”，这是近十年来政府工作报告首次用“积极”描述核电发展。2022年9月，中国核能行业协会发布《中国核能发展与展望（2022）》，预计“十四五”期间，我国将保持每年6-8台核电机组的核准开工节奏。
- ✓ **2022-2024连续3年核准10台及以上，“安全积极有序积极发展核电”趋势确定。**2023年12月29日国常会决定核准广东太平岭与浙江金七门核电共4台机组。这是继2023年7月石头岛、宁德、徐大堡合计6台机组核准后，2023年内第二次核准核电项目。2024年8月，核电行业再获11台（含1台四代核电）核准。2022年以来已连续三年核准10台以上，核准提速+四代核电推进。

图：2008-2024年中国核电核准机组数量



核电常态化核准保障确定性成长，行业即将进入投产加速期

✓ “十五五”期间，中国核电预计仍维持常态化核准。参考《中国核能发展与展望（2022）》，2030年、2035年中国核电发电量占比分别可达8%、10%，在合理的利用小时数假设背景下，2030、2035年中国核电装机规模分别达到125GW/180GW，按照单台核电机组装机容量120万千瓦，5年建设6年并网假设，预计“十五五”中国平均每年核准核电机组仍需要维持8台以上。

图：中国核电发电量与装机规模预测

项目	2023A		2030E		2035E
全社会用电量 (万亿千瓦时)	9.2		11.7		13.5
同比增速	6.7%	2023-2030CAGR=3.5%		2030-2035CAGR=3%	
核电发电量占比	5%		8%		10%
核电发电量(亿千瓦时)	4333		9360		13500
核电装机规模(GW)	56.91		124.80		180.00
利用小时数(h)	7613		7500		7500
在运台数	55		112		158

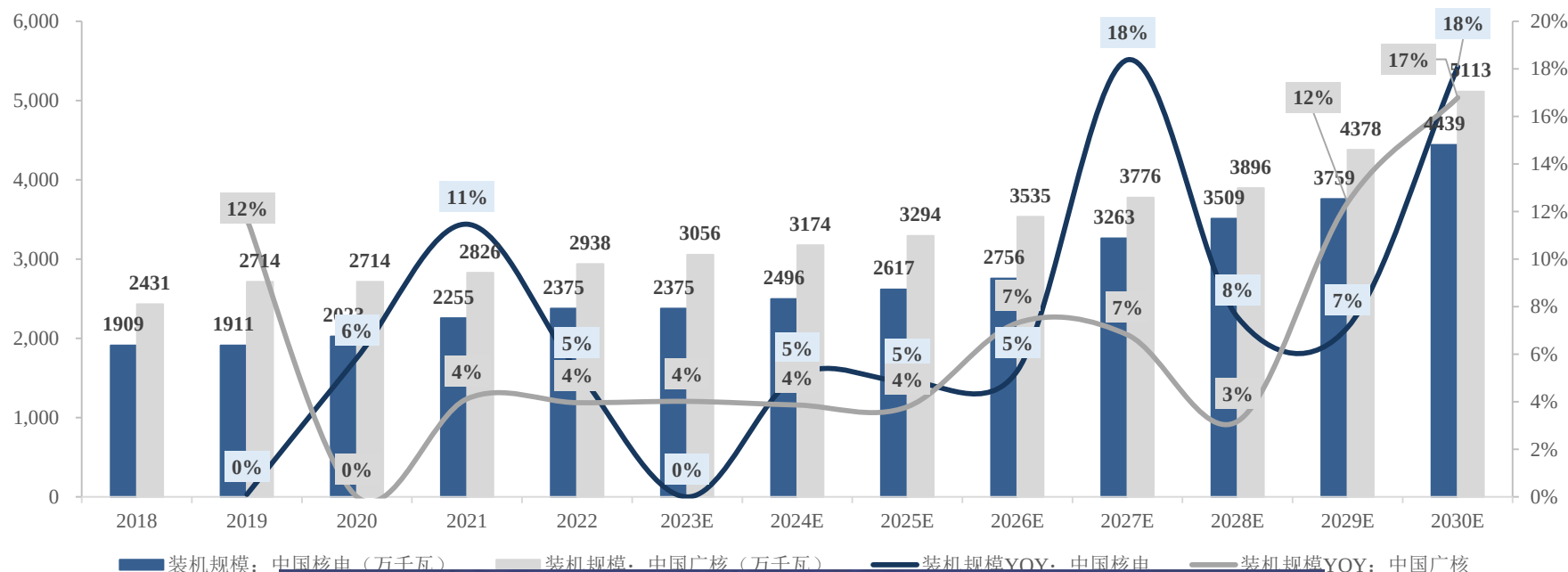
核电常态化核准保障确定性成长，行业即将进入投产加速期

✓ 2024年行业再获11台新机组核准，运营商成长再提升。考虑2024年核准项目都于2030年并网：

1) **中国核电**至2030年核电装机容量从4132万千瓦提升至4439万千瓦，2030年较2023年装机弹性将从74%提升至87%，2023-2030年装机容量CAGR将从8.2%提升至9.3%。

2) **中国广核**至2030年核电装机容量（含联营）从4378万千瓦提升至5113万千瓦，装机容量（不含联营）从3465万千瓦提升至4200万千瓦，2030年较2023年装机容量（含联营）弹性将从43%提升至67%，2023-2030年装机容量（含联营）CAGR将从5.3%提升至7.6%。

图：2018-2030年中国核电、中国广核装机规模及装机规模预测



技术成长显著，四代核电技术突破开辟新纪元

✓ 我国在核电技术的发展上取得显著进步，具备国际市场竞争力。目前在第三代核电技术领域，已经开发出如CAP1000、华龙一号等具有完全自主知识产权的技术，在全球核电市场中扮演了越来越重要的角色。其中，华龙一号是中国自主研发的第三代压水堆核电技术，融合了中核和中广核的技术优势，不仅具备高安全性和高效能，还增强了经济性和适应性。目前已出口至巴基斯坦，提升了中国核电的国际影响力。

图：各国成熟核电机组技术对比

特性	AP1000	VVER-1200	EPR	CAP1000	ACPR1000	ACP1000	华龙一号	CAP1400
开发公司	美国西屋公司	俄罗斯原子能公司	法国法马通+西门子	国电投	中国广核集团	中核集团	中核集团+中广核集团	国电投
反应堆类型	压水堆	压水堆	压水堆	压水堆	压水堆	压水堆	压水堆	压水堆
技术代际	三代	二代+	三代	三代	三代	三代	三代	三代
电功率	1150 MWe	1200 MWe	1650 MWe	1250 MWe	1000 MWe	1000 MWe	1150 MWe	1400 MWe
核燃料装载量	157组	163组	241组	157组	157组	157组	177组	193组
安全特性	非能动安全系统	能动安全系统	能动安全系统	非能动安全系统	能动安全系统	非能动+能动安全系统	非能动+能动安全系统	非能动安全系统
开发时间	2000年代初	2010年代	1990年代末	2007年	2000年代初	2010年代初	2010年代初	2010年代初
主要市场	美国、中国	俄罗斯、东欧、亚洲	欧洲、亚洲、中东	中国	中国	中国、海外	中国、巴基斯坦	中国、海外
技术特色	非能动安全设计	成熟技术，稳定性高	大容量，设计复杂	基于AP1000改进	基于CPR1000基础，CPR1000基于法国M310	自主研发改进	综合ACP1000和ACPR1000	基于AP1000改进
最新进展	三门、海阳	田湾	台山	海阳、三门	阳江、红沿河	福清	福清、巴基斯坦卡拉奇	石岛湾（在建）

技术成长显著，四代核电技术突破开辟新纪元

- ✓ 四代核电主要包括六种堆型。国际核能界对核能应用的可持续性、经济性、安全性、可靠性和防止核扩散能力提出更高要求。2001年第四代核能系统国际论坛（Generation IV International Forum, GIF）成立并制定了第四代核能技术的发展目标，将气冷快堆、铅冷快堆、熔盐堆、钠冷快堆、超临界水冷堆、超高温气冷堆六种堆型作为未来研究重点。

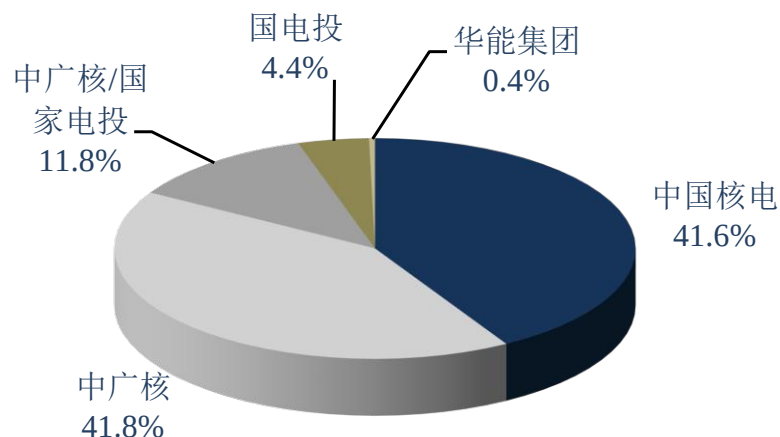
图：第四代核能技术六种主推堆型

技术路线	出口温度	燃料	冷却剂	燃料循环	装机容量（MWe）
气冷快堆系（GFR）	850℃	U-238+	氦气	闭合燃料循环	1200
铅冷快堆系（LFR）	480-570℃	U-238+	液态铅或铅铋	区域闭合燃料循环	20-180 300-1200 600-1000
熔盐反应堆（MSR）	750-1000℃	氧化铀棱柱颗粒	氟化盐	开放燃料循环（热堆） 闭合燃料循环（快堆）	1000-1500
钠冷快堆系（SFR）	500-550℃	U-238&MOX	钠	闭合燃料循环	50-150 600-1500
超临界水冷反应堆系统（SCWR）	510-625℃	氧化铀	水	开放燃料循环（热堆） 闭合燃料循环（快堆）	300-700 1000-1500
超高温反应堆系统（VHTR）	700-1000℃	氧化铀棱柱或球形颗粒	氦气	开放燃料循环（热堆） 闭合燃料循环（快堆）	250-300

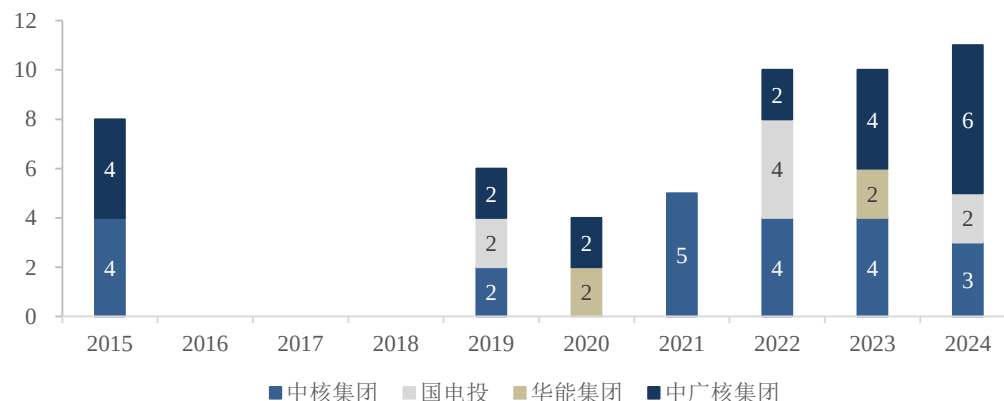
格局稳固，核电双寡头运营

- ✓ 核电运营双寡头格局，新核准项目较为平均。目前中国具有大型核电站业主身份的只有四家公司，分别是中核集团、中广核集团、国电投集团以及华能集团。存量项目运营来看，中核集团、中广核集团双寡头运营规模领先。新核准项目获取来看，中核集团与中广核集团较为平均，领先于国电投与华能集团。

