

粤电力A(000539.SZ)深度报告： 火电修复+绿电成长，广东电力龙头业绩拐点已至

评级：买入(维持)

杨阳(证券分析师)

S0350521120005

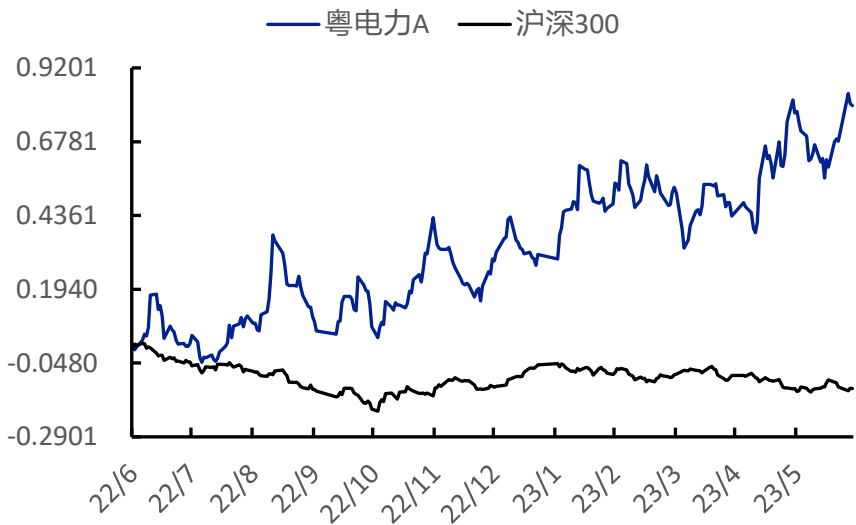
yangy08@ghzq.com.cn

钟琪(联系人)

S0350122020016

zhongq@ghzq.com.cn

最近一年走势



相对沪深300表现

表现	1M	3M	12M
粤电力A	3.0%	22.1%	75.5%
沪深300	-0.3%	-4.0%	-14.5%

预测指标	2022A	2023E	2024E	2025E
营业收入（百万元）	52661	57948	64807	77926
增长率(%)	18	10	12	20
归母净利润（百万元）	-3004	2791	3454	4570
增长率(%)	-3	193	24	32
摊薄每股收益（元）	-0.57	0.53	0.66	0.87
ROE(%)	-15	12	13	15
P/E	—	13.66	11.04	8.34
P/B	1.44	1.65	1.44	1.23
P/S	0.55	0.66	0.59	0.49
EV/EBITDA	43.72	8.22	7.58	6.68

资料来源：Wind资讯、国海证券研究所（股价日期为2023/6/29）

相关报告

《粤电力A（000539）2022年年报点评：至暗时刻已过，火电业绩反转+绿电成长共振（买入）*电力*杨阳》——2023-04-02

- ◆ 粤电力是广东装机规模最大的电力公司，实际控制人为广东省国资委。截至2022年末，公司煤电/气电/水电/风电/光伏控股装机量分别为20.6/6.4/0.1/2.3/0.2GW。2022年公司归母净利润为-30.04亿元，其中，煤电/气电/新能源/本部投资业务分别为-39.5/1.9/3.3/10.4亿元，2023Q1公司归母净利润0.88亿元，扭亏为盈，主要是因为公司平均上网电价同比+8.56%。
- ◆ 煤电：业绩有望逐季改善，新增装机注入成长动力。
 - I. 短期：成本向下，电价向上，业绩有望逐季改善。伴随着欧洲天然气危机缓解，国际动力煤需求回落。2023年3月以来，国内外煤价持续下行。2023年6月初进口煤3800大卡投标价已低至500元/吨（对应标煤单价921元/吨）。电煤需求偏弱背景下，港口高库存+进口煤价格优势明显，国内煤价持续下行。2023年6月2日，秦皇岛港5500大卡煤价已下降至795元/吨，较年初降幅34%。展望Q3，西南地区来水有望好转，火电边际需求同比有望减弱，电煤需求或将保持偏弱态势，保障火电盈利。据公司公告，截至2023年4月末，公司进口煤占比约5成，2023年煤价下行背景下，高进口煤占比有望提升，增加公司业绩弹性。此外，广东2023年火电中长期成交价较燃煤基准价涨幅达19.6%（2022年涨幅仅7%），有望进一步疏导煤价成本。
 - II. 中期：公司规划“十四五”煤电新增装机6GW，我们预计电量CAGR3=10.6%。截至2022年底公司煤电装机20.6GW，按照公司规划，预计2023-2025年还将投产6GW项目，则2025年底公司煤电装机有望达26.6GW。保守假设利用小时数为4000h，则公司2025年煤电发电量有望达1266亿千瓦时，我们预计电量CAGR3=10.6%。
- ◆ 新能源：2022-2025年收入CAGR或达53%。硅料价格下行背景下，公司光伏收益率有望提升；此外，广东2023年海风竞配方案已出，电价不作为竞配因素，绿电收益有望回归至合理区间，公司海风收益率有望得到保障。公司“十四五”规划新增新能源装机14GW，其中陆风/海风/光伏分别为1.6/2.8/9.6GW。假设公司完成“十四五”装机规划，得2025年公司新能源业务收入或达95亿元，CAGR 3=52.9%，其中，海风/陆风/光伏收入44.3/23.0/28.1亿元，风电业务2022-2025年CAGR 3=36%。
- ◆ 投资建议：短期来看，公司火电业绩有望逐季改善，中长期来看，煤电装机+绿电转型有望注入成长动力。考虑到煤价超预期下跌，我们上调公司盈利预测，预计公司 2023-2025年归母净利润分别为27.9/34.5/45.7亿元，PE分别为14/11/8倍。维持“买入”评级。
- ◆ 风险提示：政策变动风险；电力需求不及预期；电价下滑；煤价大幅上涨；装机不及预期；装机成本下降不及预期；测算存在主观性，仅供参考。

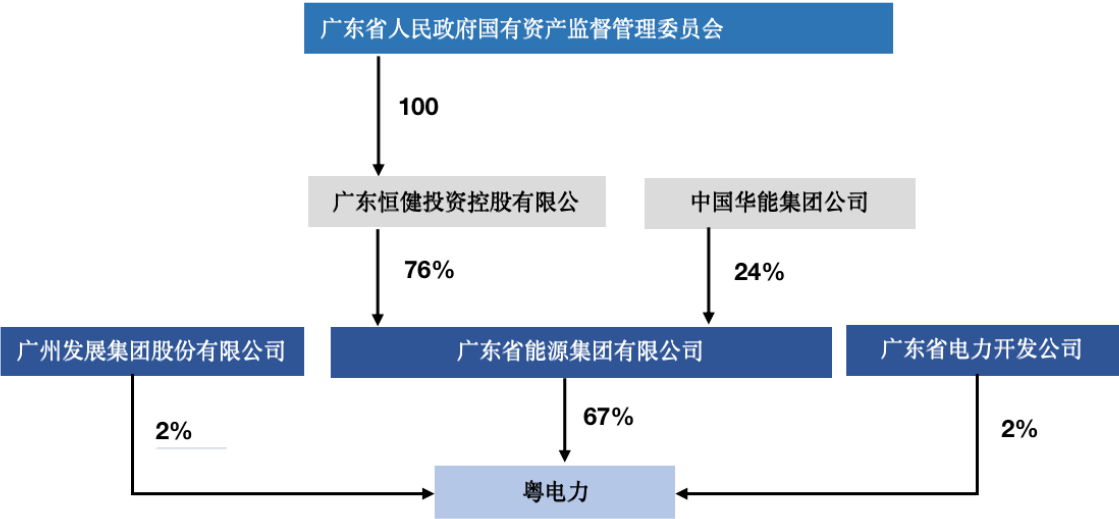
1 广东装机规模最大的省属电力平台，至暗时刻已过	5
1.1 装机规模位居广东省第一，十四五末新能源装机量或超14GW	6
1.2 至暗时刻已过，火电业绩有望逐季改善	8
2 煤电：业绩有望逐季改善，新增装机注入成长动力	10
2.1 短期：成本向下，业绩有望逐季改善	11
2.2 短期：电价向上，进一步疏导成本压力	18
2.3 中期：“十四五”预计新增装机6GW，电量CAGR 3=10.57%	20
3 新能源：2022-2025年收入CAGR或达53%	21
3.1 海风方兴未艾，硅料价格下行有望提升光伏装机意愿	22
3.2 预计2025年新能源业务收入或达95亿元，CAGR 3=53%	27
3.3 预计2023-2025年每年需资本金65-75亿元，现金流尚不紧缺	29
4 投资建议	31
5 风险提示	35

一、广东装机规模最大的省属电力平台，至暗时刻已过

1.1 装机规模位居广东省第一，十四五末新能源装机量或超14GW

- 粤电力主营火电、水电、新能源发电业务，是广东省能源集团（广东规模最大的能源企业）旗下唯一的上市平台，实际控制人为广东省国资委。

图表1：公司实际控制人为广东省国资委（截至2023年3月）



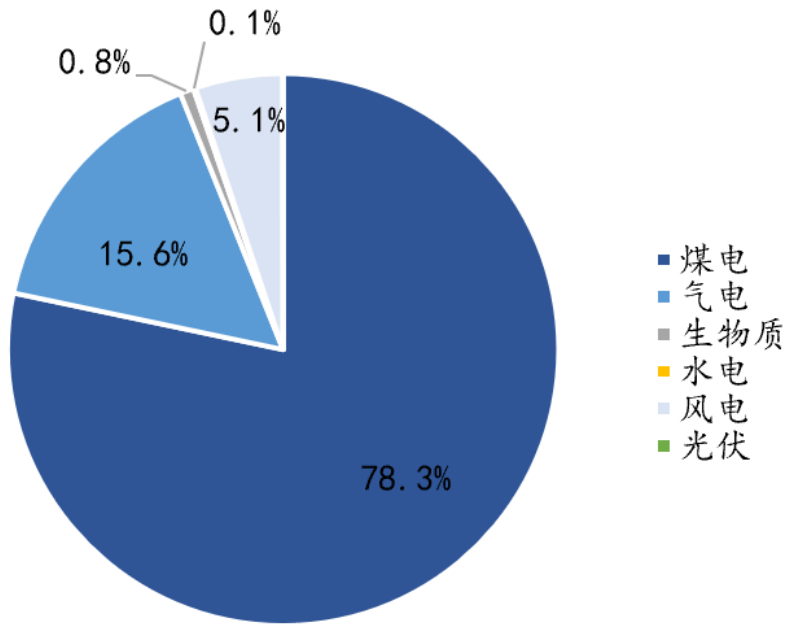
图表2：广东省能源集团逐步注入优质电力资产至粤电力

年份	事件
2012	收购广前公司60%股权、惠州天然气公司35%股权、石碑山风能公司40%股权平海发电公司45%股权、红海湾发电公司40%股权、国华台山20%股权、粤电燃料公司15%股权，完成重大资产重组。
2013	收购广东省风力发电有限公司100%股权，打造以风电为主的新能源开发、投资、建设和运营平台。
2014	将持有的广东粤电石碑山风能开发有限公司70%股权和华能汕头风力发电有限公司25%股权，增资注入到广东省风力发电有限公司，更好地打造风电开发统一平台。
2015	收购临沧粤电能源有限公司，在控股水电项目方面实现零的突破
2021	现金收购广东省沙角（C厂）发电有限公司51%股权、广东粤电云河发电有限公司90%股权、广东粤华发电有限责任公司51%股权。气电和可再生能源装机规模大幅提高，清洁能源占比将明显提升，装机结构进一步优化。
2022	由全资子公司粤电莎车综合能源有限公司作为投资主体，投资建设广东能源莎车县200万千瓦光储一体化项目，资本金为258,341万元。深化广东对口援疆工作，助推公司实现转型升级和新能源跨越式发展。