图：中国在运核电机组装机容量占比（截至2023/12/31）



图：2015-2024年新核准核电机组梳理（单位：台）



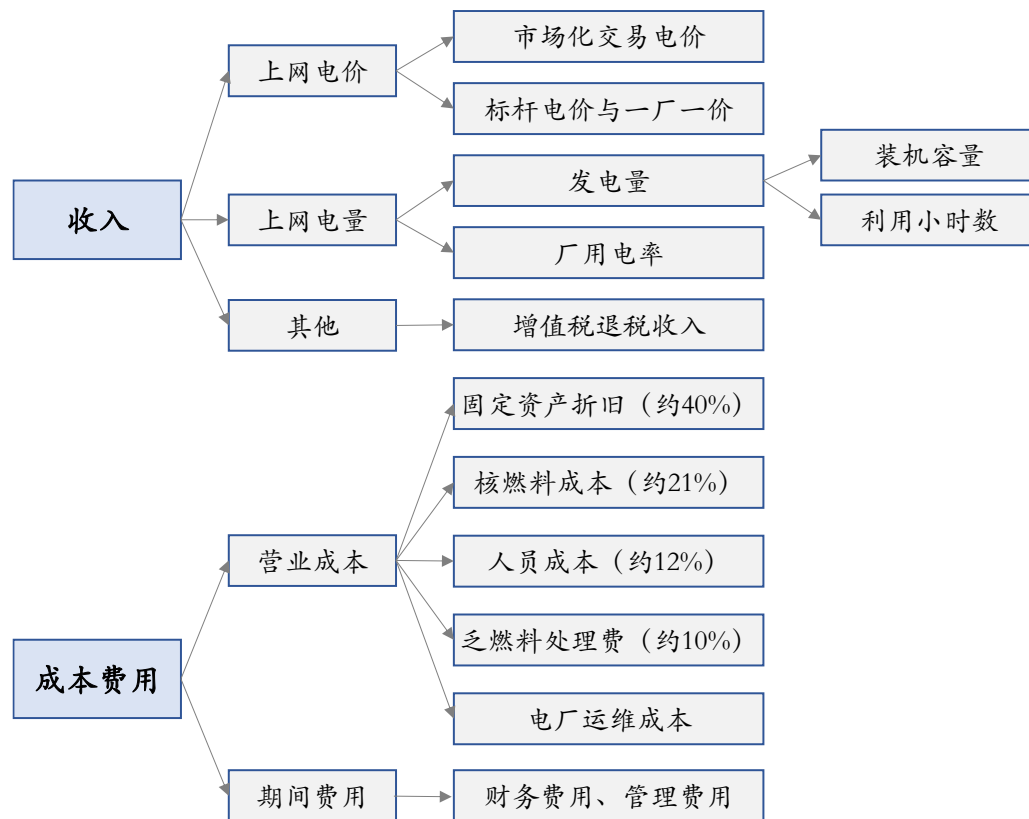


- 未来能源享确定性成长，竞争格局稳定
- 经营要素稳定，长久期资产盈利提升
- 资本开支即将见顶，ROE进入上行通道
- 自由现金流转正，分红潜力释放
- 投资建议与风险提示

优质长久期资产，经营要素稳定

- ✓ 核电前期开发周期长，投资重，项目建成并网发电经营稳定盈利优异。核电项目建设期通常为5年，运营期随技术进步有所延长，二代核电机组设计寿命40年，三代机组设计寿命60年。海外核电核电站的延寿已成为常见做法，部分已二次延寿至80年。2021年，中国核电最早的二代核电秦山一核1号CP300机组成功延寿，运营寿命从30年延至50年。在满足法规、安全性、经济性的要求下，核电资产长期运营。
- ✓ 核电收入利润稳定。从生产经营要素来看，电量端鼓励应发尽发，高利用小时数保障上网电量，电价端市场化与标杆电价（部分项目一厂一价）并行，综合上网电价有支撑，成本端折旧占比高，折旧期满利润释放，核燃料成本通过长协锁定整体稳定。

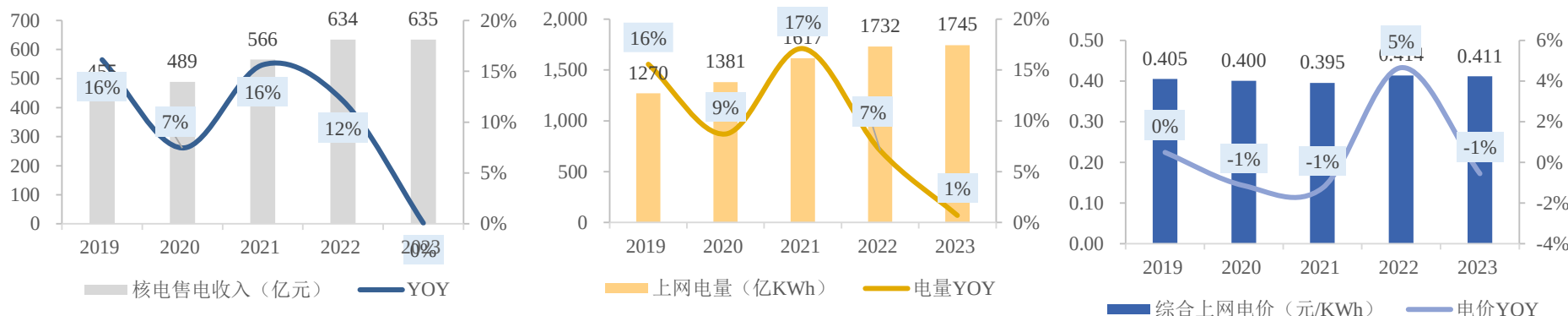
图：核电项目收入、成本、费用要素构成



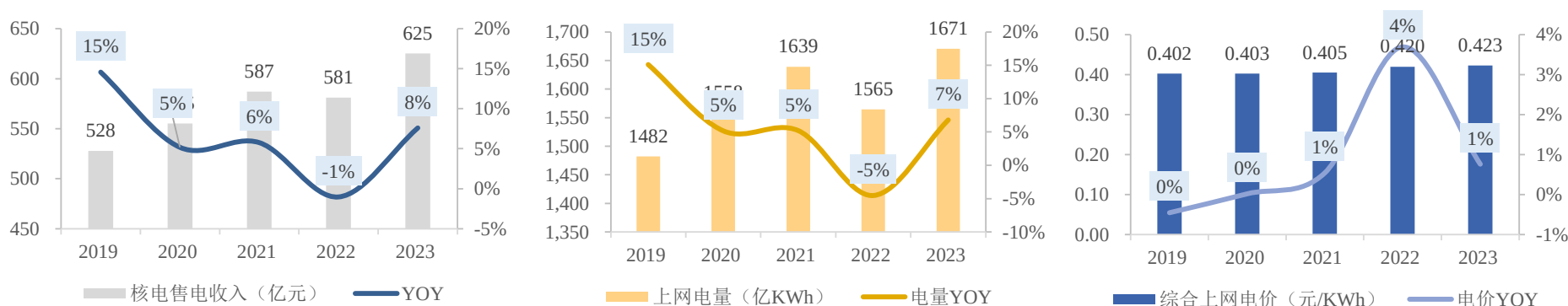
核电运营商收入增长主要由电量驱动，电价稳定

- ✓ 梳理2019-2023年中国核电、中国广核两大寡头核电运营商收入数据可以发现，2019-2023年核电售电收入稳定提升，且收入增速整体与上网电量增速基本同步。核电平均上网电价由保障部分的核准机组定价与市场化交易部分的市场竞价组成，2019-2023年综合电价稳步提升。

图：2019-2023年中国核电核电售电收入拆分



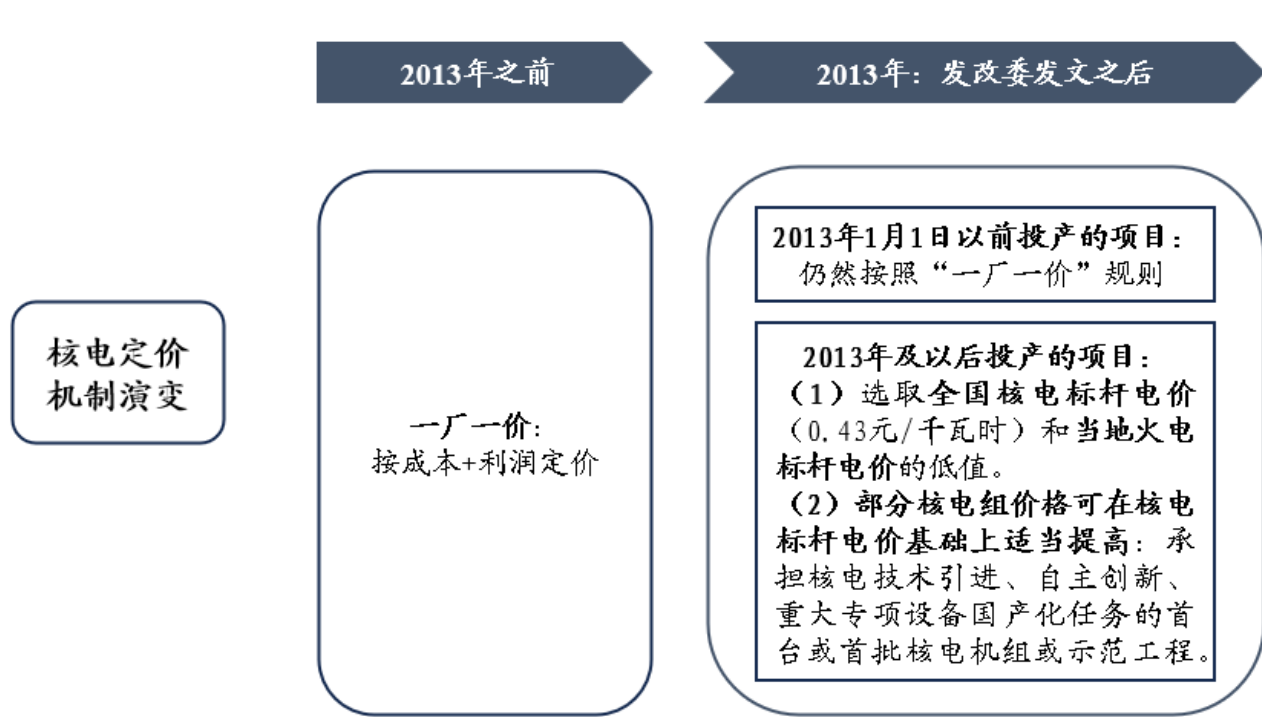
图：2019-2023年中国广核核电售电收入拆分



市场化交易比例提升，核电电价有支撑

- ✓ 核电上网电价定价机制可分为两个阶段。1) 2013年以前：一厂一价，按成本+利润定价；2) 2013年以后：对新投产项目实行核电标杆（0.43/千瓦时）与燃煤标杆电价孰低政策，但2013年以前项目按照原有规则。承担核电技术引进、自主创新、重大专项设备国产化任务的首台或首批核电机组或示范工程可在核电标杆电价基础上适当提高。

图：中国核电定价机制演变



市场化交易比例提升，核电电价有支撑

- ✓ 核电应发尽发，政策保障消纳。2016年国家能源局明确核电优先上网，属于一类优先，保障电量消纳，此后政策持续出台将核电机组发电量纳入优先发电计划，核电基本在应发尽发状态。核电消纳具有政策性强支撑。

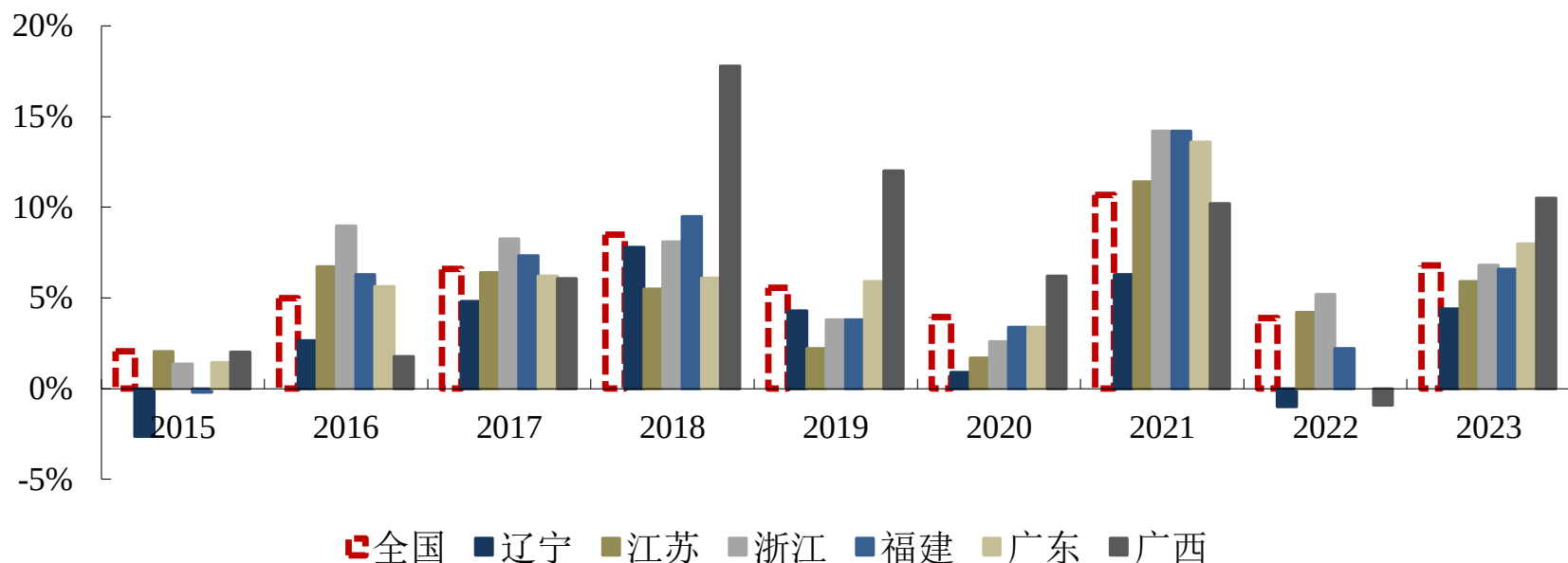
图：核电优先消纳相关政策

政策名称	发布时间	主要内容
保障核电安全消纳暂行办法	2017 年 2 月	核电保障性消纳应遵循“确保安全、优先上网、保障电量、平衡利益”的基本原则，按一类优先保障顺序安排核电机组发电。
关于有序放开发用电计划的通知	2017 年 3 月	新核准的水电、核电等机组除根据相关政策安排一定优先发电计划外，应积极参与电力市场交易，由市场形成价格。国家规划内的既有大型水电、核电、风电、太阳能发电等清洁能源发电，以及网对网送受清洁能源的地方政府协议，通过优先发电计划予以重点保障。
关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知	2019 年 6 月	核电机组发电量纳入优先发电计划，按照优先发电优先购电计划管理有关工作要求做好保障消纳工作。鼓励经营性电力用户与核电、水电、风电、太阳能发电等清洁能源开展市场化交易，消纳计划外赠送清洁能源电量。

市场化交易比例提升，核电电价有支撑

- ✓ 沿海布局，用电需求旺盛。中国核电、中国广核在运在建机组覆盖区域主要包括江苏（中国核电）、广东（中国广核）、广西（中国广核）、浙江（中国核电、中国广核）、福建（中国核电、中国广核）、辽宁（中国核电、中国广核）。核电项目布局沿海省份，区域用电需求旺盛，进一步支撑核电消纳。

图：2013-2023核电项目所在主要区域用电量同比增速



市场化交易比例提升，核电电价有支撑

- ✓ 鼓励核电参与市场化，市场化比例持续提升。除去保障性电量按照核电机组核准电价上网，部分核电电量通过上网竞价模式消纳。机组所在省《电力市场化交易方案》会划定当年的交易量或交易比例的方式，以此确定核电市场化交易量。
- ✓ 核电综合上网电价有支撑。2019年以来，缺电、高燃料成本等多重因素推动火电电价上行，核电参与市场化交易电量有部分受益。2024年江苏核电市场化交易结果进行测算，江苏核电参与市场化电量比例从2023年的45%提升至2024年的55%，市场化电价相较于2023年有所下降，但仍高于核准电价，江苏项目综合上网电价预计持平。

图：2019-2023核电市场化交易比例及江苏核电市场化交易方案对比测算



项目	2023年	2024年
电量		
上网电量（亿度）	488	488
其中：田湾1、2#	161	161
田湾3、4、5、6#	327	327
市场化电量（亿度）	220	270
其中：田湾1、2#	73	89
田湾3、4、5、6#	147	181
电价		
核准电价（元/度）		
其中：田湾1、2#	0.439	0.439
田湾3、4、5、6#	0.391	0.391
市场化电价（元/度）	0.462	0.446
较基准上浮	18.1%	14.2%
综合电价	0.432	0.429
综合电价变动	0.000	-0.003
综合电价变动(%)		-0.64%

市场化交易比例提升，核电电价有支撑

图：2019-2024年不同省份的市场化交易方案

省份/年份	2019	2020	2021	2022	2023	2024
浙江	-	秦山一期、二期（1、2机）、二期（3、4机）、三期、方家山、三门核电参与普通直接交易比例为50%、50%、50%、40%、50%和0，享有优先发电权。	秦山二期（1、2机）、二期（3、4机）、三期、方家山、三门核电参与普通直接交易比例为50%、50%、40%、50%和0，享有优先发电权。	秦山一期全年市场化比例50%，三门核电占10%，秦山二期、三期、方家山核电分别占送浙落地电量的50%、40%和50%。	秦山一期全年市场化比例50%，三门核电占10%，中核集团秦山核电公司（二期、三期、方家山）等省外来电市场化交易电量参照2022年实际比例执行。	秦山核电（一期）、三门核电的优先发电电量用于保障居民、农业用电价格不变。秦山核电（二期、三期、方家山）用于平衡电网代理购电和兜底售电用户需求。
江苏	-	核电全年市场交易电量不低于120亿千瓦时。	核电全年交易电量不低于180亿千瓦时，其中年度交易电量不超140亿千瓦时。	核电年度交易电量不低于160亿千瓦时。	核电全年市场交易电量不低于220亿千瓦时（1-2机组不低于20亿千瓦时），其中年度交易电量不低于180亿千瓦时。	核电全年市场交易电量270亿千瓦左右，1-2机组不低于70亿千瓦时。
福建	核电全年市场电量暂按200亿千瓦左右。	核电全年市场电量暂按220亿千瓦左右。	核电全年市场电量暂按275亿千瓦时。	核电全部上网电量（除华龙一号）参与市场交易，华龙一号机组用于优先购电外的电量参与市场交易。	核电全部上网电量（除华龙一号）参与市场交易，约620亿千瓦时。	约640亿千瓦时，预计参与清洁能源挂牌交易300亿千瓦时，参与双边协商交易70亿千瓦时。
广东	-	-	岭澳核电2号机组8亿千瓦时、阳江核电2号机组12亿千瓦时市场化电量上限。	岭澳核电、岭东核电和阳江核电共计10台机组共安排不超过112.93亿千瓦时电量参与市场交易。	岭澳、阳江核电年度市场化电量约195亿千瓦时，其中中长期电量应不低于90%。	岭澳、阳江核电年度市场化电量约195亿千瓦时。
广西	核电年度长协交易规模55亿千瓦时。	-	-	防城港1号、2号机组全部上网电量参与电力市场交易。	核电发电企业全电量进入市场，交易规模160亿千瓦时。	红沙核电1、2、3号机组全电量进入市场，4号机组暂不入市。
辽宁	-	核电预计上网电量315亿千瓦时，基数上网电量145亿千瓦时。市场化中电供暖交易电量6亿千瓦时，外送电量不少于2019年。	辽宁红沿河核电预计上网电量363亿千瓦时(含调试电量)，基数上网电量155亿千瓦时(不含调试电量)，其余参与市场化交易。	-	-	优先发电以外的上网电量，全部上网电量参与市场交易。电供暖交易电量6-7亿千瓦时。

市场化交易比例提升，核电电价有支撑

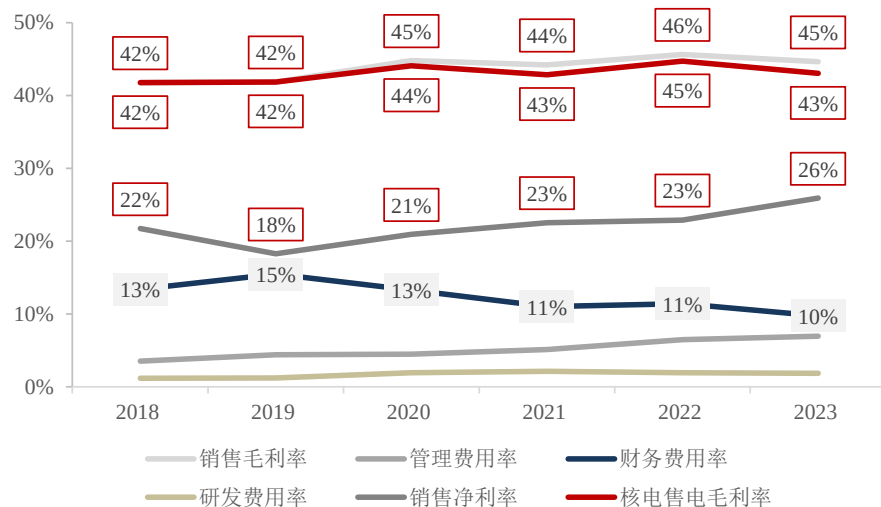
图：核电各项目核准电价与区域燃煤基准电价

省份	核电机组	核准定价 (元/KWh)	燃煤基准电价 (元/KWh)	核准相比 燃煤基准	基准价上浮20% 后较核准电价 (元/KWh)	基准价下浮20% 后较核准电价 (元/KWh)
浙江	泰山一核	0.406	0.415	-2%	0.093	-0.073
	方家山核电	0.415		0%	0.083	-0.083
	泰山二核1/2#	0.400		-4%	0.099	-0.068
	泰山二核3/4#	0.415		0%	0.083	-0.083
	泰山三核	0.448		8%	0.050	-0.116
	三门核电	0.420		1%	0.078	-0.088
	平均			1%	0.081	-0.085
江苏	田湾1/2#	0.439	0.391	12%	0.030	-0.126
	田湾3/4/5/6#	0.391		0%	0.078	-0.078
	平均			6%	0.054	-0.102
福建	福清1#	0.415	0.393	6%	0.057	-0.101
	福清2#	0.392		0%	0.080	-0.077
	福清3#	0.359		-9%	0.113	-0.044
	福清4#	0.378		-4%	0.094	-0.063
	福清5/6#	0.393		0%	0.079	-0.079
	宁德1/2#	0.415		6%	0.057	-0.101
	宁德3#	0.392		0%	0.080	-0.077
	宁德4#	0.359		-9%	0.113	-0.044
	平均			-1%	0.084	-0.073
广东	大亚湾1/2#	0.406	0.453	-10%	0.138	-0.043
	岭澳1/2#	0.414		-9%	0.129	-0.052
	岭东1/2#	0.415		-8%	0.128	-0.053
	阳江1-6#	0.415		-8%	0.128	-0.053
	台山1/2#	0.435		-4%	0.109	-0.073
	平均			-8%	0.127	-0.055
广西	防城港1/2#	0.406	0.421	-3%	0.099	-0.434
辽宁	红沿河1-4#	0.382	0.375	2%	0.068	-0.082
	红沿河5/6#	0.375		0%	0.075	-0.075

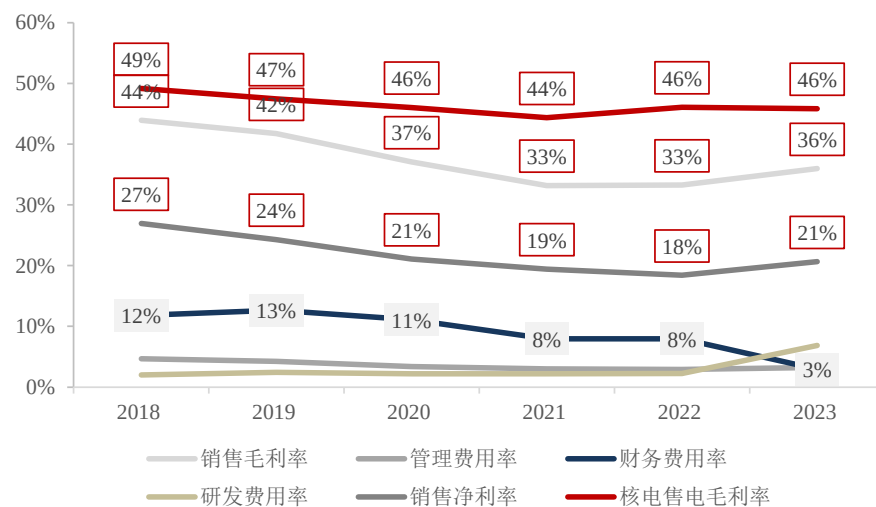
运营毛利&净利稳定，关注折旧、财务费用、燃料成本

- ✓ 利润率提升，单位盈利稳定。梳理2018-2023年，中国核电与中国广核利润率与费用率情况，我们发现：1) 2018年以来中国核电、中国广核核电收入毛利率整体稳定，中国核电销售毛利率高于中国广核，主要系中国广核收入中所含建设安装和设计服务等其他非售电业务毛利率低，拉低整体毛利率所致。2) 财务费用是中国核电与中国广核期间费用的主要构成。2018年以来，两家公司财务费用率持续下降。3) 中国核电净利率持续提升，中国广核略有下降，我们预计主要系收入结构和部分机组大修影响利用小时数所致。

图：2018-2023中国核电利润率、费用率情况



图：2018-2023中国广核利润率、费用率情况



关注折旧、财务费用、燃料成本等核心关键因素

✓ 通过对比梳理2018年以来，中国核电、中国广核成本费用数据。我们认为核心需要关注：1) 折旧：单项成本占比最高，投资成本下降&运营出折旧期，成本优化盈利提升。折旧于营业成本中占比在30%-40%。一方面核电建设、设备制造持续降本带动投资成本下降。另一方面，二代核电、三代核电运营期40年、60年，根据相关公司投资者交流活动公告，二代核电、三代核电综合折旧期分别约为25年、35年，折旧期满利润释放。2) 财务费用：费用优化，财务费用率已看到下降趋势。核电项目长期借款通常为15年，还本付息完成盈利释放。3) 燃料成本：长协锁定价格。核燃料成本总体保持稳定，公司通过签署长期协议锁定核燃料的采购价格。