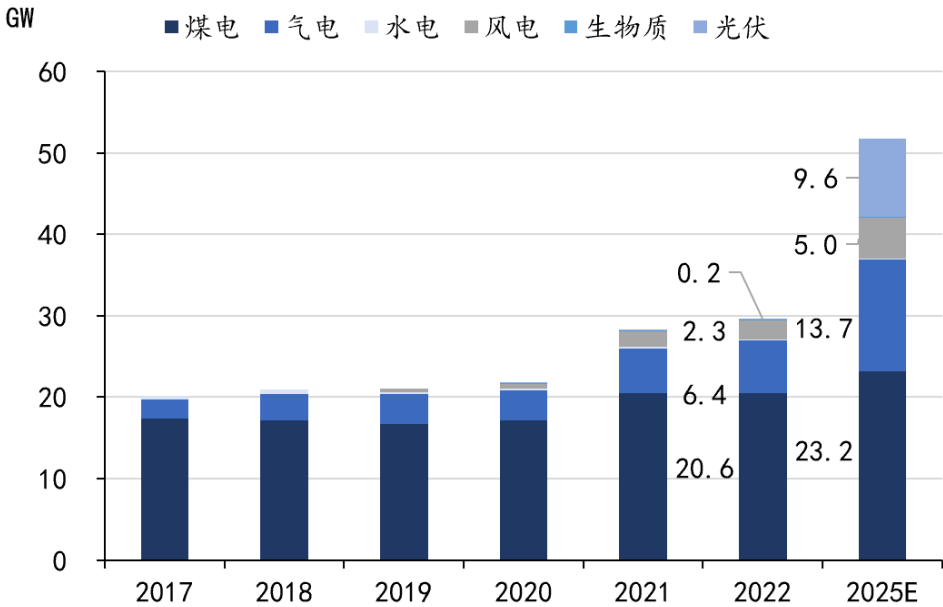
1.1 装机规模位居广东省第一，十四五末新能源装机量或超14GW

- 截至2022年末，公司控股装机容量29.70GW，其中煤电/气电/水电/风电/光伏分别为20.6/6.4/0.1/2.3/0.2GW，新能源装机量占比8.49%。若按可控装机+受托管理装机容量口径（合计40.0GW），则公司装机量约占广东省统调装机容量的23%，装机规模位居广东省第一。
- 新能源或成公司“十四五”装机主要增量来源。公司计划“十四五”新增煤电装机6GW，气电装机10GW，新能源装机14GW（其中陆风/海风/光伏为1.6/2.8/9.6GW），若按此规划，则2025年底公司煤电/气电/风电/光伏将达23.2/13.7/5/9.6GW，新能源装机占比27.7%。

图表3：2022年煤电业务收入占售电收入比例为 78.31%



图表4：预计2025年底风电光伏装机将达5/9.6GW

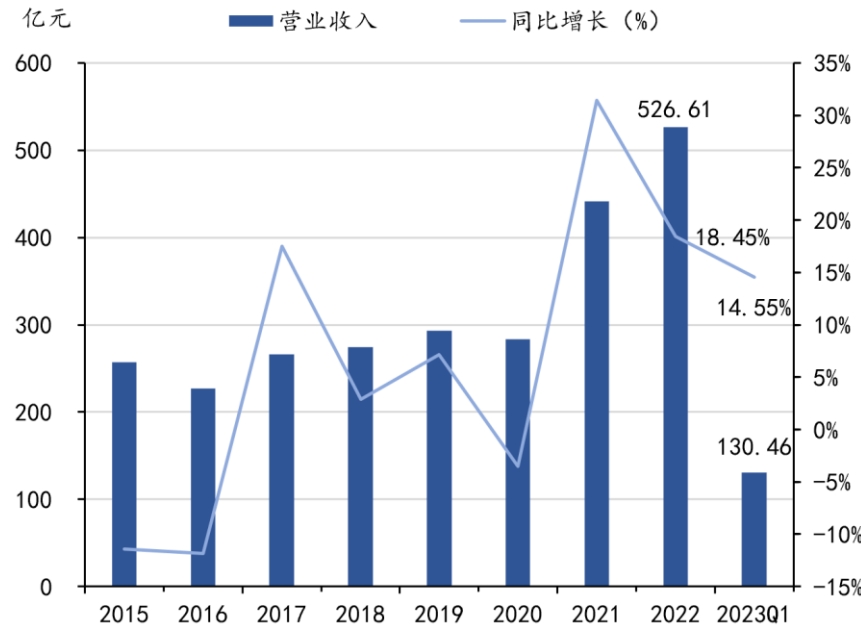


注：2017年、2018年水电、风业务数据合并展示

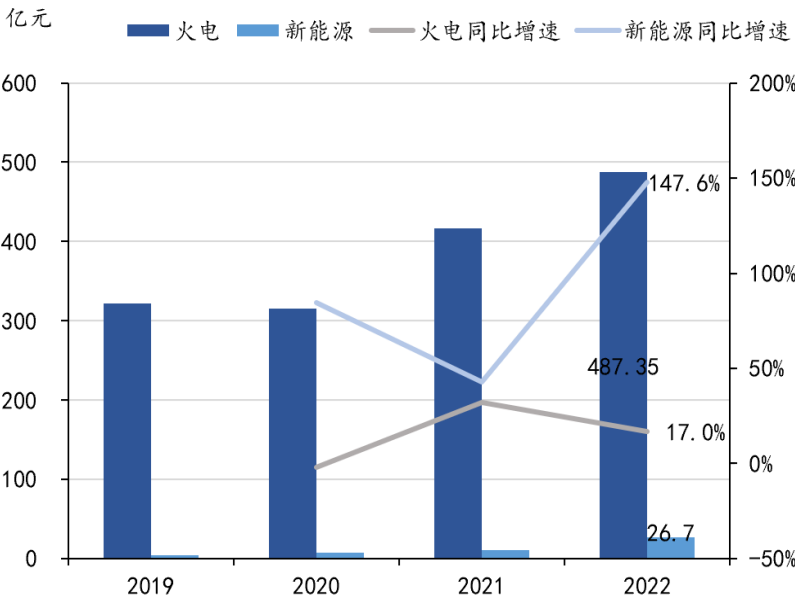
1.2 至暗时刻已过，火电业绩有望逐季改善

- 火电电价上浮+新能源发电量大增，拉动公司**2022年收入同比+18.45%**。2022年公司实现收入526.61亿元，同比增长18.45%。其中，火电/风电分别实现收入487.35/26.6亿元，同比增长17.0%/94.3%。火电业务收入同比增长主要是因为2022年公司火电电价同比+17.39%至0.54元/千瓦时；新能源业务收入增长主要是因为2022年新能源发电量同比+134.73%（2021年新增装机1GW海风），其中，风电/光伏发电量42.99/0.03亿千瓦时，风电发电量同比+134.57%。
- **2023Q1公司收入同比+14.55%**，主要是因为广东省2023年度火电中长期成交价较燃煤基准价涨幅达到19.6%（2022年涨幅仅7%），拉动公司平均上网电价同比+8.56%。

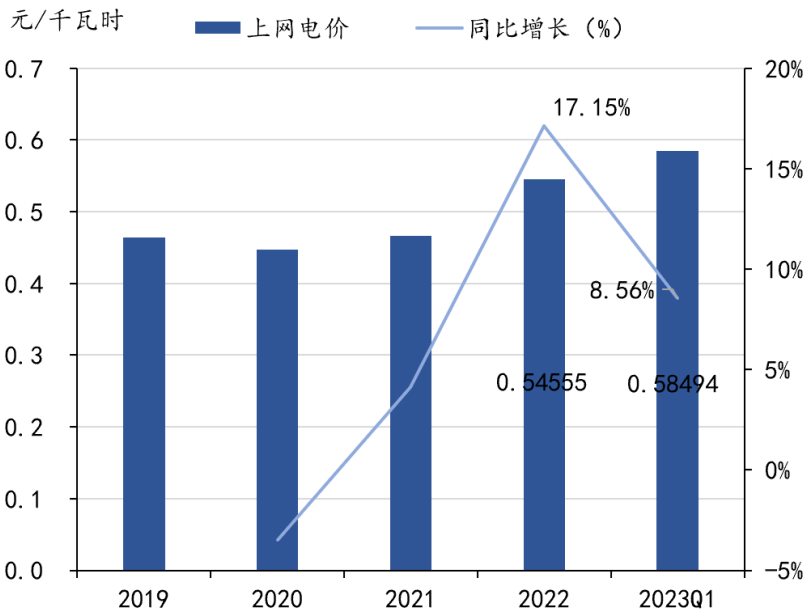
图表5：2023Q1公司收入同比+14.55%



图表6：2022年火电和新能源业务收入增速亮眼



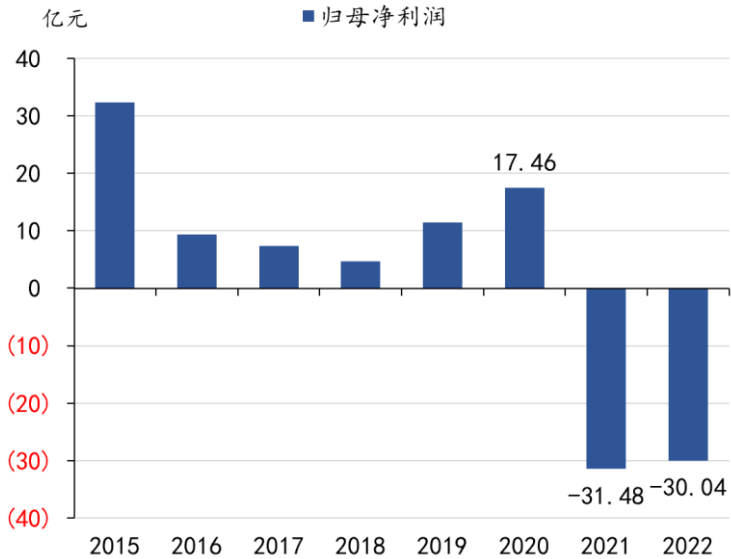
图表7：2023Q1公司上网电价同比+8.56%



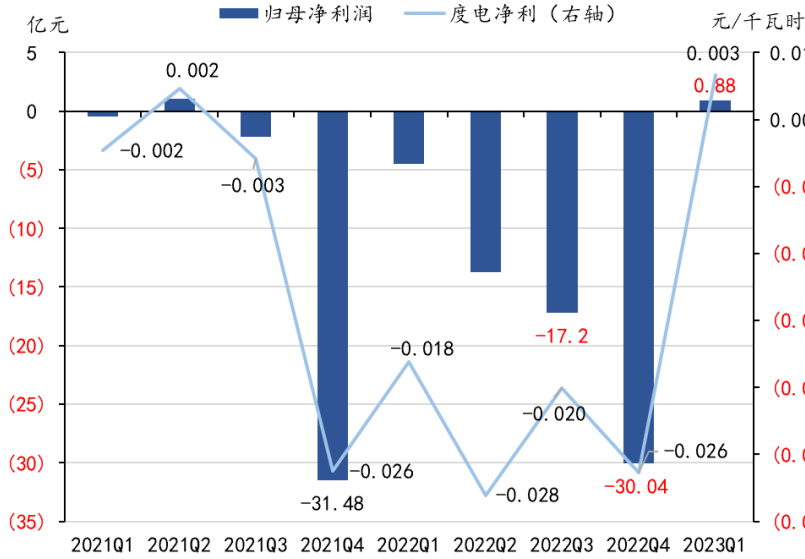
1.2 至暗时刻已过，火电业绩有望逐季改善

- **至暗时刻已过，2023Q1扭亏为盈。**受煤价高企影响，2022年公司归母净利润为-30.04亿元，其中，煤电/气电/新能源/本部投资业务分别为-39.5/1.9/3.3/10.4亿元，煤电度电净利-4.5分/千瓦时。**2023Q1公司实现归母净利润0.88亿元，扭亏为盈**，主要是因为公司平均上网电价同比+8.56%。
- **煤电业务中短期逻辑兼备。**展望未来，我们认为一是2023年国内外电煤价格中枢有望回落，公司煤电业绩有望逐季改善；二是公司规划“十四五”煤电新增装机8GW，当前火电（含气电）在建7.46GW，项目陆续投产有望为煤电业务注入成长动力。