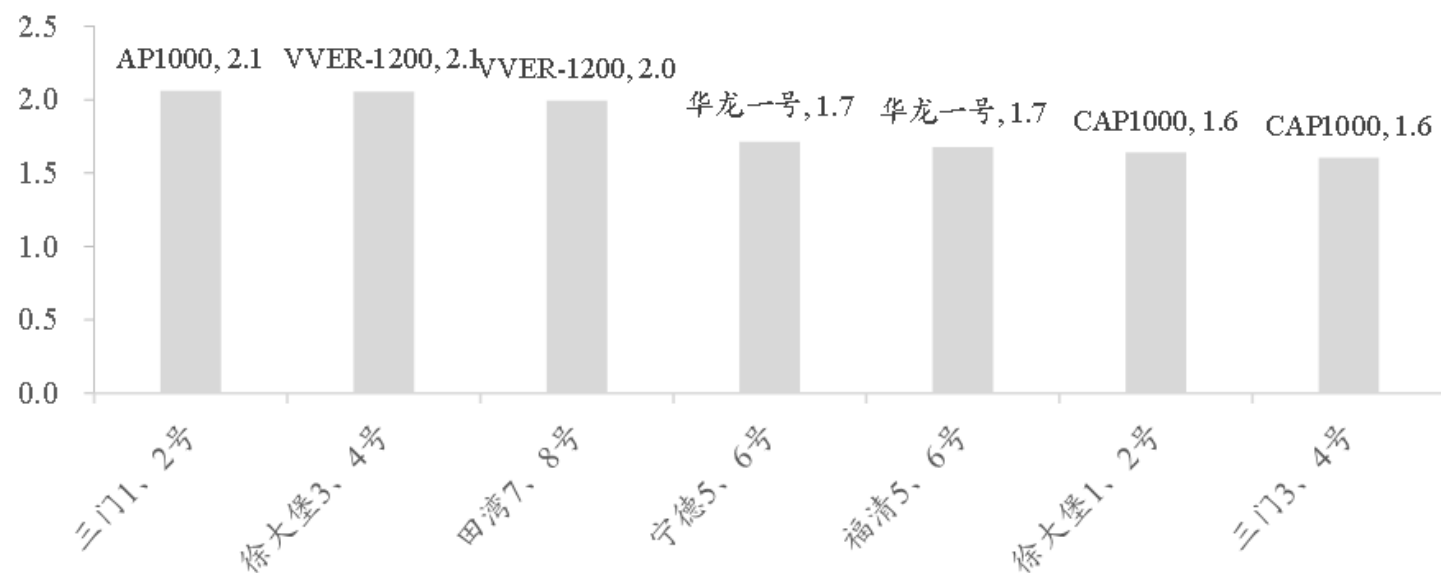
图：2018-2023年中国核电、中国广核收入利润分析

年份	2019		2020		2021		2022		2023	
项目（元/千瓦时）	中国核电	中国广核	中国核电	中国广核	中国核电	中国广核	中国核电	中国广核	中国核电	中国广核
综合上网电价（不含税）	0.358	0.356	0.354	0.356	0.35	0.358	0.366	0.371	0.364	0.374
电价YOY	0.5%	-0.5%	-7.7%	0.0%	-1.3%	0.5%	4.70%	3.70%	-0.62%	0.8%
度电成本	0.208	0.187	0.198	0.192	0.200	0.199	0.202	0.200	0.2009	0.203
成本YOY	0.3%	2.9%	-4.9%	2.7%	0.9%	3.7%	7.30%	0.40%	-0.56%	1.2%
其中：折旧及摊销	0.083	0.063	0.077	0.062	0.078	0.065	0.078	0.059	0.0756	0.063
占比	40%	33%	39%	32%	39%	32%	39%	30%	38%	31%
其中：燃料及其他材料成本	0.044	0.054	0.044	0.051	0.042	0.051	0.045	0.053	0.0473	0.0504
占比	21%	29%	22%	26%	21%	26%	22%	27%	24%	25%
其中：电厂运维、人员、乏燃料处置等	0.081	0.07	0.077	0.079	0.08	0.084	0.079	0.087	0.0779	0.0897
占比	39%	37%	39%	41%	40%	42%	39%	44%	39%	44%
度电毛利	0.15	0.169	0.156	0.164	0.15	0.159	0.164	0.171	0.162	0.172
毛利YOY	0.7%	-4.0%	4.7%	-2.9%	-4.0%	-3.2%	9.20%	7.80%	-1.05%	0.2%

投资成本下降&燃料成本可控，度电盈利稳定提升

- ✓ **折旧与财务费用：投资成本下降明显。**三代堆技术自主化程度提升，2021年华龙一号首堆福清5号机组设备国产化率已达到88%，核电机组国产化比例提升，能够避免高昂的进口设备费用，使工程造价进一步降低。核电机组批量化的建设过程中，生产技能的提高、管理经验的积累、供应链与生产设施的改善将使生产率提高。投资成本下降，驱动新建项目折旧摊销下降，盈利稳定提升。

图：三代堆单千瓦造价（万元/千瓦）



投资成本下降&燃料成本可控，度电盈利稳定提升

图：华龙一号与AP1000、EPR及二代加机型工程造价对比

工程或费用名称	华龙一号		AP1000		EPR		二代加	
	元/kW	比例 (%)	元/kW	比例 (%)	元/kW	比例 (%)	元/kW	比例 (%)
建筑工程费	2396	15.3	2730	14.8	2936	17.4	1646	13.8
设备购置费	6036	38.6	6801	36.9	5848	34.7	4672	39.3
安装工程费	1991	12.7	1356	7.4	1784	10.6	1469	12.3
工程其他费	2461	15.7	4240	23	3883	23.0	1941	16.3
2/3首炉核燃料费	632	4.1	636	3.4	668	4.0	542	4.6
基本预备费	795	5.1	566	3.1	401	2.4	380	3.2
扣减国内增值税	-916	-5.9	-767	-4.2	-248	-1.5	-534	-4.5
工程基础价	13395	85.6	15562	84.4	15272	90.6	10116	85.0
价差预备费	26	0.2	171	0.9	182	1.1	24	0.2
工程固定价	13421	85.8	15733	85.3	15454	91.7	10140	85.2
建设期贷款利息	2215	14.2	2705	14.7	1406	8.3	1755	14.8
工程建成价	15636	100	18438	100	16860	100	11895	100

投资成本下降&燃料成本可控，度电盈利稳定提升

- ✓ **折旧与财务费用：还本付息+折旧期满利润释放明显。**我们搭建二代核电、三代核电单项目模型，讨论核电项目全生命周期运营情况。其中，1) **还本付息期**：财务费用持续下降，同时受益税收优惠，项目盈利较好；2) **单折旧期**：还本付息完毕已无财务费用，同时受益税收优惠结束，项目盈利相较于还本付息期有所下降；3) **利润释放期**：折旧完毕项目利润完全释放，提升明显。

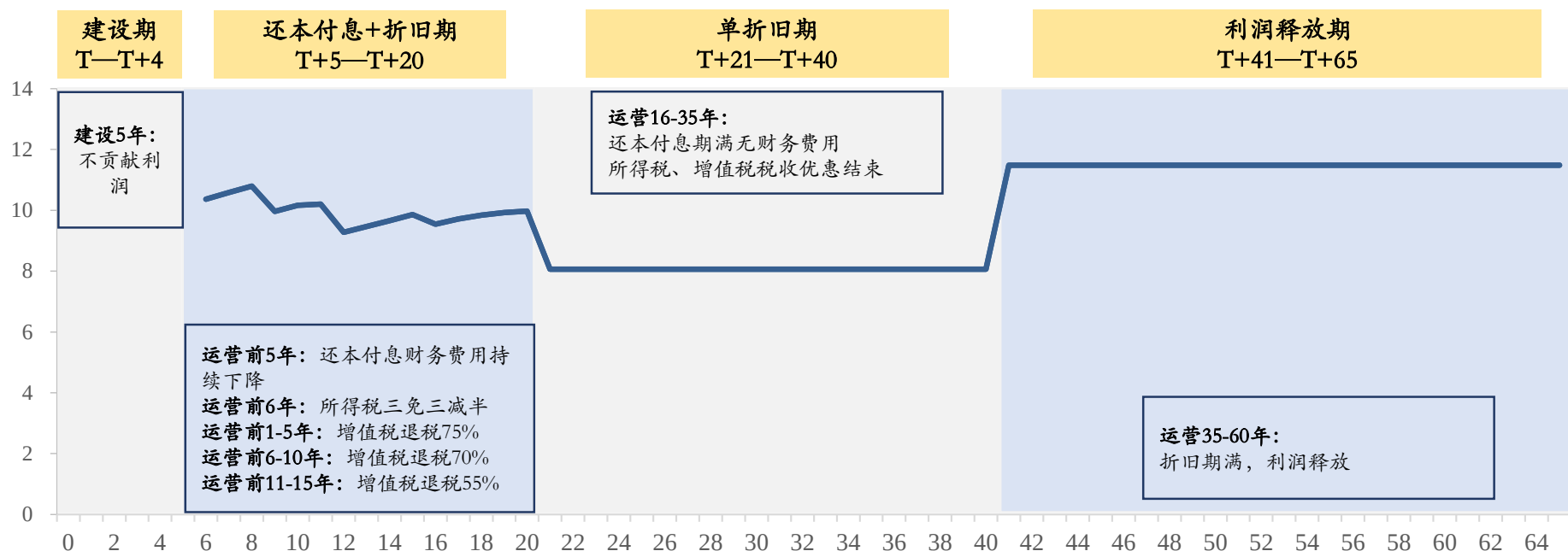
图：核电项目全生命周期不同阶段度电盈利测算

	二代机组	三代机组
建设运营期限假设		
建设期	5 年	5 年
运营期	40 年	60 年
还本付息期	1-15 年	1-15 年
单折旧期	16-25 年	16-35 年
利润释放期	26-40 年	36-60 年
平均度电毛利		
还本付息期	0.181	0.195
折旧期	0.150	0.163
利润释放期	0.213	0.226
平均度电净利		
还本付息期	0.134	0.137
折旧期	0.102	0.111
利润释放期	0.149	0.158

投资成本下降&燃料成本可控，度电盈利稳定提升

- ✓ **折旧与财务费用：还本付息+折旧期满利润释放明显。**我们搭建二代核电、三代核电单项目模型，讨论核电项目全生命周期运营情况。其中，1) **还本付息期**：财务费用持续下降，同时受益税收优惠，项目盈利较好；2) **单折旧期**：还本付息完毕已无财务费用，同时受益税收优惠结束，项目盈利相较于还本付息期有所下降；3) **利润释放期**：折旧完毕项目利润完全释放，提升明显。

图：三代核电（装机规模100万千瓦）全生命周期净利润测算



投资成本下降&燃料成本可控，度电盈利稳定提升

- ✓ **燃料成本：集团支持，长协锁定价格。**中国核燃料采购仅集中在少数实体，天然铀进口及贸易主要由中广核集团、中核集团、国家电投下属公司参与，商用铀转化及浓缩及核组件加工只由中核集团下属少数公司参与。1) 中国核电天然铀采购自母公司中核集团，采购模式为先购买天然铀，再委托加工成核燃料组件。为保障原料价格稳定，中国核电对整个核燃料供应链采取签订10年长协模式，本年度采购价格与之前一段时间内现货和长协的价格挂钩。2) 中国广核同样通过签署长期协议锁定核燃料的采购价格，核燃料采购成本天然铀占比约为49%，浓缩及转化占比约占33%，组件加工约占17%。

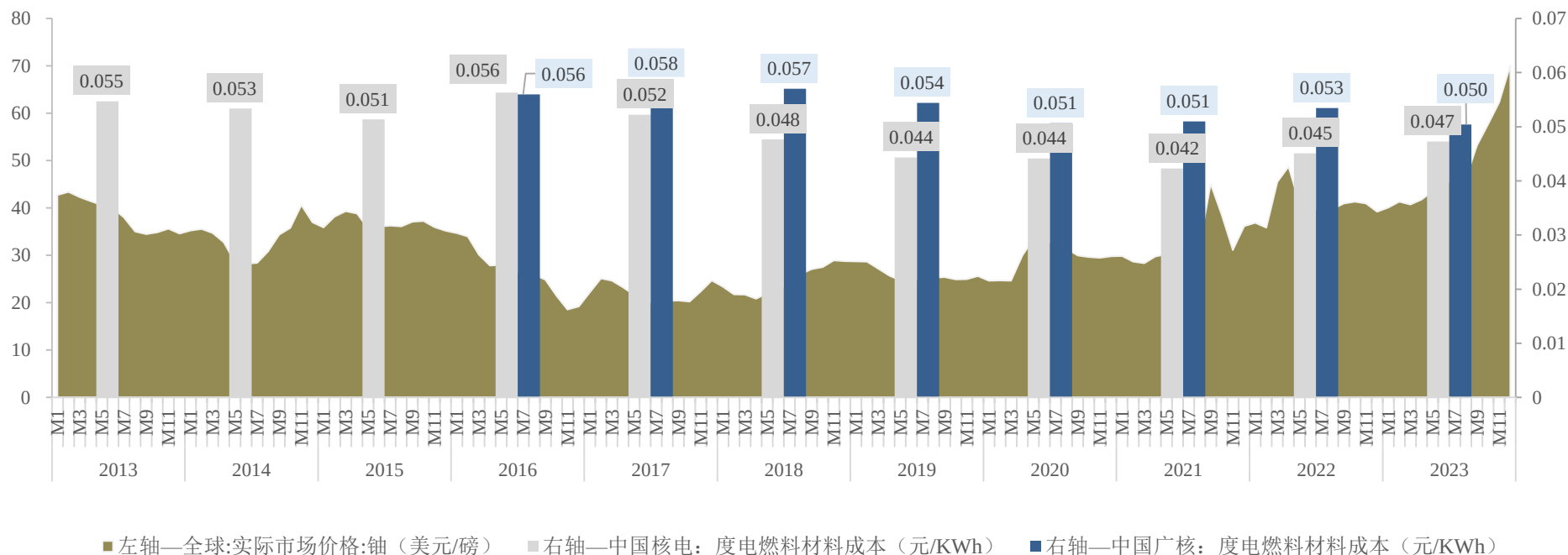
图：核燃料采购集中于少数实体

核燃料产业链环节	相关实体
获授经营许可及牌照从事天然铀进口及贸易并提供核相关服务的实体	中国广核集团下属铀业公司、中核集团下属原子能公司、国家电投下属国核铀业发展有限责任公司
获授权从事商用铀转化及浓缩业务以及核料组件加工服务的实体	中核集团下属的少数公司（包括原子能公司、中核建中、中核北方核燃料元件有限公司）

投资成本下降&燃料成本可控，度电盈利稳定提升

- ✓ 燃料成本：集团支持，长协锁定价格。2013年以来，中国核电、中国广核度电核燃料成本总体保持稳定。

图：2013-2023年全球天然铀实际市场价格以及中国核电、中国广核度电燃料成本





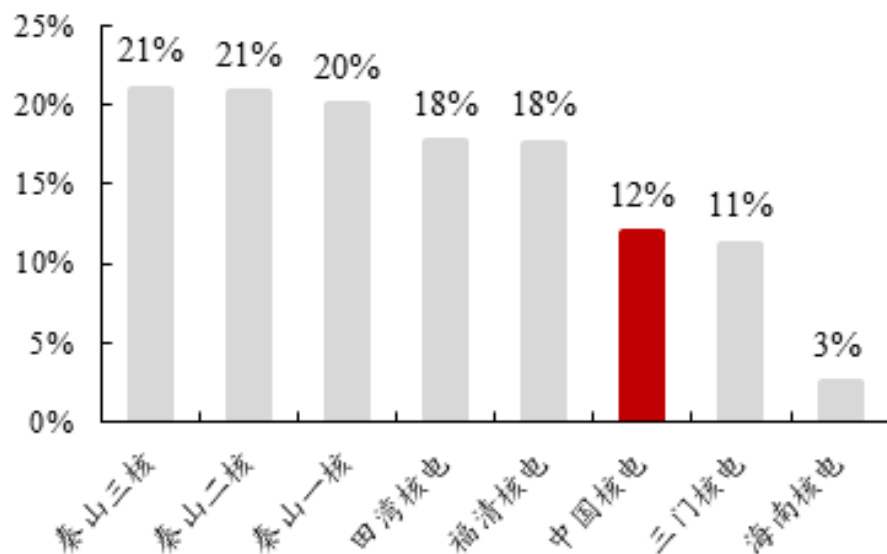
- 未来能源享确定性成长，竞争格局稳定
- 经营要素稳定，长久期资产盈利提升
- 资本开支即将见顶，ROE进入上行通道
- 自由现金流转正，分红潜力释放
- 投资建议与风险提示

资本开支即将见顶，ROE进入上行通道

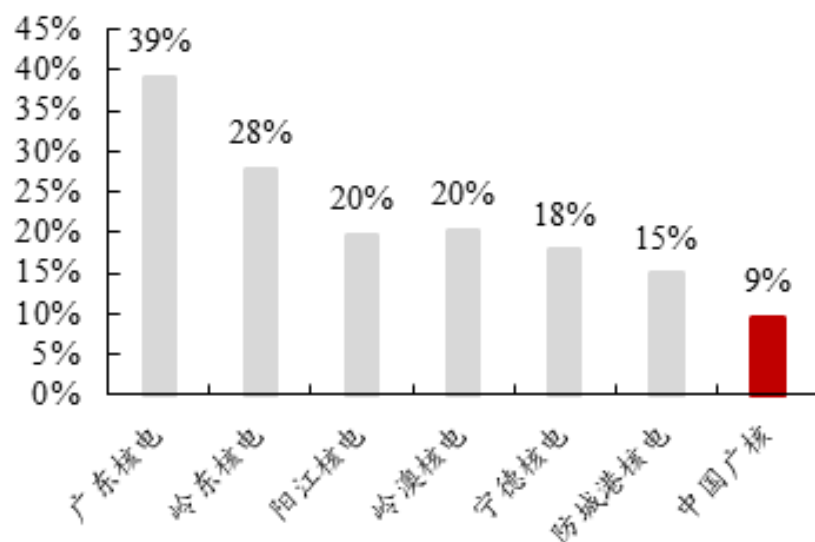
项目进入投运期，ROE进入提升通道

- ✓ 2023年中国核电、中国广核ROE分别为12%/9%，普遍低于单个项目公司。我们发现，1) 稳定项目ROE维持20%以上：成熟运营机组ROE可维持在20%以上；2) 机组投运并网带动ROE提升：在建工程转固爬坡迅速，转固次年迎来ROE从11%快速提升至20%以上。相较于成熟项目，上市公司仍处于资本开支期，利润率与资产周转率低于单个项目。考虑即将进入项目加速投运期，核电运营商ROE已经进入提升通道。

图：2023年中国核电、参控股子公司ROE情况梳理



图：2023年中国广核、参控股子公司ROE情况梳理



资本开支即将见顶，ROE进入上行通道

项目进入投运期，ROE进入提升通道

图：2020-2023年中国核电、中国广核与参控股核电项目子公司杜邦分析

	2020	2021	2022	2023		2020	2021	2022	2023
泰山一核ROE	17%	20%	19%	20%	广东核电ROE	43%	64%	35%	39%
销售净利率	20%	23%	22%	23%	销售净利率	52%	50%	43%	46%
资产周转率	0.25	0.28	0.30	0.32	资产周转率	0.54	0.53	0.53	0.54
权益乘数	3.38	3.07	2.90	2.68	权益乘数	1.52	2.40	1.56	1.58
泰山二核ROE	21%	19%	19%	21%	岭澳核电ROE	22%	20%	22%	20%
销售净利率	28%	25%	26%	28%	销售净利率	27%	28%	26%	23%
资产周转率	0.42	0.45	0.48	0.52	资产周转率	0.40	0.42	0.43	0.45
权益乘数	1.79	1.68	1.57	1.44	权益乘数	2.08	1.70	1.96	1.94
泰山三核ROE	23%	22%	21%	21%	岭东核电ROE	18%	13%	19%	28%
销售净利率	38%	35%	35%	34%	销售净利率	23%	20%	30%	33%
资产周转率	0.36	0.35	0.34	0.34	资产周转率	0.24	0.25	0.30	0.32
权益乘数	1.71	1.75	1.82	1.82	权益乘数	3.16	2.63	2.07	2.60
田湾核电ROE	11%	18%	23%	18%	阳江核电ROE	20%	22%	23%	20%
销售净利率	19%	26%	29%	24%	销售净利率	30%	30%	30%	29%
资产周转率	0.14	0.20	0.25	0.26	资产周转率	0.19	0.23	0.25	0.25
权益乘数	4.81	4.39	3.89	3.61	权益乘数	3.55	3.20	3.04	2.72
三门核电ROE	11%	10%	6%	11%	宁德核电ROE	15%	16%	16%	18%
销售净利率	22%	21%	15%	30%	销售净利率	22%	22%	22%	25%
资产周转率	0.10	0.11	0.11	0.10	资产周转率	0.19	0.21	0.23	0.25
权益乘数	4.81	4.39	3.89	3.61	权益乘数	3.61	3.29	3.04	2.80
福清核电ROE	9%	12%	17%	18%	防城港核电ROE		12%	10%	15%
销售净利率	20%	22%	27%	28%	销售净利率		31%	27%	29%
资产周转率	0.12	0.16	0.19	0.20	资产周转率		0.09	0.09	0.13
权益乘数	3.72	3.54	3.27	3.13	权益乘数		4.19	4.24	4.13
中国核电ROE	9%	11%	10%	12%	中国广核ROE	10%	10%	9%	9%

资本开支即将见顶，ROE进入上行通道

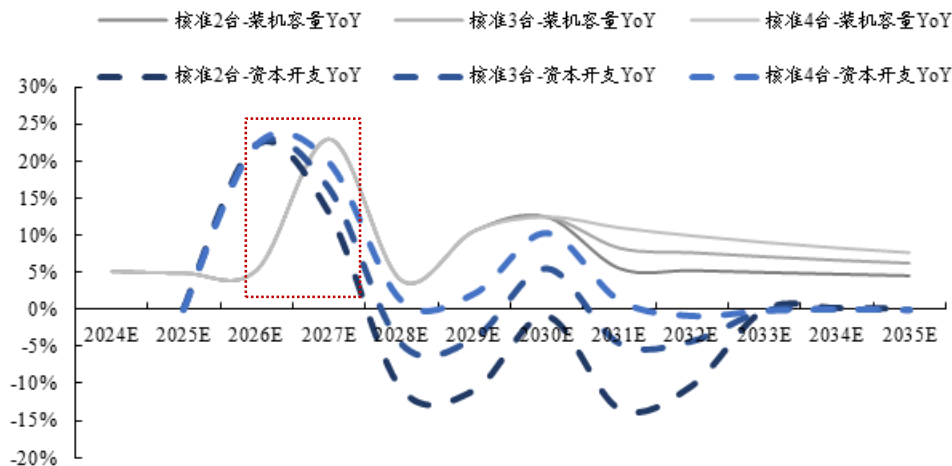
预计2027年中国核电ROE进入上行通道

- ✓ 考虑装机容量增速和净利润存在正比关系、资本开支增速和股东权益存在反比关系，ROE分别与装机容量增速/资本开支增速成正/反比。经我们测算，随着中国核电的资本开支增速放缓，装机容量在2026年开始加速增长，可以判断ROE从2027年开始进入上行通道。

图：ROE变动的情景假设

ROE = 净利润 / 股东权益			
	正比	反比	
	装机容量	资本开支	ROE变动
情景 1	加速	加速	-
情景 2	加速	放缓	上行
情景 3	放缓	加速	下行
情景 4	放缓	放缓	-

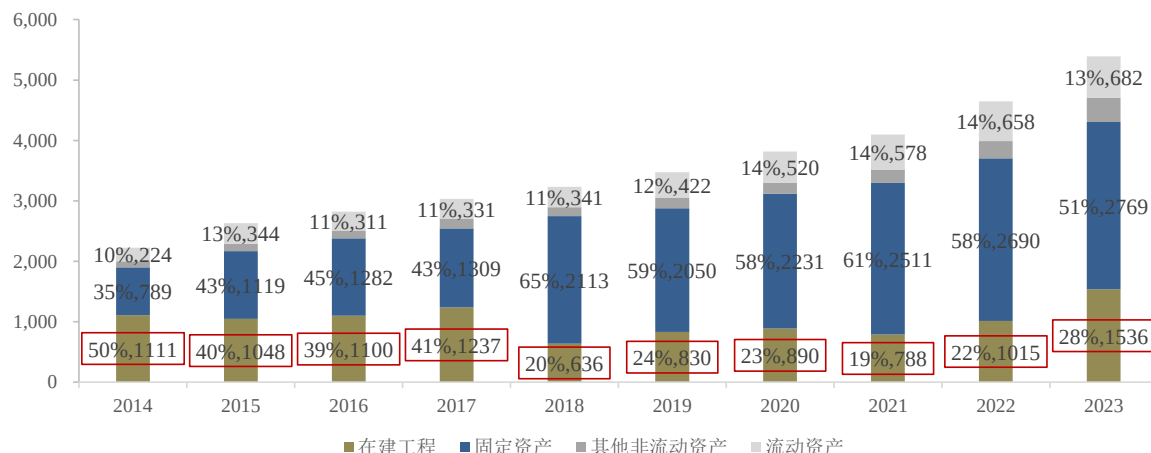
图：2024-2030年中国核电装机容量YoY&资本开支YoY



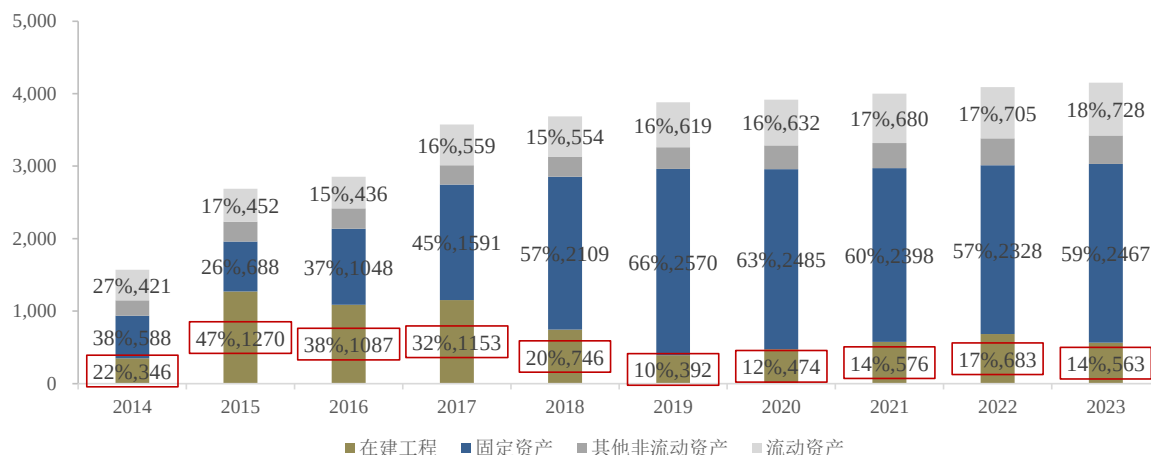
预计2027年中国核电ROE进入上行通道

✓ 核电运营商仍处于资本开支高峰期，重资产特征尤其明显。核电运营商非流动资产占比普遍在80%-85%之间，并且非流动资产主要来自固定资产与在建工程。截至2023/12/31，中国核电固定资产（占比51%）与在建工程（占比28%）合计占总资产比例达79%；中国广核固定资产（占比59%）与在建工程（占比14%）合计占总资本比例达73%。重资产特征明显，随着项目投运在建工程转固，核电运营商资产负债表结构优化，资产周转率提升趋势明显。