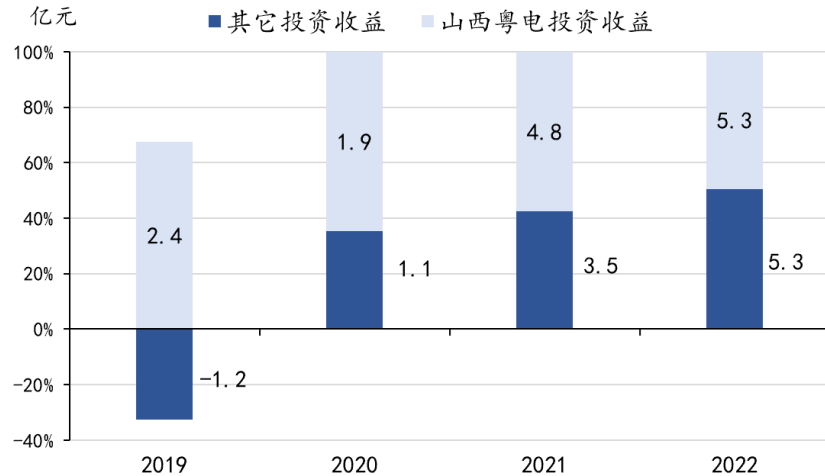
图表8：2022年公司亏损30亿元



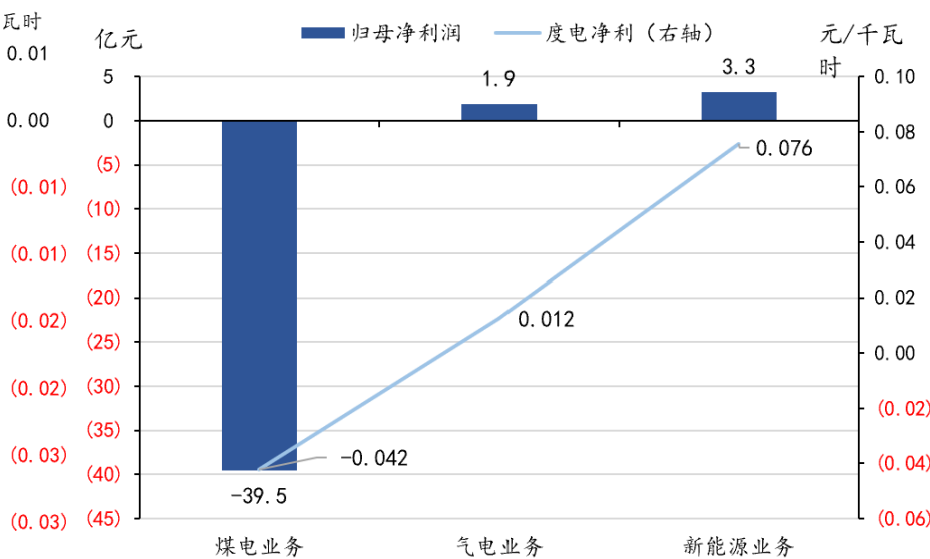
图表9：2023Q1公司扭亏为盈



图表11：2022年山西粤电贡献5.3亿元投资收益



图表10：2022年归母净利润分业务拆分



二、煤电：业绩有望逐季改善，新增装机注入成长动力

2.1 短期：成本向下，业绩有望逐季改善

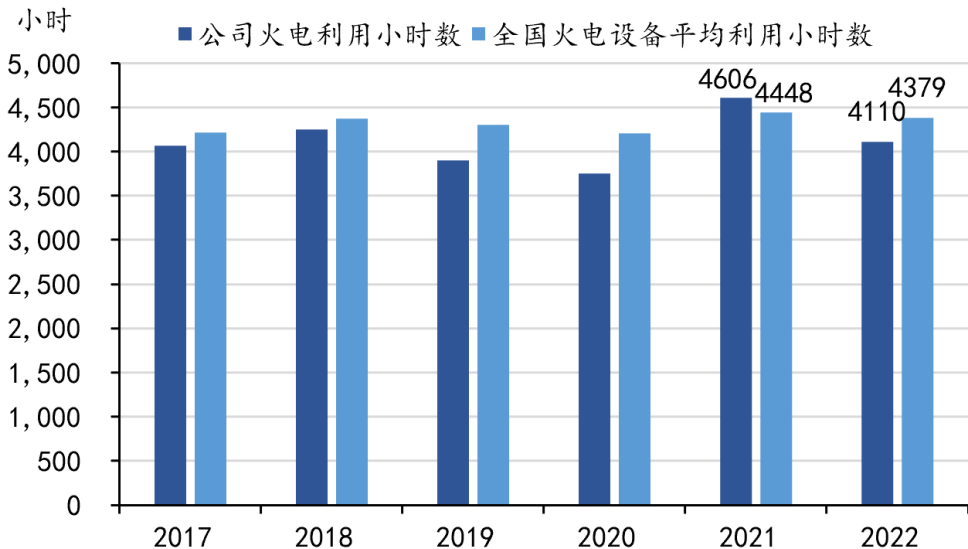
- 从区位来看，除了新疆图木舒克热电厂外，公司全部火电机组都位于广东省内。
- 从利润情况来看，2022年公司气电业务接近盈亏平衡，煤电业绩亏损明显。
- 展望2023-2025年，我们认为公司中短期逻辑兼备。**短期来看，国内外动力煤价格持续下降+电价上浮，火电业绩有望改善；中期来看，公司规划“十四五”煤电新增装机6GW，项目陆续投产有望为煤电业务注入成长动力。

图表12：2022年粤电力子公司火电装机和净利润情况

业务类型	公司名称	持股比例 (%)	2022年装机量 (万千瓦)	2022年净利润(亿元)
煤电	沙角 A 电厂	100	66	-
	广东粤电大埔发电有限公司	100	120	-3.48
	广东省韶关粤江发电有限责任公司	90	186	-9.22
	湛江中粤能源有限公司	90	126	-7.09
	广东粤电云河发电有限公司	90	60	-
	图木舒克热电有限公司	79.48	70	-
	湛江电力有限公司	76	132	-3.17
	广东粤电博贺煤电有限公司	67	400	0.09
	广东红海湾发电有限公司	65	452	-3.27
	广东粤电靖海发电有限公司	65	520	-3.51
	广东省沙角（C 厂）发电有限公司	51	198	-9.14
	茂名臻能热电有限公司	46.54	113	-
	广东惠州平海发电厂有限公司	45	200	1.16
合计			2643	-37.63
气电	深圳市广前电力有限公司	100	117	4.84
	广东惠州天然气发电有限公司	67	255	2.07
	广东粤电花都天然气热电有限公司	65	80	-
	广东粤华发电有限公司	51	84.6	-3.64
	广东粤电新会发电有限公司	45.9	90.6	-
合计			627.2	-0.85

注：子公司2022年火电装机量数据部分来源于公开资料整理，可能与公司现有年报数据有出入

图表13：2022年公司火电平均利用小时数4110h



2.1 短期：成本向下，业绩有望逐季改善

2.1.1 全面严监管下，长协煤兑现率有望提升

图表14：2023年长协煤签订政策在监管要求上大幅加严，在监管细节上考虑更加全面

监管类型	监管要求	2023年	2022年
数量要求	供应方	所有在产的煤炭企业。煤矿与火电厂直接签长协存在困难的，可通过煤炭贸易企业签订，但须明确煤源企业和用煤方；用煤量不足20万吨的中小火电厂，由地市为单位统一签约	所有核定产能30万吨/年及以上的煤炭生产企业
	煤企签约数量要求	新增：各产煤区将29亿吨任务目标分解至每一个煤炭企业	煤炭企业签订的中长期合同数量应达到自有资源量的80%，2021年9月以来保供煤矿核增产能全部签订中长期合同。
	发电侧签约要求	合理确定国内用煤需求并全部签订长协，原则上最高可按2022年度国内耗煤量（总耗煤量扣除进口煤使用量）的105%组织衔接资源，进口煤比例高的电厂考虑进口替代情况可进一步合理放宽比例。鼓励供需双方按2022年下半年签订的量价齐全合同2倍数量签订2023年全年合同。	-
	未按期足额签约惩戒措施	煤矿：对煤矿未按期足额签约的，在新核准项目、新核增产能、铁路运力和金融支持等方面予以限制，欠量资源按长协价转为政府储备资源，属于保供煤矿的，调出保供煤矿名单。火电厂：未按期足额实现合同全覆盖的欠量资源，后续补签按市场煤合同对待，不再享受长协价和运力保障政策。	-
价格机制	基准价	5500大卡下水煤合同675元/吨；贸易商价格：扣除合理流通服务费用后，折算的港口价、出矿价应在有关政策明确的价格合理区间内，且不得转售给其他贸易商	5500大卡下水煤700元/吨（后调整为675元/吨）
	煤质要求	所有合同必须明确供应煤种的煤质要求及双方认可的质检机构。适时组织开展质量抽查，对降卡销售、掺杂使假等行为导致煤质不达标的及时核查、督促整改。	-
	信用承诺及欠一补三	将“欠一补三”明确纳入中长期合同条款。企业履约情况将纳入公共信用综合评价体系。	-
运力配置		新增：未足额配置电煤中长期合同运力前，暂不受理其他用煤合同运力配置。对需要通过公路、水路等其他方式运输的，供需双方也要在双方合同条款中予以明确，任何一方不能以未配置铁路运力为借口违约	-
履约监管	履约率要求	月度间可适当调剂，季度履约量、全年履约量必须达到100%	月度履约率应不低于80%，季度和年度履约率不低于90%
	无运力而影响履约	不得以未配置铁路运力为由拒绝履约。未能申请到铁路运力的，供方应当先交付资源，由需方通过其他运输方式提货，不允许以未配置铁路运力为由拒绝交付资源或拒不提货	经铁路部门确认运力的年度中长期合同，确实难以执行的，须经产运需三方同意。
	停产减产影响履约	不得以停产减产为由拒绝履约。确因不可抗力因素导致煤矿长期停工停产不能履约的，应在供需双方协商一致，由供方企业所在地省级核实并协调落实替代履约资源后，报送国家发改委，否则仍应严格执行“欠一补三”合同条款	-
	不履约案例归集整改通报	未按合同要求履约的，供需企业可向地方政府反映，地方整改不力的，可直接向国家发改委反映，国家发改委将按月对各省市区市履约情况进行通报。	-
	违约惩戒措施	按照《国家发改委关于加强电煤中长期合同诚信履约监管的通知》明确的有关措施予以惩戒并予以通报。因供需双方原因导致季度兑现率偏低的合同，铁路运输企业将根据违约程度，采取削减合同运力、取消配置运力的措施。	国家发改委将会同有关部门，对中央和地方违约企业实施约谈、通报、信用公示和追责问责等惩戒措施

2.1 短期：成本向下，业绩有望逐季改善

2.1.2 中性预期下，2023年火电需求偏弱+国内核增产能落地，煤价有望缓和

图表15：全社会用电量增速3%-9%假设下，2023年发电量预测

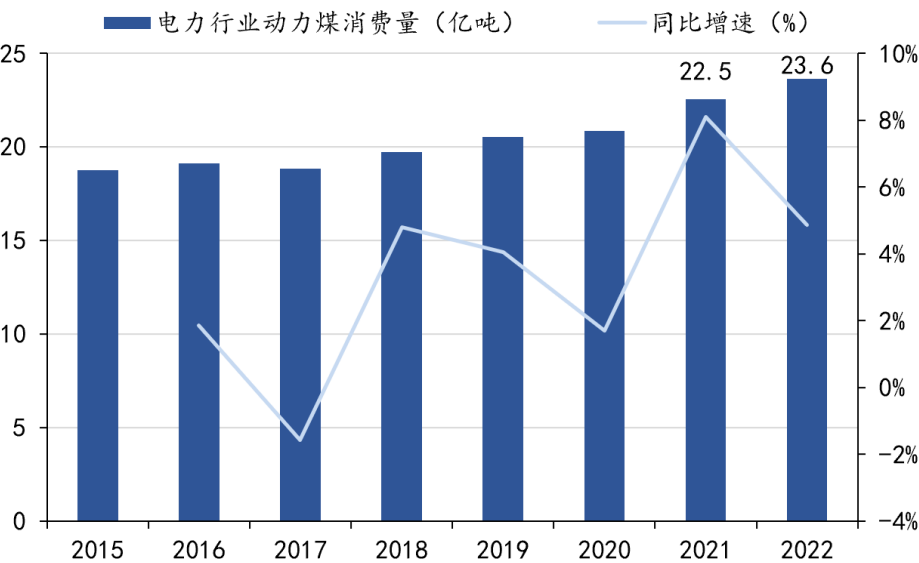
	2019	2020	2021	2022	2023E			
全社会用电量（亿千瓦时）	72,852	75,110	83,128	86,372	88,963	90,691	92,418	94,145
YOY		3.1%	10.3%	3.9%	3%	5%	7%	9%
发电量（亿千瓦时）	73,269	76,264	83,768	83,886	89,815	91,559	93,303	95,047
装机规模（亿千瓦）								
火电	11.90	12.45	12.97	13.32	14.0	14.0	14.0	14.0
燃煤	10.41	10.80	11.09	11.37	11.87	11.87	11.87	11.87
燃气	0.90	0.98	1.09	1.16	1.23	1.23	1.23	1.23
生物质等	0.59	0.67	0.79	0.79	0.89	0.89	0.89	0.89
水电	3.58	3.70	3.91	4.14	4.23	4.23	4.23	4.23
核电	0.49	0.51	0.55	0.56	0.58	0.58	0.58	0.58
风电	2.09	2.82	3.28	3.65	4.33	4.33	4.33	4.33
光伏	2.05	2.53	3.07	3.93	4.90	4.90	4.90	4.90
生物质	0.24	0.30	0.38	0.41	0.45	0.45	0.45	0.45
合计	20.34	22.31	24.15	26.01	28.49	28.49	28.49	28.49
平均利用小时数（小时）								
火电	4,307	4,216	4,448	4,379				
燃煤	4,429	4,340	4,586	4,575	4,293	4,440	4,587	4,734
燃气	2,646	2,618	2,814	2,573	2,668	2,668	2,668	2,668
水电	3,697	3,827	3,622	3,412	3,620	3,620	3,620	3,620
核电	7,394	7,453	7,802	7,616	7,624	7,624	7,624	7,624
风电	2,083	2,073	2,232	2,221	2,175	2,175	2,175	2,175
光伏	1,285	1,281	1,281	1,337	1,300	1,300	1,300	1,300
发电量（亿千瓦时）	发电量=装机量*利用小时数							
火电	50,465	51,770	56,463	58,531	58,113	59,857	61,601	63,345
燃煤	45,538	46,296	50,277	52,035	50,978	52,722	54,466	56,210
YOY		1.7%	8.6%	3.5%	-2.0%	1.3%	4.7%	8.0%
燃气	2,325	2,525	2,726	3,486	3,220	3,220	3,220	3,220
水电	13,021	13,553	13,401	12,020	14,024	14,024	14,024	14,024
核电	3,487	3,662	4,071	4,178	4,275	4,275	4,275	4,275
风电	4,053	4,665	6,526	7,624	8,225	8,225	8,225	8,225
光伏	2,240	2,611	3,259	4,234	5,178	5,178	5,178	5,178