图：2014年以来中国核电资产构成（占比，亿元）



图：2014年以来中国广核资产构成（占比，亿元）



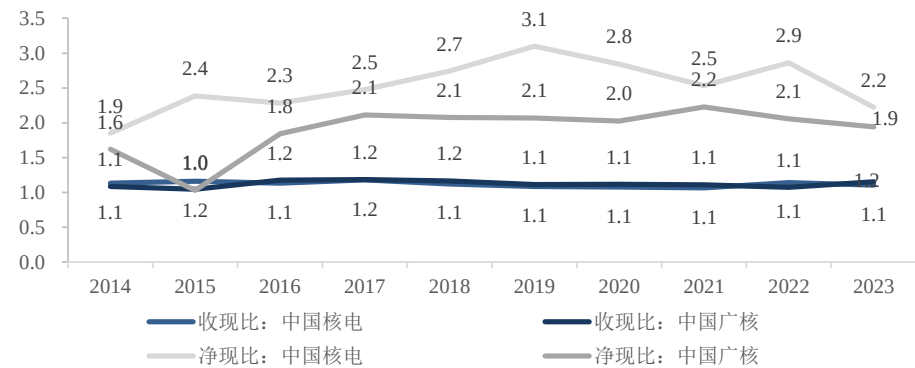


- 未来能源享确定性成长，竞争格局稳定
- 经营要素稳定，长久期资产盈利提升
- 资本开支即将见顶，ROE进入上行通道
- 自由现金流转正，分红潜力释放
- 投资建议与风险提示

经营性现金流充沛，表现极佳

✓ 核电售电收入与电网结算，运营商一般跨月结收电费，即本月对上月发电收入进行结算，应收账款规模随投运规模扩张同步扩张，但没有回款风险。梳理2014年以来核电运营商的经营性现金流情况，我们发现公司收现比基本维持在1.1至1.2之间，净现比中国核电（2.5至3.0）表现优于中国广核（2.0左右），主要系公司业务结构所致。中国广核主营业务包括建筑安装和设计服务，核电站建设工期较长，影响现金流表现。中国广核主营业务全部来自售电收入，无工程业务影响现金流表现更佳。此外，中国核电售电收入中包括核电售电与新能源售电，剔除新能源补贴对应收账款的影响，核电售电经营性现金流表现极佳。

图：2014-2023中国核电、中国广核收现比和净现比

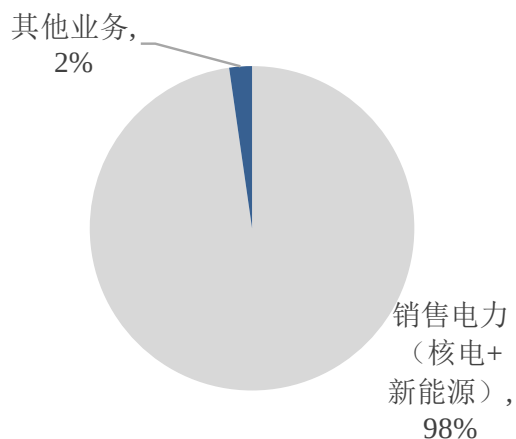


图：2023年中国核电、中国广核应收账款账龄结构分析

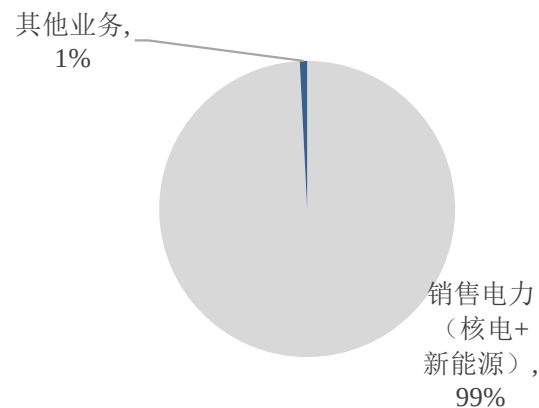
应收账款按账龄占比	中国广核	中国核电（未剔除新能源补贴影响）	中国核电（剔除新能源补贴影响）
1年以内	68%	52%	98%
1至2年	25%	19%	0%
2至3年	6%	13%	1%
3至4年	0%	9%	0%
4至5年	0%	6%	0%
5年以上	1%	1%	0%
合计	100%	100%	100%

经营性现金流充沛，表现极佳

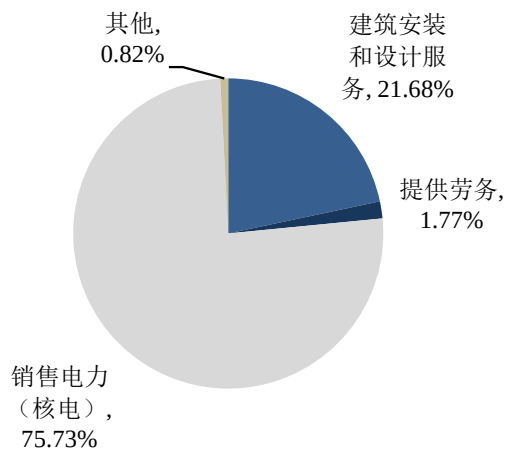
图：中国核电营业收入占比（2023年）



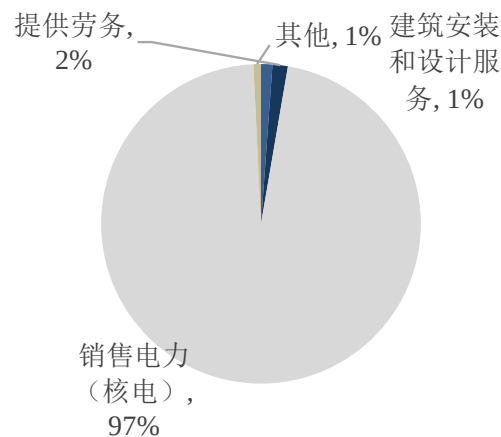
图：中国核电毛利占比（2023年）



图：中国广核营业收入占比（2023年）



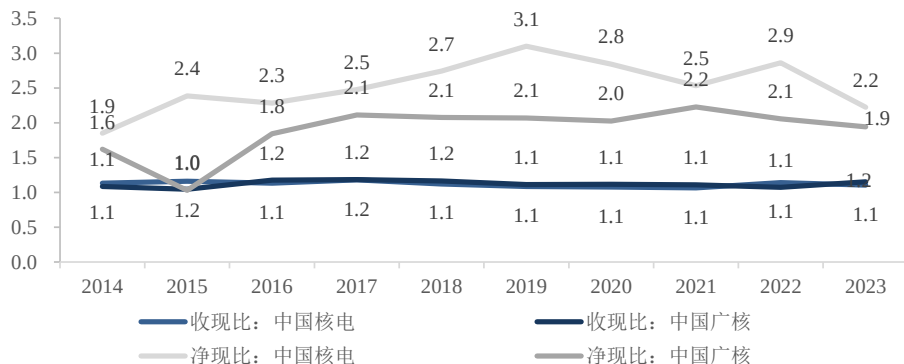
图：中国广核毛利占比（2023年）



经营性现金流充沛，表现极佳

- ✓ 核电售电收入与电网结算，运营商一般跨月结收电费，即本月对上月发电收入进行结算，应收账款规模随投运规模扩张同步扩张，但没有回款风险。梳理2014年以来核电运营商的经营性现金流情况，我们发现公司收现比基本维持在1.1至1.2之间，净现比中国核电（2.5至3.0）表现优于中国广核（2.0左右），主要系公司业务结构所致。中国广核主营业务包括建筑安装和设计服务，核电站建设工期较长，影响现金流表现。中国广核主营业务全部来自售电收入，无工程业务影响现金流表现更佳。此外，中国核电售电收入中包括核电售电与新能源售电，剔除新能源补贴对应收账款的影响，核电售电经营性现金流表现极佳。

图：2014-2023中国核电、中国广核收现比和净现比



图：2023年中国核电、中国广核应收账款账龄结构分析

应收账款按账龄占比	中国广核	中国核电（未剔除新能源补贴影响）	中国核电（剔除新能源补贴影响）
1年以内	68%	52%	98%
1至2年	25%	19%	0%
2至3年	6%	13%	1%
3至4年	0%	9%	0%
4至5年	0%	6%	0%
5年以上	1%	1%	0%
合计	100%	100%	100%

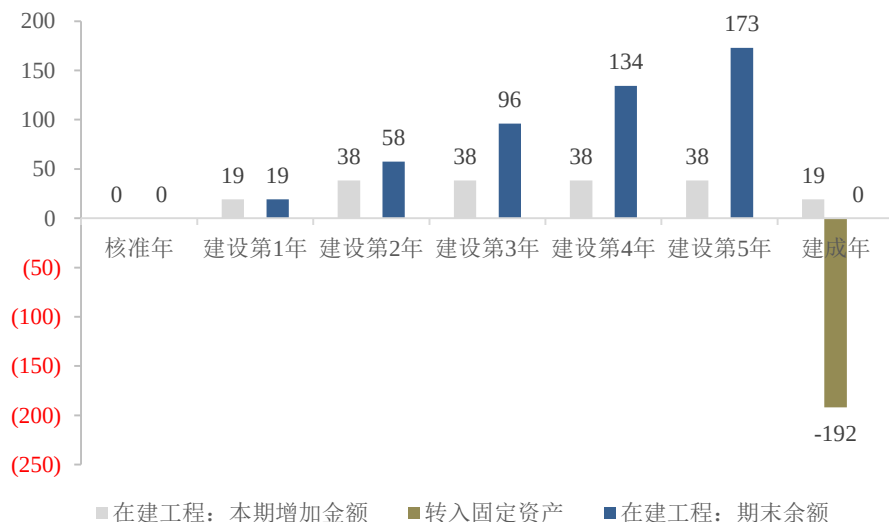
资本开支上行，新项目维持高回报创造价值

- ✓ 资本开支预计2027-2029年见顶，新项目维持高回报价值创造。参考中国核电田湾3、4号机组在建工程科目变动情况，我们可以发现，项目投资期5年，每年资金投入节奏整体比较平均。我们按照1) 核准后第二年开建，2) 建设期5年，3) 建设期每年投资一致；4) 开建年与建成年当年资本开支为建设期资本开支一半，进行测算。假设2024年起，中国核电行业每年核准8台机组，我们预计2027-2029年达到行业资本开支顶峰约1600亿，此后资本开支维持稳定。新投资项目ROE高于运营商当前ROE，新项目ROIC水平优异，项目投入持续创造价值。

图：“田湾3、4号机组”在建工程科目变动（亿元）



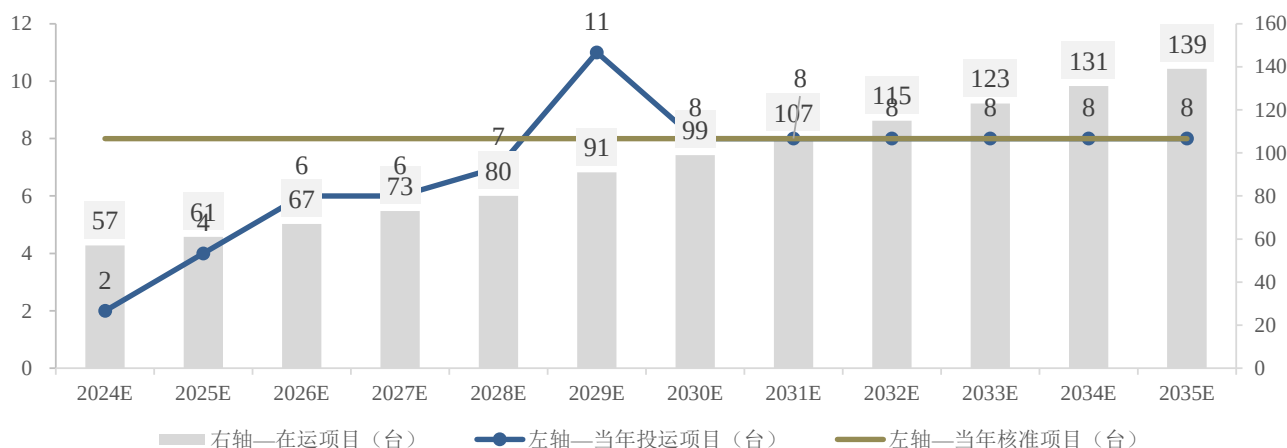
图：三代核电项目资本开支节奏假设



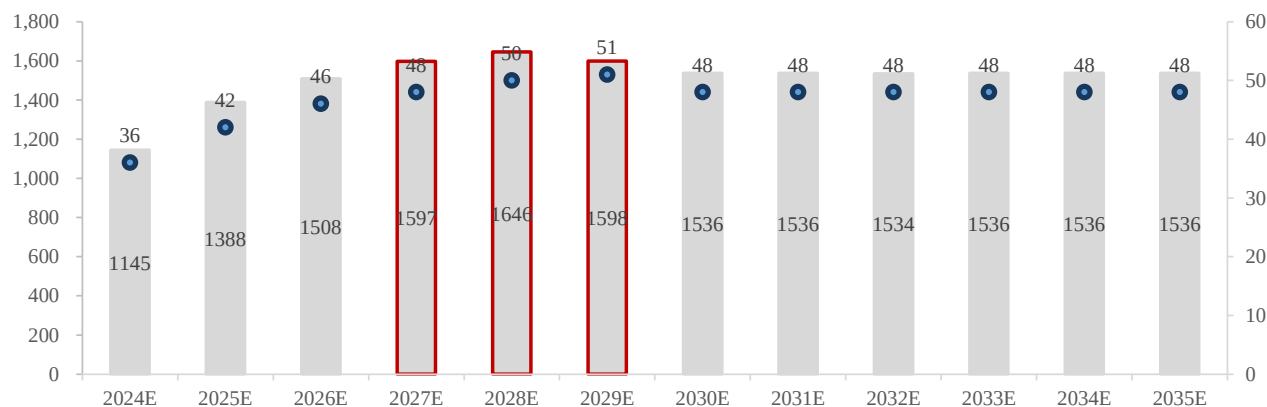
资本开支上行，新项目维持高回报创造价值

✓ 我们预计中国核电行业资本开支2027-2029年见顶，新项目维持高回报价值创造。

图：2024-2035年中国核电行业核准、投运、在运项目数量预测



图：2024-2035中国核电行业资本开支测算

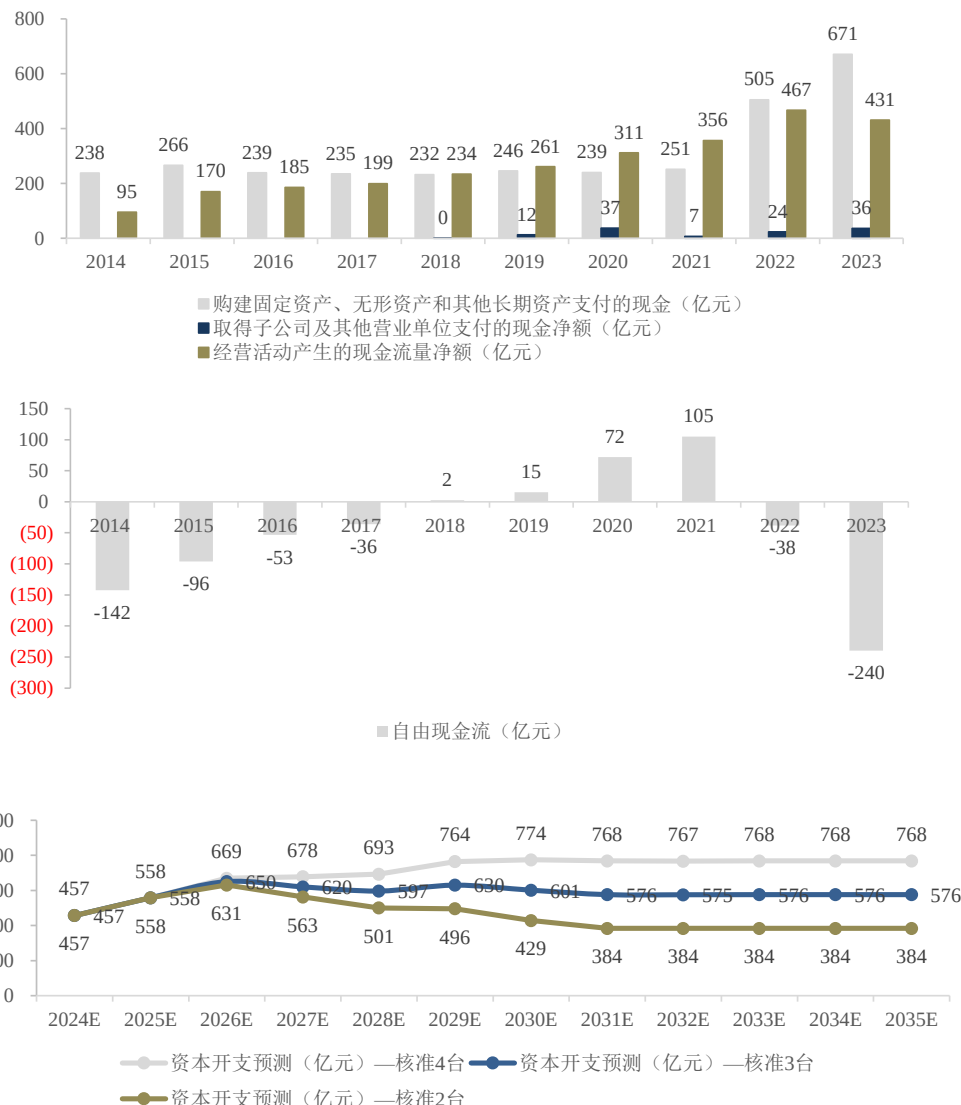


自由现金流转正，分红潜力释放

资本开支上行，新项目维持高回报创造价值

- ✓ 中国核电资本开支：随着中国核电在建核电项目积累公司每年资本开支持续上行，2020年中国核电以交易对价21.11亿元现金收购中核集团持有的中核汇能100%股权，积极布局风电、光伏绿电运营，带来新增资本开支。2022年起，中国核电自由现金流开始转负。我们预计2024年起：1) 每年核准4台，开工4台，核电相关资本开支将在2030年达到高点，高点资本开支约774亿元；2) 每年核准3台，开工3台，核电相关资本开支将在2026年达到高点，高点资本开支约650亿元；3) 每年核准2台，开工2台，核电相关资本开支将在2026年达到高点，高点资本开支约631亿元。

图：2014-2023年中国核电现金流情况与资本开支测算

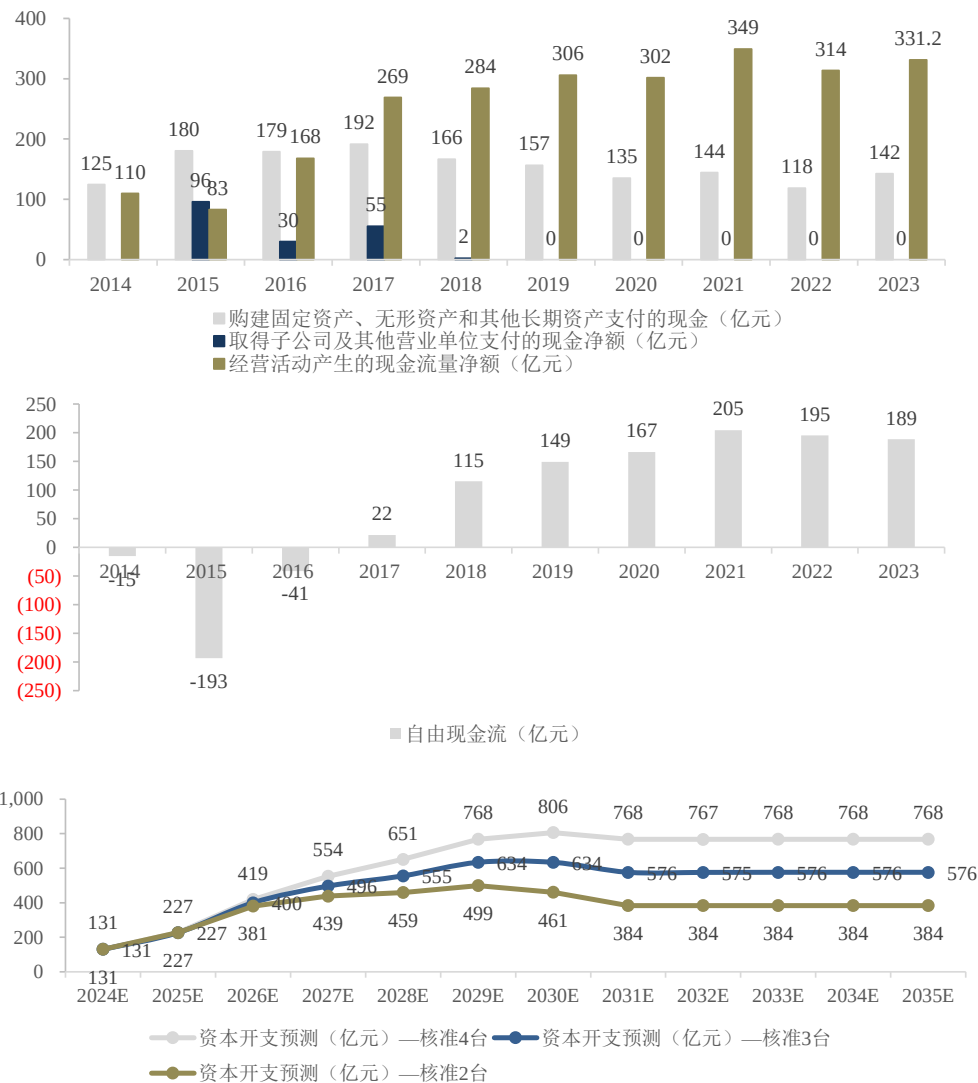


自由现金流转正，分红潜力释放

资本开支上行，新项目维持高回报创造价值

✓ 中国广核资本开支：中广核集团部分核电项目在项目获取与建设期由集团持有，由中国广核建设，中广核集团承诺在核电机组正式开工的5年内将资产注入中国广核。历次资产注入，交易对价在PB1.0至1.2之间较为合理公允。上市公司不承担所有集团核电项目的投资建设，上市公司资本开支规模更加可控。2018年以来中国广核自由现金流持续为正。随着核电项目常态化核准，我们预计中国广核的资本开支仍会有提升，预计每年核准4/3/2台，开工4/3/2台，核电相关资本开支将在2030/2029/2029年达到高点，高点资本开支约806/634/499亿元。此外，我们预计在2024、2025年会有集团惠州核电、三澳核电的资产继续注入。

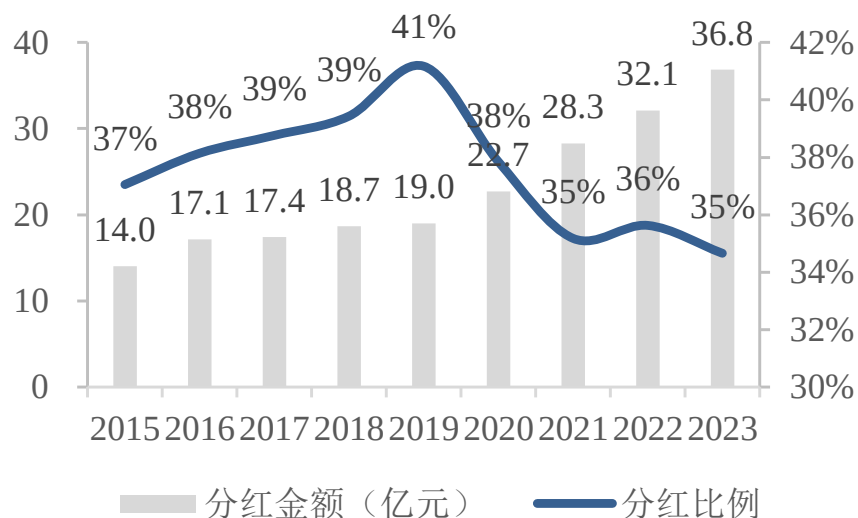
图：2014-2023年中国广核现金流情况与资本开支测算



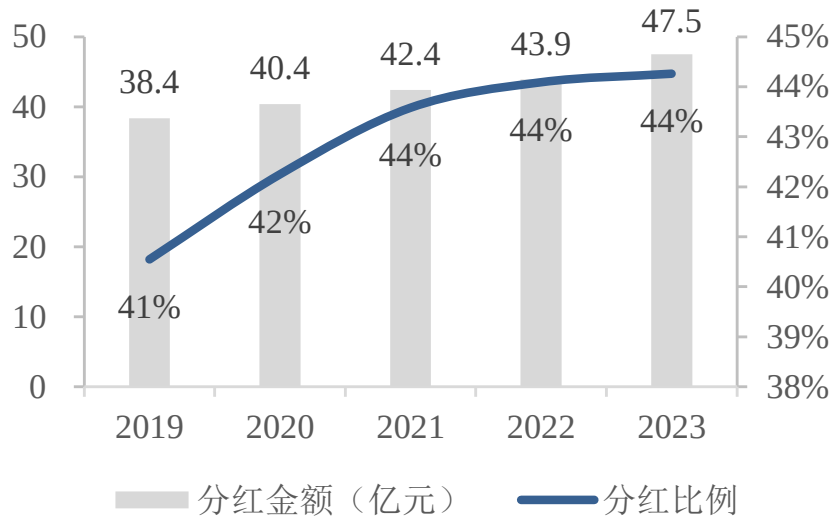
分红：核电运营商具备充沛的现金流，公司分红金额稳步提升

- ✓ 中国核电提到“每年以现金方式分配的利润不低于当年实现的可分配利润的30%”，中国广核提到“2021-2025年分红比例将在2020年的42.25%基础上保持适度增长。”我们预计随着行业资本开支及公司资本开支逐步见顶，自由现金流持续转好，核电公司分红比例仍有继续提升的空间。