2.1 短期：成本向下，业绩有望逐季改善

2.1.2 中性预期下，2023年火电需求偏弱+国内核增产能落地，煤价有望缓和

- 需求端：
 - I. 当2023年全社会用电量增速为5%时，当年电煤需求或整体偏弱，火电发电量增速位于-0.2%~2.9%。
 - II. 当2023年全社会用电量增速为7%时，当年火电发电量增速位于3.1%~6.2%。

图表16：2022年电煤累计消费量23.6亿吨



图表17：2023年火电发电量增速敏感性测算

2023年全社会用电量增速	水电利用小时数 (小时)		
	3,412	3,620	3,827
3%	-0.5%	-2.0%	-3.6%
5%	2.9%	1.3%	-0.2%
7%	6.2%	4.7%	3.1%
9%	9.6%	8.0%	6.5%

2.1 短期：成本向下，业绩有望逐季改善

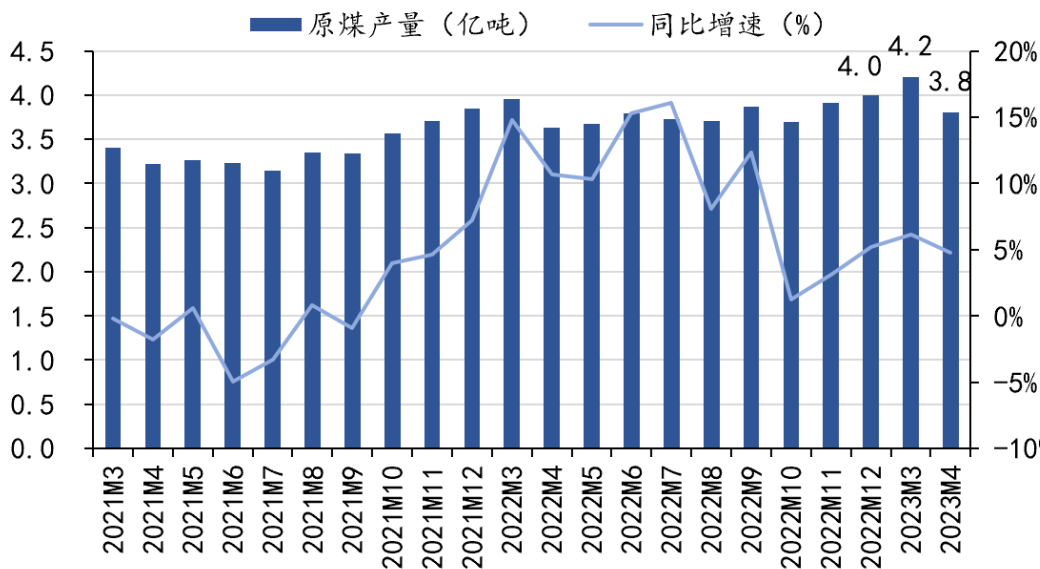
2.1.3 国内核增产能落地+海外需求减弱，国内外动力煤价格有望缓和

- 供给端：展望2023年，我国煤炭产能有望进一步释放。**2021年下半年以来，我国持续出台政策推进加快煤炭产能核增、扩产和投产。据人民网，2021年9月至2022年8月初，我国共核增了4.9亿吨/年煤炭产能。2022年6月，国家应急管理部等发布《关于加强煤炭先进产能核定工作的通知》，对煤炭产能的核增幅度、核增间隔期以及剩余服务年限的条件均进行了放松。

图表18：我国持续出台政策加快煤炭产能核增、扩产

时间	出台机构	政策来源	主要内容
2022/4/20	国务院	国务院常务会议	通过核增产能、扩产、新投产等， 2022年新增煤炭产能3亿吨。
2022/6/9	国家应急管理部	《关于加强煤炭先进产能核定工作的通知》	合理放宽核增幅度要求；调整核增间隔限制。核增的间隔期由3年调整为1年，对露天煤矿或智能化采煤的煤矿等，随时增随时核；调整剩余服务年限要求。
2022/9/2	内蒙古自治区自然资源厅	《内蒙古自治区盘活矿业权工作方案的通知》	全面推进107个停产煤矿和160个煤炭探矿权未转采项目，加快形成实际生产力。
2022/10/15	国务院	《第十次全国深化“放管服”改革电视电话会议重点任务分工方案》	加快煤矿核增产能相关手续办理，推动已核准煤炭项目加快开工建设。

图表19：2023年4月我国原煤产量3.8亿吨



2.1 短期：成本向下，业绩有望逐季改善

2.1.3 国内核增产能落地+海外需求减弱，国内外动力煤价格有望缓和

- **海外动力煤供需宽松，煤价持续下行。**伴随着欧洲天然气危机缓解，国际煤炭需求显著回落，叠加其他主要煤炭进口国日本、韩国煤炭需求量的萎缩，国际煤炭供应宽松，国际煤价不断下降。2023年3月以来，广州港印尼煤3800大卡煤价持续下行，2023年6月2日已下行至610元/吨，较年初下降220元/吨，降幅达26.5%。据煤炭视界，2023年6月初进口煤3800大卡投标价已低至500元/吨（对应标煤单价921元/吨）。
- **高港口库存+需求偏弱+低热值进口煤价格优势明显，国内煤价持续下行。**截至2023年6月2日，秦皇岛港5500大卡动力煤价格为795元/吨（较年初下降408元/吨，降幅34%），折合标煤单价1012元/吨，进口煤价格优势显著。

图表20：2023年3月以来3800大卡印尼煤进口价格持续下行



图表21：2023年2月以来，我国5500大卡动力煤价持续下行



2.1 短期：成本向下，业绩有望逐季改善

2.1.3 国内核增产能落地+海外需求减弱，国内外动力煤价格有望缓和

- 假设长协价格720元/吨、运费50元/吨、供电煤耗303克/千瓦时、折旧等其他度电成本0.11元/千瓦时、电价为广东2023年度长协电价0.554元/千瓦时。根据我们测算，当长协煤兑现率为30%、现货煤价为1000元/吨时，广东火电厂度电净利为5.1分/千瓦时，若煤价跌至900元/吨，则度电净利将提升至7.4分/千瓦时。
- 2023年2月以来，国内外现货煤价持续下行，公司2023Q2业绩或将进一步改善；展望Q3，西南地区来水有望好转，火电边际需求同比有望减弱，电煤需求或将保持偏弱态势，保障火电盈利。据公司公告，截至2023年4月末，粤电力进口煤占比约5成，2023年煤价下行背景下，该比例有望提升，进一步提升公司业绩弹性。

图表22：广东火电厂度电净利敏感性测算

		长协煤兑现率						
		10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%
秦皇岛港口 5500大卡现货 煤价（元/吨）	750	0.108	0.109	0.110	0.111	0.112	0.113	0.114
	800	0.093	0.096	0.098	0.101	0.104	0.106	0.109
	850	0.077	0.082	0.086	0.091	0.095	0.100	0.104
	900	0.062	0.068	0.074	0.081	0.087	0.093	0.099
	950	0.047	0.055	0.062	0.070	0.078	0.086	0.094
	1000	0.032	0.041	0.051	0.060	0.070	0.079	0.089
	1050	0.016	0.027	0.039	0.050	0.061	0.072	0.084
	1100	0.001	0.014	0.027	0.040	0.053	0.066	0.079

2.2 短期：电价向上，进一步疏导成本压力

- 通过对比已出台2023年中长期市场化方案的省份与2022年的变化，我们发现：在2023年电力紧张背景下，各省份更加强调通过高比例签订中长期合同来保障电力供应基本盘，大部分省份中长期签约电量比例较上年均有提升，同时进一步强调煤电在电力保供当中的重要性，广东等省份增加一次能源价格联动机制进一步保障煤电盈利。

图表23：2023年大部分省份中长期签约电量比例要求较上年提升

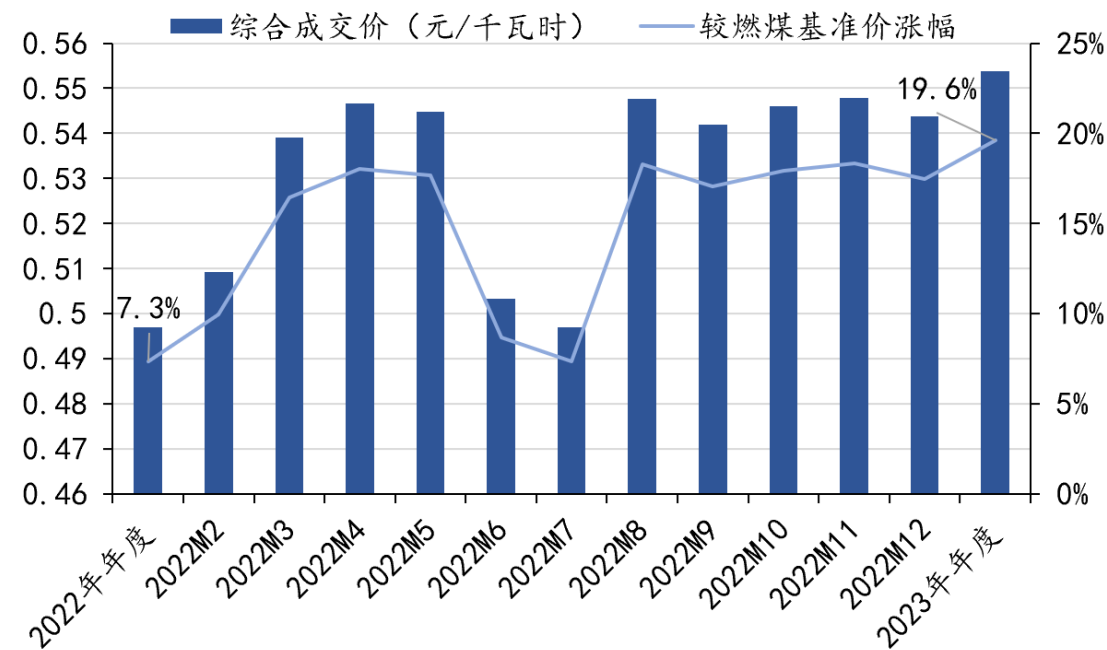
地区	2023年	2022年
福建	直接交易用户2023年年度中长期合同签订电量应不低于上一年度用电量的 80% 。 燃煤发电机组 年度中长期合同签订量不低于上一年发电量的 80%	所有直接交易用户、电网购电用户年度交易电量限额为其2021年度购电量的 70%
陕西	市场化电力用户/ 燃煤发电企业 2023年年度中长期合同签订电量应高于 上一年度用电量 的 80% ，全年中长期合同签订电量高于上一年度用电量的 90%	市场主体年度及以上中长期合同签订电量不低于 前三年用电量 平均值的 80% ，全年中长期合同签订电量不低于前三年用电量平均值的 90%
山东	2023年年度及以上中长期合同签订电量应高于前三年用电量平均值的 80% ； 燃煤发电企业 2023年年度中长期合同签订电量不低于上一年实际发电量的 80%	售电公司（批发用户）原则上应签订不低于总代理电量（总用电量） 90% 的中长期合同
广东	2023年安排年度交易规模上限3000亿千瓦时	2022年电力市场年度交易规模3150亿千瓦时
青海	保障省内中长期合同高比例签订；预计2023年市场化交易电量规模896亿千瓦时	——
浙江	110千伏及以上工商业用户原则上其中长期交易电量不低于上一年度用电量的 90% ， 其余工商业用户 为 80%	110千伏及以上工商业用户中长期交易电量不低于其前三年用电量平均值的 90% ，其它工商业用户为 70%
江苏	保障中长期交易电量不低于市场交易总电量的90% 。直接交易用户年度交易电量应为其2022年用电量的 75%-85% ，售电公司年度交易电量应为其所有签约用户2022年用电量之和的 75%-85%	直接交易用户年度交易电量应为其前三年用电量的 60%-75% ，售电公司年度交易电量应为其所有签约用户前三年用电量之和的 60%-75%
贵州	年度中长期签约规模不低于前三年平均交易电量的 80%	——
山西	2023年除居民、农业用电外，电力市场交易规模预计在 1600亿千瓦时 以上	2022年全省省内电力市场交易电量规模约 1500亿千瓦时