图：上市以来中国核电分红金额及分红比例



图：上市以来中国广核分红金额及分红比例



自由现金流转正，分红潜力释放

预计自由现金流转正后，公司分红比例有望实现进一步提升

图：2024-2035年中国核电FCFF测算

(亿元)	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E
核准2台												
归母净利润	114	125	136	143	158	169	186	193	198	203	208	214
YOY	8%	10%	8%	5%	11%	7%	10%	4%	3%	2%	2%	3%
息前税后利润(NOPAT)	273	301	326	351	387	414	453	474	492	508	525	544
NOPAT+非现金调整-营运资本净增加	448	497	544	590	647	690	754	792	824	854	884	914
资本开支	706	809	744	684	623	623	562	450	453	456	459	462
FCFF	-258	-312	-201	-93	24	68	192	342	371	398	425	452
核准3台												
归母净利润	114	125	136	143	158	169	186	198	208	217	227	238
YOY	8%	10%	8%	5%	11%	7%	10%	6%	5%	4%	4%	5%
息前税后利润(NOPAT)	273	301	326	351	387	414	453	483	509	534	559	587
NOPAT+非现金调整-营运资本净增加	448	497	544	590	647	690	754	807	854	899	944	988
资本开支	706	809	764	741	719	757	734	644	647	653	657	662
FCFF	-258	-312	-220	-151	-72	-66	19	164	206	246	287	327
核准4台												
归母净利润	114	125	136	143	158	169	186	203	218	233	247	263
YOY	8%	10%	8%	5%	11%	7%	10%	9%	7%	7%	6%	7%
息前税后利润(NOPAT)	273	301	326	351	387	414	453	492	528	562	596	634
NOPAT+非现金调整-营运资本净增加	448	497	544	590	647	690	754	823	885	946	1007	1067
资本开支	706	809	783	799	815	891	907	837	842	849	855	861
FCFF	-258	-312	-239	-208	-168	-201	-153	-14	43	97	152	206

自由现金流转正，分红潜力释放

预计自由现金流转正后，公司分红比例有望实现进一步提升

图：2024-2035年中国广核FCFF测算

(亿元)	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E
核准2台												
归母净利润	118	123	132	144	155	169	200	213	221	229	238	249
YOY	11%	4%	7%	9%	7%	9%	18%	7%	4%	4%	4%	4%
息前税后利润(NOPAT)	237	247	265	296	319	348	403	430	448	467	487	510
NOPAT+非现金调整-营运资本净增加	341	356	382	421	447	485	562	605	635	664	694	723
资本开支	342	313	427	488	510	556	527	453	456	459	501	465
FCFF	-1	43	-45	-67	-63	-71	36	152	179	205	193	258
核准3台												
归母净利润	118	123	132	144	155	169	200	219	234	248	263	280
YOY	11%	4%	7%	9%	7%	9%	18%	10%	7%	6%	6%	6%
息前税后利润(NOPAT)	237	247	265	296	319	348	403	440	468	497	527	560
NOPAT+非现金调整-营运资本净增加	341	356	382	421	447	485	562	621	665	710	756	799
资本开支	342	313	447	546	606	691	700	647	650	656	699	665
FCFF	-1	43	-64	-125	-159	-206	-137	-26	15	54	56	134
核准4台												
归母净利润	118	123	132	145	155	169	200	226	246	267	288	311
YOY	11%	4%	7%	10%	6%	9%	18%	13%	9%	8%	8%	8%
息前税后利润(NOPAT)	237	247	265	298	319	348	403	450	488	527	567	610
NOPAT+非现金调整-营运资本净增加	341	356	382	423	447	485	562	636	696	756	817	875
资本开支	342	313	466	603	702	825	872	840	845	852	897	864
FCFF	-1	43	-83	-181	-255	-340	-310	-204	-149	-96	-81	11



- 未来能源享确定性成长，竞争格局稳定
- 经营要素稳定，长久期资产盈利提升
- 资本开支即将见顶，ROE进入上行通道
- 自由现金流转正，分红潜力释放
- 投资建议与风险提示

中国核电：中国核电开拓者，项目充足成长强劲

- ✓ **背靠中核集团，中国核电开拓者。**公司2023/2024Q1实现营业收入750/180亿元，同比+5.2%/+0.5%，实现归母净利润106/31亿元，同比+17.9%/+1.2%。2018-2023年营业收入/归母净利润5年CAGR分别达到13.8%/17.5%，维持稳定成长。2023年ROE（摊薄）11.7%，同增1.52pct。2023年公司资本开支（购建固定无形长期资产支付的现金）671亿元，同比+33%，资本开支加大支撑长期成长。2023年公司现金份额总额37亿元，分红率35%，公司股息率（TTM）为1.6%（估值日：2024/7/24）。
- ✓ **核电：装机容量确定性成长74%，即将进入加速投产期。**截至2023/12/31，公司在运核电机组装机容量2375万千瓦，在建拟建1757万千瓦，贡献确定性规模成长74%。公司预计2024-2030年投运121/121/139/632/129/372/243万千瓦。核电进入常态化核准装机空间持续释放，公司在建项目充足，即将进入加速投产期。
- ✓ **新能源：维持高增，拟发行REITs赋能发展。**截至2024/3/31，公司在运风电光伏机组装机容量2134万千瓦（风电733万千瓦，光伏1401万千瓦），在建机组1426万千瓦（风电334万千瓦，光伏1092万千瓦），在建/在运规模67%。新能源运营子公司中核汇能拟推动风电、光伏并表类REITs发行工作，发行规模不超过75亿元，募集资金用于偿还底层资产的外部负债或并购其他新能源项目。REITs发行盘活底层资产，规模维持高增。
- ✓ **电量匹配装机稳步提升，电价稳定。**2023年公司实现上网电量1974亿千瓦时，同比+5.6%，其中核电上网1745亿千瓦时，同比+0.7%，风电上网106亿千瓦时，同比+66.6%，光伏上网124亿千瓦时，同比+66.1%。2023年公司核电实现售电收入635亿元（同比+0.1%），综合上网电价（不含税）0.3637元/千瓦时（同减0.63%）。发电量匹配装机稳步提升，电价稳定。2024年上半年，公司实现上网电量993亿千瓦时，同比+4.7%，其中核电上网834亿千瓦时，同比-1.3%，新能源上网159亿千瓦时，同比+52.9%。2024H1核电电量受大修节奏影响略有下降，新能源规模增加电量提升。
- ✓ **社保作为战略投资者参与定增，资金就位成长确定。**中国核电拟向特定对象发行股票拟募集资金总额（含发行费用）不超过140.00亿元，发行对象为控股股东中核集团以及战略投资者社保基金会，其中中核集团拟认购20亿元，社保拟认购120亿元，以现金全额认购，募集基金将用于合计8台核电机组，总投资达到1848亿元。资金就位撬动确定性成长，与社保签订战略合作协议，优势整合共同发展。
- ✓ **盈利预测与投资评级：**我们维持2024-2026年公司归母净利润114/125/136亿元，同增8%/10%/8%，2024-2026年PE 19/17/16倍（2024/8/23），维持“买入”评级。

✓ **风险提示：**电力价

中国广核：核电双寡头，集团核电注入加速成长

- ✓ **核电双寡头，集团全产业链布局。**中国广核在运机组占53.6%，全国第一（截至2023/12/31）。背靠中广核集团优质央企，集团上游布局天然铀资源保障核燃料，中游上市平台配套核电工程设计、建设团队，下游机组部分由集团建设再注入，减轻上市公司资本开支压力。2023年公司盈利强势回归。2023/2024Q1实现营业收入825/192亿元，同比+0%/+5%，实现归母净利润107/36亿元，同比+8%/+3%。2023年ROE（摊薄）9.47%，同增0.16pct。2023年公司资本开支（购建固定无形长期资产支付的现金）142亿元，同比+20%，资本开支加大支撑长期成长。2023年公司现金份额总额48亿元，分红率44%持续提升，公司股息率为1.9%（估值日：2024/7/26）。
- ✓ **核电装机容量确定性成长43%，期待集团核电资产注入加速成长。**截至2023/12/31，公司在运核电机组装机容量3057万千瓦（含联营），在建机组/待建机组841/484万千瓦，贡献确定性规模增长43%，2023-2030装机规模CAGR 5.3%。中广核电力作为中广核核能发电业务最终整合的唯一平台，中广核承诺最晚不迟于核电项目正式开工建设日之后的5年内，将核电项目资产注入上市公司中广核电力。截至2023/12/31，上市公司来自集团委托管理的公司包括惠州核电与苍南核电，其中惠州1号、惠州2号、苍南1号、苍南2号预计分别将于2025/2026/2026/2027年投入运营，期待集团核电资产注入。从核电项目投产节奏来看，公司预计2024-2028年公司当年投产机组1/1/2/2/5台，稳定贡献业绩增量。
- ✓ **电量匹配装机稳步提升，电价稳中略升。**2023年公司在运核电机组累计上网电量为2141亿千瓦时（含联营），同比+8%。2023年公司实现售电收入625亿元（同比+），占比营收76%。综合上网电价（不含税）0.374元/千瓦时（同比+0.8%）。2024年上半年，公司实现上网电量约为1060亿千瓦时，同比+0.1%。
- ✓ **项目恢复，区域布局优质。**1) 台山恢复：解除亏损枷锁，重回增长轨道。2021-2023年公司利用小时数和业绩均受到台山核电停机检修影响，2021-2023台山项目公司分别亏损6.7/21.3/16.8亿元。2024年台山机组已恢复，扫除亏损阴霾，重新贡献盈利。2) 区域优势：电量消纳旺盛，电价可攻可守。公司机组覆盖区域主要包括广东、广西、福建、辽宁、浙江，区域用电增速普遍高于国内平均，供需紧张依靠外省输入，电力缺口和净输入电量排名前列，核电省内消纳有保障。核准电部分，核准电价普遍较高，盈利稳定可靠，市场电部分，2023年公司市场电占比提升至55.3%。广东、广西、浙江等沿海省份供需偏紧，电价有支撑。
- ✓ **盈利预测与投资评级：**基荷电源长期确定性成长，核电双寡头投产加速。我们预计2024-2026年归母净利润118/123/133亿元，2024-2026PE分别21/20/19倍（2024/8/23），给予“买入”评级。
- ✓ **风险提示：**电力价

- ✓ **电力市场价格波动：**核电运营商发电上网电价市场化比例逐步提升，若阶段内电价发生变化，将影响运营商收入及盈利水平。
- ✓ **新项目投运不及预期：**核电运营商运营规模成长驱动来自新项目核准、建设、投运以及项目收并购，若受政策变动、项目建设节奏等因素影响导致项目投运进度放缓，将影响运营商的成长性。
- ✓ **核电机组运行风险：**头部核电运营商核电运营能力领先，但核能发展行业对于安全性要求极高，若在运核电项目发生运营风险，将影响运营商在运项目的正常运行以及新项目的获取与建设进度。

免责声明

东吴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。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司（以下简称“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，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，本公司及作者不对任何人因使用本报告中的内容所导致的任何后果负任何责任。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。

在法律许可的情况下，东吴证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，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。

本报告的版权归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。经授权刊载、转发本报告或者摘要的，应当注明出处为东吴证券研究所，并注明本报告发布人和发布日期，提示使用本报告的风险，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权或未按要求刊载、转发本报告的，应当承担相应的法律责任。本公司将保留向其追究法律责任的权利。

东吴证券投资评级标准

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，新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的），北交所基准指数为北证50指数），具体如下：

公司投资评级：

买入：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准在15%以上；

增持：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于5%与15%之间；

中性：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于-5%与5%之间；

减持：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于-15%与-5%之间；

卖出：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准在-15%以下。

行业投资评级：

增持：预期未来6个月内，行业指数相对强于基准5%以上；

中性：预期未来6个月内，行业指数相对基准-5%与5%；

减持：预期未来6个月内，行业指数相对弱于基准5%以上。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议。投资者买入或者卖出证券的决定应当充分考虑自身特定状况，如具体投资目的、财务状况以及特定需求等，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。

东吴证券研究所
苏州工业园区星阳街5号
邮政编码：215021
传真：（0512）62938527

公司网址：<http://www.dwzq.com.cn>

东吴证券 财富家园