资料来源：北极星售电网，福建发改委，陕西发改委，山东能源局，浙江发改委，江苏发改委，山西能源局，国海证券研究所

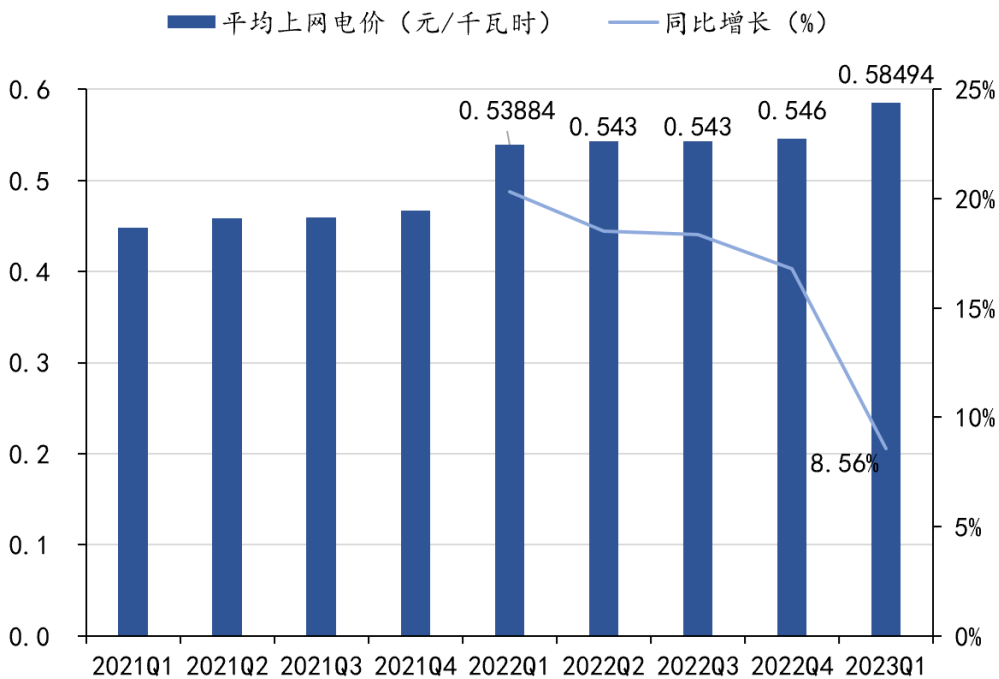
2.2 短期：电价向上，进一步疏导成本压力

- 据北极星售电网，广东2023年火电中长期成交价较燃煤基准价涨幅均接近20%（2022年涨幅仅7%）。我们认为，价格机制是疏导火电企业成本、保障电力供应的重要举措，“十四五”电力供需整体偏紧，火电保供价值有望进一步凸显。
- 2023Q1公司平均上网电价达0.585元/千瓦时，同比+8.56%，较广东燃煤基准价上涨19.6%。双碳背景下，十四五电力或维持供需整体偏紧形式，对电价形成一定支撑。同时，迎峰度夏期间，电力供需紧张或驱动现货市场电价上浮，进一步贡献公司业绩弹性。

图表24：广东2023年年度中长期成交价较燃煤基准价上浮19.6%



图表25：2023Q1公司平均上网电价同比+8.56%



资料来源：国家发改委，公司公告，中国能源报，国务院，中国政府网，北极星输配电网，北极星电力网，WIND，国海证券研究所

2.3 中期：“十四五”预计新增装机6GW，电量CAGR 3=10.57%

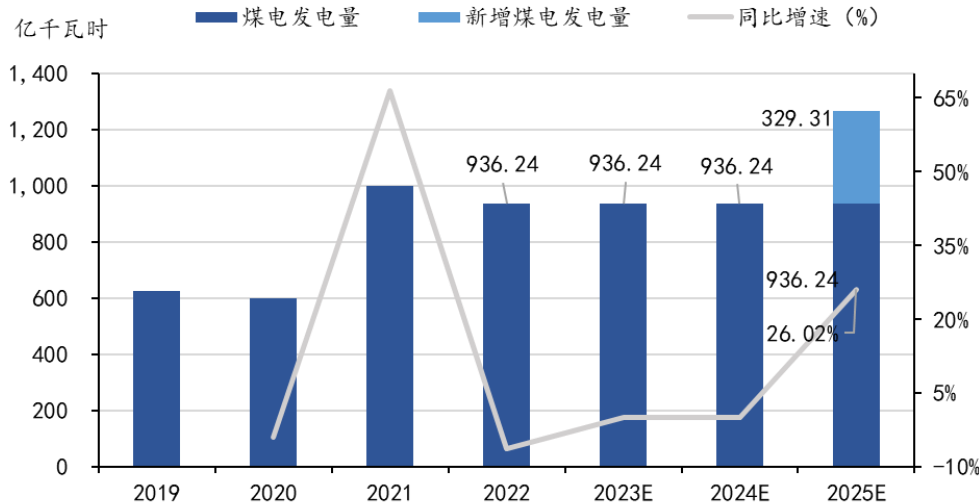
- 截至2022年底，公司煤电装机20.6GW，按照目前项目推进状态，2025年底预计三个项目投产，装机容量共计6GW，则煤电装机有望达26.6GW，较2022年底增长29.13%。2022年公司煤电发电量为936.24亿千瓦时，保守假设利用小时数为4000h，则公司2025年煤电发电量有望达1265.55亿千瓦时，2022-2025年CAGR=10.57%。

图表26：截至2022年底，公司获得核准的火电项目

业务类型	项目名称	预计投产时间	总投资额 (亿元)	装机容量	预计年供电量 (亿千瓦时)
煤电	汕尾电厂二期 5、6 号机组（2×1000MW）扩建工程	2025年	79.42	2GW	100.00
	粤电惠来电厂 5、6 号机组扩建工程（2×1000MW）	2024年底	80.50	2GW	95.79
	茂名博贺电厂 3、4 号 2×1000MW机组工程项目	2024年底	45.88	2GW	96.02
	广东粤电大埔电厂二期工程项目	2024年底	80.62	2GW	100
	合计		286.42	8GW	391.81
气电	茂名市天然气热电联产保障电源项目	2025年	21.66	0.58GW	24
	云河发电公司天然气热电联产项目	2024年	28.10	0.92GW	40
	粤华发电有限责任公司气代煤发电项目	2023年	15.32	0.6GW	21
	广东能源揭阳大南海天然气热电联产项目	2023年	28.61	0.96GW	36.48
	惠州大亚湾石化区综合能源站项目	2023年	38.20	1.2GW	47
	东莞宁洲厂址替代电源项目	2023年底	59.28	2.1GW	124.23
	合计		191.17	6.36GW	293.04

注：以上项目为2021年、2022年获得核准的火电项目

图表27：预计2022-2025年公司煤电发电量CAGR=10.57%



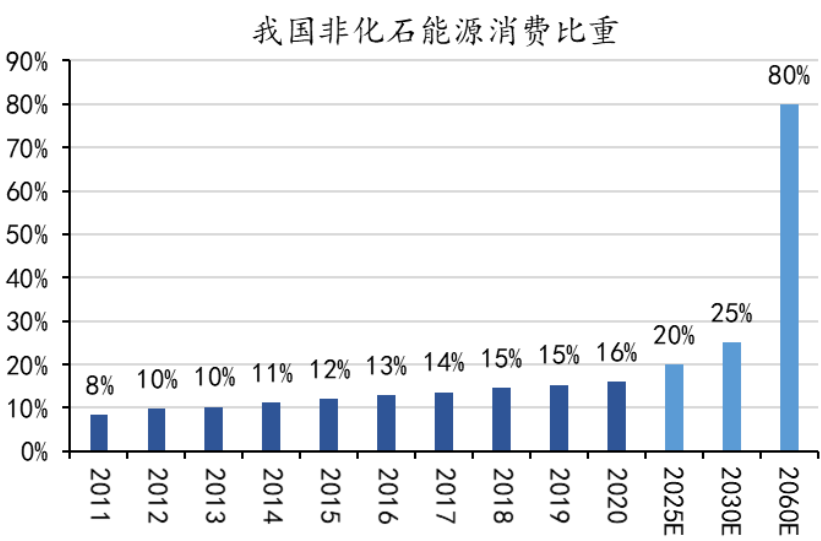
三、新能源：2022-2025年收入CAGR或达53%

3.1 海风方兴未艾，硅料价格下行有望提升光伏装机意愿

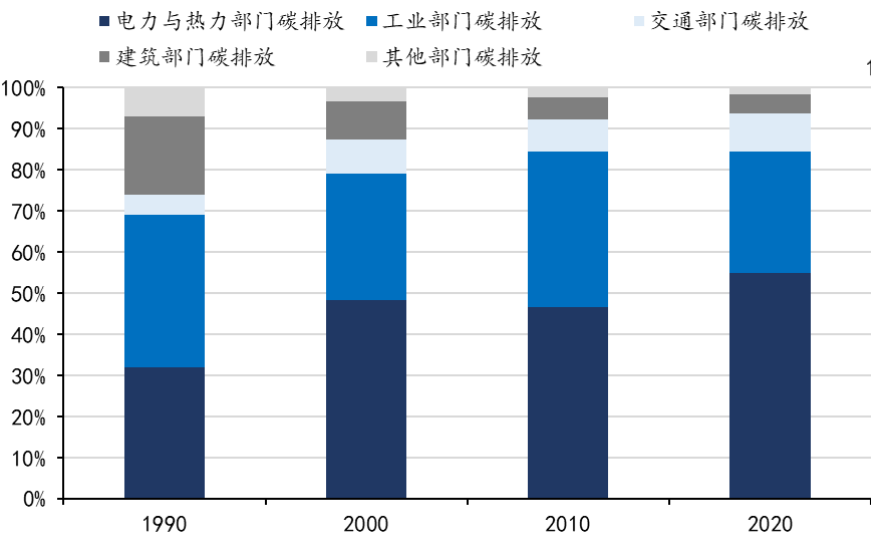
3.1.1 能源转型路径清晰，海风方兴未艾

- “双碳”目标坚如磐石，能源转型路径清晰。2020年9月习总书记提出“2030年碳达峰，2060年碳中和”发展目标；2021年10月国务院下发《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》，提出2025/2030/2060年国内非化石能源消费比重预计分别达到约20%、25%、80%以上。据国家统计局数据，2022年我国能源消费结构中煤炭占比达56.2%。
- 光伏、风电迎来历史性发展机遇。电力部门是我国能源消费碳排放主要来源，是碳减排的核心。风电、光伏作为零碳清洁能源，2021年以来，在政策推动以及电站单位投资成本下降的背景下，风电光伏行业迎来了历史性发展机遇。

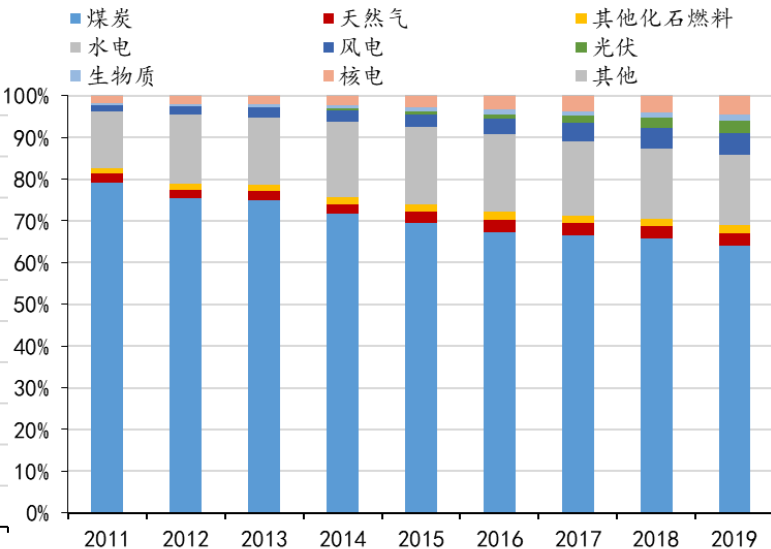
图表28：我国2060年非化石能源消费比重计划达到80%+



图表29：电力部门是我国碳排放的主要来源



图表30：我国电源结构仍以煤电为主

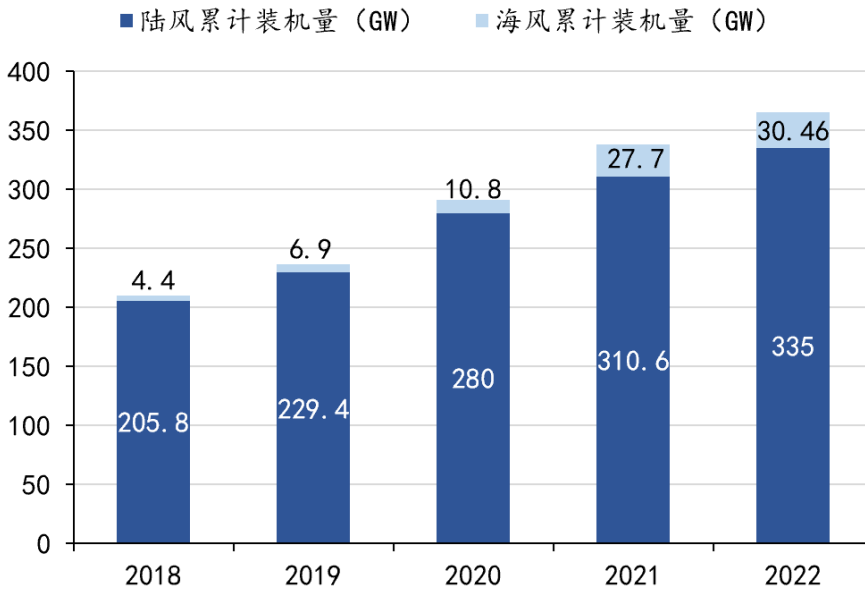


3.1 海风方兴未艾，硅料价格下行有望提升光伏装机意愿

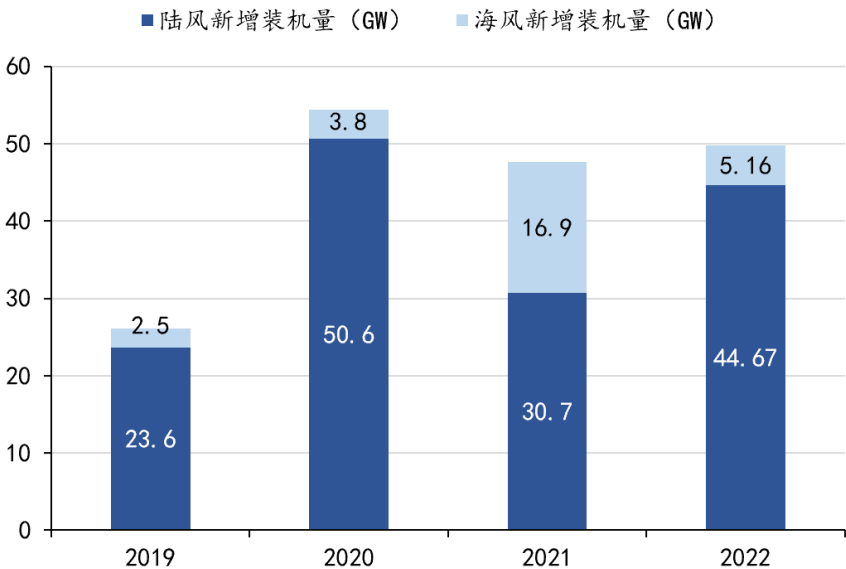
3.1.1 能源转型路径清晰，海风方兴未艾

- 海风有望成为未来风电成长的主力。相较于陆风发展受制于土地资源，海风资源丰富。据科技日报，我国5-50米水深、70米高度的海上风电，预计可开发资源达到500GW；据国家气象局，我国离岸200公里范围内，近海和深远海风能资源开发潜力可达到约2250GW。
- 根据CWEA，“十四五”期间共有9个省市提出海风发展规划，规划“十四五”合计新增装机达59.3GW，开工15.7GW。2022年我国海风新增装机5.2GW，则按照上述海风发展规划，2022-2025年我国海风年均新增装机约10.6GW。

图表31：2022年我国海风累计装机30.5GW



图表32：2022年我国海风新增装机5.2GW



图表33：“十四五”各省海风规划装机约59.3GW

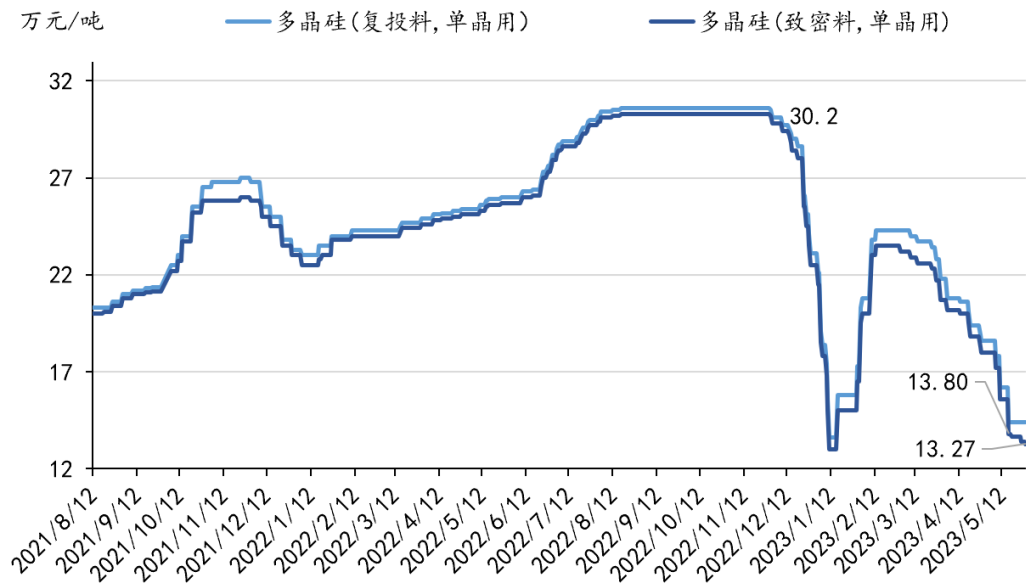
省份	十四五海风规划装机量 (万千瓦)	开工 (万千瓦)
广东	1700	
福建	1030	480
山东	3500	1000
江苏	909	
广西	750	
浙江	455	
辽宁	405	
上海	180	
天津	-	90
合计	5929	1570

3.1 海风方兴未艾，硅料价格下行有望提升光伏装机意愿

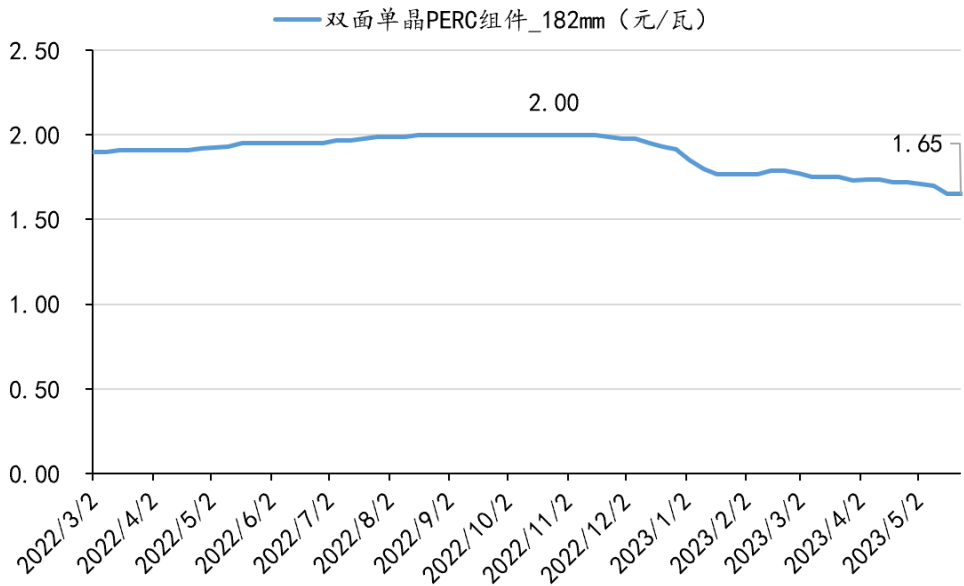
3.1.2 硅料价格下行，光伏装机意愿有望提升

- 据中国新闻周刊，能源转型背景下，我国光伏装机需求快速提升，但上游硅料扩产周期长，叠加俄乌冲突持续推升欧洲需求等因素影响，硅料价格持续攀升。
- 2022年12月开始，随着硅料产能的释放，我国多晶硅价格和组件价格开始大幅回落，**2023年5月29日多晶硅（致密料，单晶用）**价格已下降至**13.27万元/吨**，较**2022年11月**的高点下降**41.3%**；**PERC组件价格(182mm)**已下降至**1.65元/W**，较**2022年11月**的高点下降**17.5%**。

图表34：2022年12月起硅料价格开始明显回落



图表35：2022年11月中旬起双面单晶组件价格回落

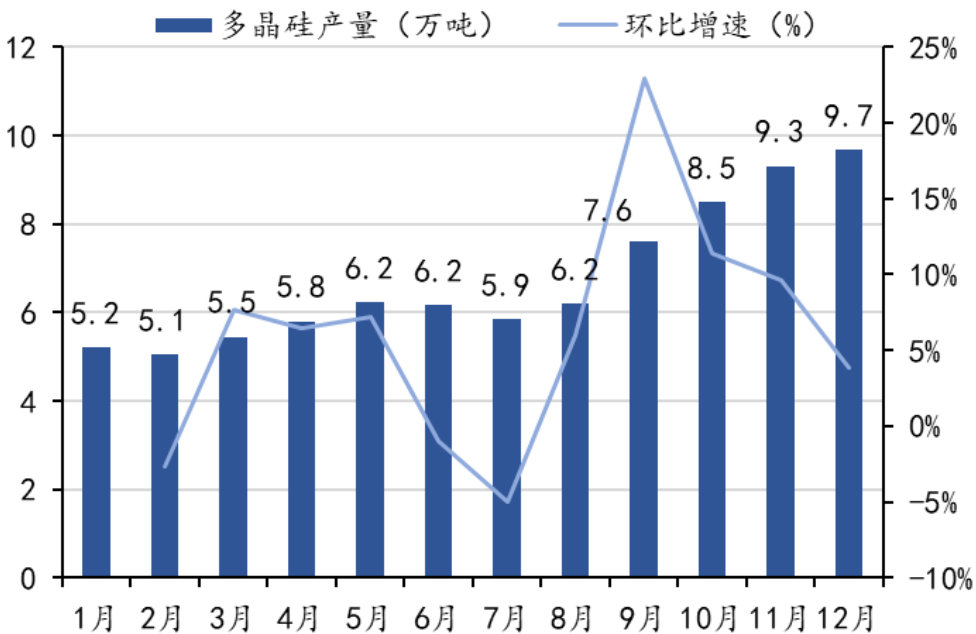


3.1 海风方兴未艾，硅料价格下行有望提升光伏装机意愿

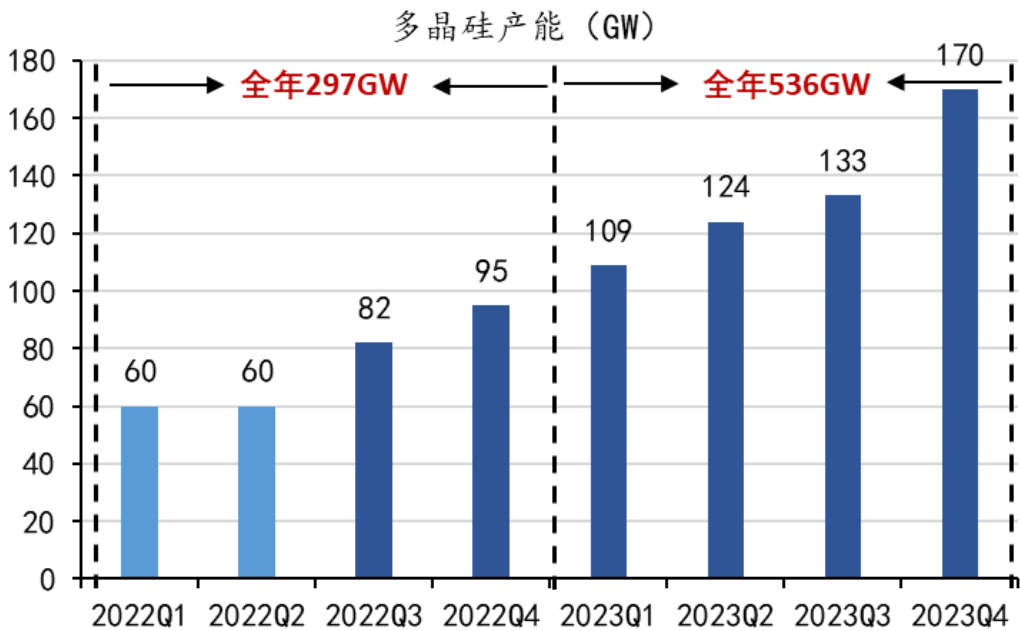
3.1.2 硅料价格下行，光伏装机意愿有望提升

- 2022年9月起，硅料产能快速落地。据上海有色网和硅业分会，2022年我国多晶硅产量81.1万吨，同比增长65.5%，其中12月多晶硅产量9.7万吨，国内多晶硅供应不足情况消失。据集邦咨询预计，2023年多晶硅产量将达134万吨，可支撑375GW以上的光伏装机，500GW以上的组件产出，整体供应充足。

图表36：2022年12月我国多晶硅产量9.7万吨



图表37：预计多晶硅产能将持续爬坡

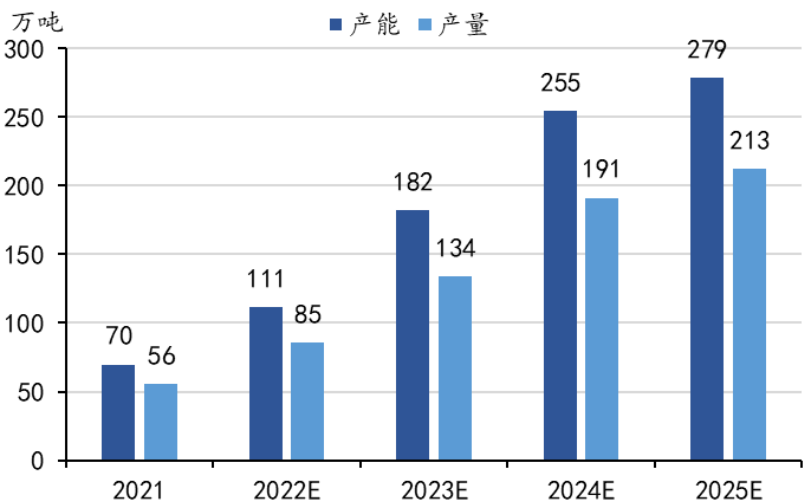


3.1 海风方兴未艾，硅料价格下行有望提升光伏装机意愿

3.1.2 硅料价格下行，光伏装机意愿有望提升

- 硅料产能落地有望推动组件价格下行，提升运营商光伏装机动力。据PV Infolink预计，到2023年底，组件价格可能会从2022年末的0.25~0.27美元下降至0.22~0.23美元/瓦之间，相当于每瓦0.2元人民币降幅。根据我们测算，当装机成本处于3.6-4.1元/W时，光伏装机成本每下降5分/W，资本金IRR将提升0.35-0.44%；当装机成本下降至3.6元/W时，资本金IRR可达10.4%。

图表38：预计2023年多晶硅产量将达134万吨



图表39：光伏项目IRR对装机成本的敏感性测算（不含配储成本）

单位综合成本（元/W）	资本金IRR（70%借款比例）	较上一级成本的IRR增幅
4.05	6.8%	
4	7.2%	0.35%
3.95	7.5%	0.36%
3.9	7.9%	0.37%
3.85	8.3%	0.38%
3.8	8.7%	0.39%
3.75	9.1%	0.40%
3.7	9.5%	0.42%
3.65	9.9%	0.42%
3.6	10.4%	0.44%

3.2 预计2025年新能源业务收入或达95亿元，CAGR 3=53%

- 截至2022年末，公司海风/陆风/光伏控股装机量1.20/1.15/0.18GW。
- 公司“十四五”规划新增新能源装机14GW，其中陆风1.6GW、海风2.8GW、光伏9.6GW；区位上，将重点开发广东、新疆、青海、贵州地区的新能源项目。

图表40：公司已投产及在建海风项目

项目名称	投产时间	装机容量（万千瓦）	持股比例
外罗一海上风电项目	2020年	19.8	100%
珠海金湾海上风电项目	2021年4月	30	74.49%
湛江徐闻外罗二海上风电项目	2021年12月	20	100%
湛江徐闻新寮海上风电项目	2021年11月	20.35	100%
阳江沙扒海上风电项目	2021年12月	30	91.41%
粤电阳江青洲一海上风电项目	2023年（预计）	40	100%
粤电阳江青洲二海上风电项目	2024年(预计)	60	100%

3.2 预计2025年新能源业务收入或达95亿元，CAGR 3=53%

- 假设公司完成“十四五”装机规划，结合当前在手项目，我们测算得2025年公司新能源业务收入或达95亿元，CAGR 3=52.9%，其中，海风/陆风/光伏收入44.3/23.0/28.1亿元，风电业务2022-2025年CAGR 3=36%。

图表41：预计2025年新能源业务收入或达95亿元，CAGR3=52.9%

新能源业务		2022	2023E	2024E	2025E	备注
风光合计	期末装机量 (GW)	2.52	6.36	10.39	14.61	
	其中：陆风 (GW)	1.15	1.43	1.72	2.01	
	海风 (GW)	1.20	1.60	2.20	3.00	
	光伏 (GW)	0.18	3.32	6.46	9.60	
	总收入 (亿元)	26.70	48.63	69.10	95.39	
YOY		148%	82%	42%	38%	
海风	海风收入 (亿元)		26.05	32.12	44.25	
	YOY			23.31%	37.76%	
	海风累计装机 (GW)	1.20	1.60	2.20	3.00	
	新增装机 (GW)	0.00	0.40	0.60	0.80	2023-2024年底分别投产青洲一和青洲二项目
	利用小时数 (h)		3500	3500	3500	
	总上网电量 (亿千瓦时)	28.81	40.32	53.73	80.50	
陆风	综合电价	0.651	0.646	0.598	0.550	假设2022年开始投产项目电价均为广东燃煤标杆电价；2021-2022年为风电业务平均电价
	陆风收入 (亿元)		16.40	19.77	23.02	
	YOY			20.50%	16.43%	
	陆风累计装机 (GW)	1.14	1.43	1.72	2.01	
	新增装机 (GW)	0.37	0.29	0.29	0.29	以“十四五”规划为基准，假设2023-2025年每年新增装机相等
	利用小时数 (h)		2000	2000	2000	
光伏业务	总上网电量 (亿千瓦时)		24.69	30.23	35.77	假设当年新增装机机组有50%并网发电
	平均电价 (元 / 千瓦时)	0.646	0.636	0.626	0.616	2021-2022年为公司风电业务平均上网电价，此后每年小幅下降
	光伏收入 (亿元)	0.10	6.18	17.21	28.12	
	YOY			178%	63%	
	光伏累计装机 (GW)	0.18	3.3	6.5	9.6	
	新增装机 (GW)	0.18	3.1	3.1	3.1	以“十四五”规划为基准，假设2023-2025年每年新增装机相等
	利用小时 (h)	146	1100	1100	1100	
	总上网电量 (亿千瓦时)	0.03	19.0	53.2	87.3	假设当年新增装机机组有50%并网发电
	上网电价 (元/千瓦时)		0.325	0.324	0.322	参考2021年全国燃煤基准价均值，且每年小幅下降

资料来源：公司公告，观察者网，南方电网报，阳光工匠光伏网，《中国“十四五”新能源发展研判及需要关注的问题》，国家发改委价格成本调查中心，国海证券研究所

3.3 预计2023-2025年每年需资本金65-75亿元，现金流尚不紧缺



- 根据我们测算，若“十四五”期间完成14GW装机规模，2023-2025年总投资额或将超600亿元，需要资本金122亿元，年均41亿元。

图表42：预计2023-2025年公司新能源投资需要资本金年均均为35-45亿元

分类		2023E	2024E	2025E
光伏	累计光伏装机容量（GW）	3.32	6.46	9.60
	当年新增光伏装机容量（GW）	3.14	3.14	3.14
	光伏单位投资成本（元/W）	3.9	3.9	3.9
	YoY	-1.5%	-1.0%	-1.0%
	投资额（亿元）	123.8	122.5	121.3
海风	海风装机量（GW）	1.60	2.20	3.00
	当年新增海风装机量（GW）	0.40	0.60	0.80
	单位投资成本（元/W）	13.7	13.4	13.3
	YoY	-2.0%	-2.0%	-1.0%
	投资额（亿元）	54.9	80.7	106.0
陆风	装机量（GW）	1.43	1.72	2.01
	当年新增装机量（GW）	0.29	0.29	0.29
	单位投资成本（元/W）	5.4	5.3	5.2
	YoY	-2.0%	-2.0%	-1.0%
	投资额（亿元）	15.6	15.3	15.1
当年风电+光伏新增总装机量（GW）		3.8	4.0	4.2
风电光伏项目总投资（亿元）		178.6	203.2	227.3
资本金比例		20%	20%	20%
风电光伏项目资本金投资额（亿元）		35.7	40.6	45.5

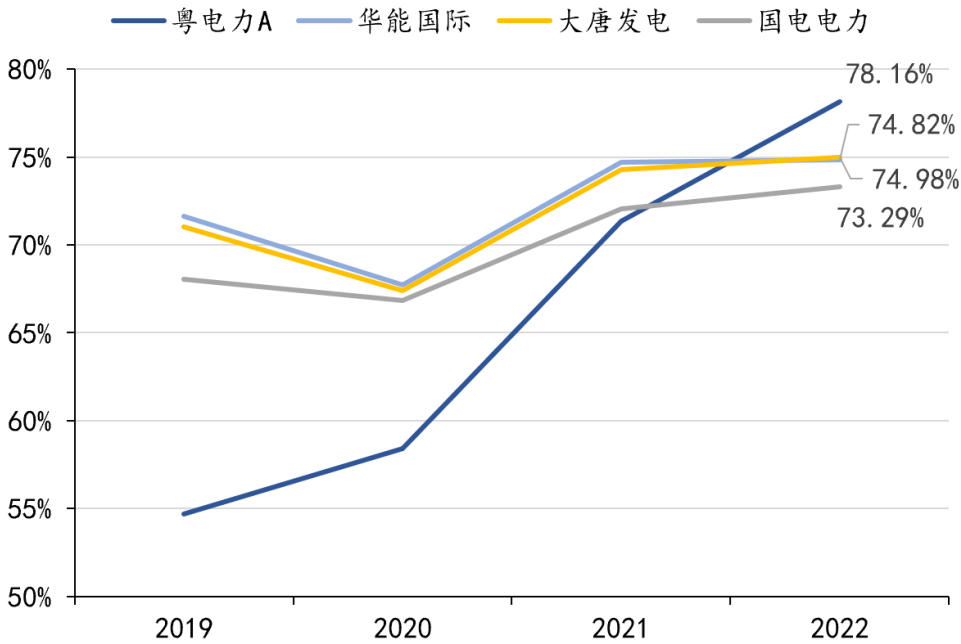
3.3 预计2023-2025年每年需资本金65-75亿元，现金流尚不紧缺

- 考虑到公司“十四五”期间的火电投资，粗略假设煤电/气电机组建设周期2年，则2023-2025年公司每年需投入资本金65-75亿。而2022年末公司现金余额114.3亿元，因此公司现金流尚不紧缺。

图表43：预计2023-2025年每年需资本金65-75亿元

单位：亿元	2023E	2024E	2025E
新能源总投资额	178.6	203.2	227.3
火电总投资额	162.1	153.7	101.6
合计投资额	340.8	356.9	328.9
资本金比例	20%	20%	20%
借款金额	272.6	285.5	263.2
资本金	68.2	71.4	65.8

图表44：2022年公司资产负债率78.16%



四、投资建议

收入成本拆分

- 核心假设：
- 1) 煤电：以公司“十四五”煤电装机规划为基础，结合具体煤电项目规划，假设2024-2025年分别新增装机4/2GW。
- 2) 气电：以公司“十四五”气电装机规划为基础，结合具体气电项目规划，假设2023-2025年分别新增装机3.3/2.5/0.6GW。
- 3) 新能源：公司“十四五”规划新增装机陆风1.6GW、海风2.8GW、光伏9.6GW，除海风2023-2024年分别投产青洲一、二号项目，2023-2025年假设上述规划每年以相等的水平完成。

注：若无特殊说明，单位均为亿元		2022A	2023E	2024E	2025E
公司整体	收入	526.61	579.48	648.07	779.26
	YOY	18.45%	10.04%	11.84%	20.24%
	营业成本	528.52	478.71	527.68	627.96
	毛利率	-0.36%	17.39%	18.58%	19.42%
1、煤电业务	占总收入比重	77.14%	74.44%	66.64%	65.37%
	收入	406.25	431.38	431.87	509.40
	YOY	15.1%	6.2%	0.1%	18.0%
	营业成本	433.8	376.0	374.4	440.3
2、气电业务	毛利率	-6.78%	12.84%	13.32%	13.57%
	占总收入比重	15.40%	14.65%	20.19%	20.05%
	收入	81.10	84.88	130.81	156.25
	YOY	27.26%	4.66%	54.11%	19.45%
3、水电业务	营业成本	74.19	77.24	119.04	142.19
	毛利率	8.52%	9.00%	9.00%	9.00%
	占总收入比重	0.13%	0.12%	0.11%	0.09%
	收入	0.70	0.70	0.70	0.70
4、新能源业务	YOY	8.7%	0.0%	0.0%	0.0%
	营业成本	0.55	0.55	0.55	0.55
	毛利率	21.97%	21.99%	22.01%	21.99%
	占总收入比重	5.07%	8.41%	10.78%	12.42%
5、生物质业务	收入	26.70	48.71	69.83	96.78
	YOY	147.6%	82.4%	43.4%	38.6%
	营业成本	12.77	16.86	25.46	36.42
	毛利率	52.17%	65.39%	63.54%	62.36%
6、粉煤灰综合利用	占总收入比重	0.79%	0.89%	0.79%	0.65%
	收入	4.14	5.15	5.10	5.08
	YOY	-13.4%	24.3%	-0.9%	-0.5%
	营业成本	3.74	4.38	4.33	4.32
7、供热业务等	毛利率	9.63%	15.00%	15.00%	15.00%
	收入	3.66	4.39	5.26	6.32
	YOY	-26.2%	20.0%	20.0%	20.0%
	营业成本	0.05	0.06	0.07	0.08
	毛利率	98.70%	98.70%	98.70%	98.70%
	收入	4.06	4.26	4.49	4.73
	YOY		5.0%	5.2%	5.5%
	营业成本	3.44	3.64	3.86	4.11
	毛利率	15.31%	14.58%	13.85%	13.12%

- 短期来看，公司火电业绩有望逐季改善，中长期来看，煤电装机+绿电转型有望注入成长动力。考虑到煤价超预期下跌，我们上调公司盈利预测，预计公司 2023-2025年归母净利润分别为27.9/34.5/45.7亿元，PE分别为14/11/8倍。维持“买入”评级。

图表45：盈利预测表

预测指标	2022A	2023E	2024E	2025E
营业收入（百万元）	52661	57948	64807	77926
增长率(%)	18	10	12	20
归母净利润（百万元）	-3004	2791	3454	4570
增长率(%)	-3	193	24	32
摊薄每股收益（元）	-0.57	0.53	0.66	0.87
ROE(%)	-15	12	13	15
P/E	—	13.66	11.04	8.34
P/B	1.44	1.65	1.44	1.23
P/S	0.55	0.66	0.59	0.49
EV/EBITDA	43.72	8.22	7.58	6.68

资料来源：Wind资讯、国海证券研究所（股价日期为2023/6/29）

- 我们选取央企火电公司华能国际、华电国际，以及广东火电企业广州发展作为可比公司。2023-2025年粤电力PE分别为13.7/11.0/8.3倍，低于可比公司PE平均水平。

图表46：可比公司估值表

重点公司	股票	2023/6/29	EPS				PE			
代码	名称	股价	2022	2023E	2024E	2025E	2022	2023E	2024E	2025E
600011.SH	华能国际	9.25	-0.61	0.69	0.77	0.86	-	13.4	12.0	10.8
600027.SH	华电国际	6.79	-0.08	0.43	0.58	0.63	-	15.8	11.7	10.8
600098.SH	广州发展	6.19	0.39	0.44	0.53	0.62	16.3	13.9	11.7	9.9
平均值								14.4	11.8	10.5
000539.SZ	粤电力A	7.26	-0.57	0.53	0.66	0.87	-	13.7	11.0	8.3

注：广州发展盈利预测来源于WIND一致预期

五、风险提示

- **政策变动风险：**若双碳政策、电价涨幅可达到20%等政策发生变动，将直接影响公司成长性和盈利性。
- **电力需求不及预期：**若用电量不及预期，将影响火电发电量，进而影响公司盈利。
- **电价下滑：**若火电电价或绿电电价大幅下滑，将直接影响公司盈利。
- **煤价大幅上涨：**煤价大幅上涨将影响火电厂盈利。
- **装机不及预期：**火电和绿电装机不及预期，将影响公司成长性。
- **装机成本下降不及预期：**若风机成本和硅料成本降幅不及预期，或影响公司新能源项目建设积极性。
- **测算存在主观性，仅供参考：**报告中存在大量测算，相关测算依据存在主观性，将影响测算结果。

粤电力A盈利预测表



证券代码：000539

股价：7.26

投资评级：买入(维持)

日期：20230629

资产负债表（百万元）					利润表（百万元）					每股指标与估值				
2022A	2023E	2024E	2025E		2022A	2023E	2024E	2025E		2022A	2023E	2024E	2025E	
现金及现金等价物	11504	13537	16352	21629	营业收入	52661	57948	64807	77926	每股指标				
应收款项	7581	8008	8556	10928	营业成本	52852	47871	52768	62796	EPS	-0.57	0.53	0.66	0.87
存货净额	3377	1942	3335	2945	营业税金及附加	245	270	344	380	BVPS	3.86	4.39	5.04	5.92
其他流动资产	3350	3576	3331	5189	销售费用	69	88	93	111	估值				
流动资产合计	25812	27062	31573	40691	管理费用	1193	1254	1370	1648	P/E	—	13.7	11.0	8.3
固定资产	62400	79969	96604	112209	财务费用	2136	2786	3265	3732	P/B	1.4	1.7	1.4	1.2
在建工程	11769	12134	12317	12409	其他费用/（-收入）	1229	1295	1480	1761	P/S	0.6	0.7	0.6	0.5
无形资产及其他	22325	22270	22212	22151	营业利润	-4063	4934	6036	8049	财务指标	2022A	2023E	2024E	2025E
长期股权投资	9198	9198	9198	9198	营业外净收支	-318	0	0	0	盈利能力				
资产总计	131504	150634	171905	196658	利润总额	-4381	4934	6036	8049	ROE	-15%	12%	13%	15%
短期借款	16261	20434	24606	28688	所得税费用	134	740	905	1207	毛利率	0%	17%	19%	19%
应付款项	7434	7619	8596	10743	净利润	-4515	4194	5131	6842	期间费率	6%	7%	7%	7%
预收帐款	0	0	0	0	少数股东损益	-1511	1404	1677	2272	销售净利率	-6%	5%	5%	6%
其他流动负债	18309	18887	19878	21560	归属于母公司净利润	-3004	2791	3454	4570	成长能力				
流动负债合计	42004	46940	53080	60991	现金流量表（百万元）	2022A	2023E	2024E	2025E	收入增长率	18%	10%	12%	20%
长期借款及应付债券	51955	61955	71955	81955	经营活动现金流	1480	15319	16611	19672	利润增长率	-3%	193%	24%	32%
其他长期负债	8822	8822	8822	8822	净利润	-3004	2791	3454	4570	营运能力				
长期负债合计	60778	70778	80778	90778	少数股东权益	-1511	1404	1677	2272	总资产周转率	0.40	0.38	0.38	0.40
负债合计	102782	117718	133857	151769	折旧摊销	5057	7120	8240	9364	应收账款周转率	6.95	7.24	7.58	7.13
股本	5250	5250	5250	5250	公允价值变动	0	0	0	0	存货周转率	15.59	29.84	19.43	26.46
股东权益	28723	32917	38048	44889	营运资金变动	-423	1546	272	-11	偿债能力				
负债和股东权益总计	131504	150634	171905	196658	投资活动现金流	-13152	-24500	-24500	-24500	资产负债率	78%	78%	78%	77%
					资本支出	-12865	-25000	-25000	-25000	流动比	0.61	0.58	0.59	0.67
					长期投资	-396	0	0	0	速动比	0.48	0.50	0.49	0.58
					其他	109	500	500	500					
					筹资活动现金流	15083	11214	10704	10105					
					债务融资	20357	14173	14173	14082					
					权益融资	467	0	0	0					
					其它	-5741	-2958	-3468	-3977					
					现金净增加额	3411	2033	2815	5277					

公用事业&中小盘小组介绍

杨阳，中央财经大学会计硕士，湖南大学电气工程本科，5年证券从业经验，现任国海证券公用事业和中小盘团队首席，曾任职于天风证券、方正证券和中泰证券。获得2022年新财富分析师公用事业入围，2021年新财富分析师公用事业第4名，21世纪金牌分析师和Wind金牌分析师公用事业行业第2名，21年水晶球公用事业入围，2020年wind金牌分析师公用事业第2，2018年新财富公用事业第4、水晶球公用事业第2核心成员。

罗琨，香港浸会大学经济学硕士、湖南大学会计学本科，5年证券从业经验，曾任财信证券资管投资部投资经理、研究发展中心机械研究员、宏观策略总监。

钟琪，山东大学金融硕士，现任国海证券公用事业&中小盘研究员，曾任职于方正证券、上海证券。

许紫荆，对外经济贸易大学金融学硕士，现任国海证券公用事业&中小盘研究员。

分析师承诺

杨阳，本报告中的分析师均具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立，客观的出具本报告。本报告清晰准确的反映了分析师本人的研究观点。分析师本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收取到任何形式的补偿。

国海证券投资评级标准

行业投资评级

推荐：行业基本面向好，行业指数领先沪深300指数；

中性：行业基本面稳定，行业指数跟随沪深300指数；

回避：行业基本面向淡，行业指数落后沪深300指数。

股票投资评级

买入：相对沪深300 指数涨幅20%以上；

增持：相对沪深300 指数涨幅介于10%~20%之间；

中性：相对沪深300 指数涨幅介于-10%~10%之间；

卖出：相对沪深300 指数跌幅10%以上。

免责声明

本报告的风险等级定级为R3，仅供符合国海证券股份有限公司（简称“本公司”）投资者适当性管理要求的客户（简称“客户”）使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。客户及/或投资者应当认识到有关本报告的短信提示、电话推荐等只是研究观点的简要沟通，需以本公司的完整报告为准，本公司接受客户的后续问询。

本公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。本报告中的信息均来源于公开资料及合法获得的相关内部外部报告资料，本公司对这些信息的准确性及完整性不作任何保证，也不保证其中的信息已做最新变更，也不保证相关的建议不会发生任何变更。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。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。报告中的内容和意见仅供参考，在任何情况下，本报告中所表达的意见并不构成对所述证券买卖的出价和征价。本公司及其本公司员工对使用本报告及其内容所引发的任何直接或间接损失概不负责。本公司或关联机构可能会持有报告中所提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等服务。本公司在知晓范围内依法合规地履行披露义务。

风险提示

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告为作出投资决策的唯一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向本公司或其他专业人士咨询并谨慎决策。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议。投资者务必注意，其据此做出的任何投资决策与本公司、本公司员工或者关联机构无关。

若本公司以外的其他机构（以下简称“该机构”）发送本报告，则由该机构独自为此发送行为负责。通过此途径获得本报告的投资者应自行联系该机构以要求获悉更详细信息。本报告不构成本公司向该机构之客户提供的投资建议。

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。本公司、本公司员工或者关联机构亦不为该机构之客户因使用本报告或报告所载内容引起的任何损失承担任何责任。

郑重声明

本报告版权归国海证券所有。未经本公司的明确书面特别授权或协议约定，除法律规定的情况外，任何人不得对本报告的任何内容进行发布、复制、编辑、改编、转载、播放、展示或以其他方式非法使用本报告的部分或者全部内容，否则均构成对本公司版权的侵害，本公司有权依法追究其法律责任。

国海证券 · 研究所 · 公用事业&中小盘研究团队

心怀家国，洞悉四海



国海研究上海

上海市黄浦区绿地外滩中心C1栋
国海证券大厦

邮编：200023

电话：021-61981300

国海研究深圳

深圳市福田区竹子林四路光大银
行大厦28F

邮编：518041

电话：0755-83706353

国海研究北京

北京市海淀区西直门外大街168
号腾达大厦25F

邮编：100044

电话：010-88576597