

石油化工组
分析师：许隽逸（执业 S1130519040001）
xujunyi@gjzq.com.cn

盈利改善与成长性兼具，火电迎来“戴维斯双击”

投资建议

2022 年长协煤覆盖率低、进口煤占比高、可再生能源装机占比低的火电企业在市场煤价下行的行业大 β 中业绩弹性更大，我们认为这些企业在 2023 年有望享受一定的估值溢价。推荐关注皖能电力、建投能源、浙能电力、华电国际、宝新能源。

投资逻辑

- **煤价下行的行业大 β 中，23 年沿海纯火电业绩弹性更大。**23 年动力煤供需由紧转松，煤价中枢下降约 200 元/吨：国内来看，23 年原煤仍有至少 1 亿吨左右的增产空间；国外来看，印尼煤和俄煤恢复正常、澳煤重启、“欧洲溢价”消失驱使高卡煤转运，进口煤得以大幅补充供应。而当前经济偏弱复苏叠加民用电淡季煤炭需求偏弱，高库存持续压制煤价。我们判断前冬煤价决定今年煤价高位、出冬淡季煤价决定当年煤价低位。基于 11M22 和 5M23 市场煤价，我们判断 23 年煤价中枢或下降至 1100 元/吨左右，同比下降约 200 元/吨。23 年沿海火电业绩修复弹性更高：纯火电企业没有新能源板块利润缓冲，且燃料成本上涨幅度较“煤电联营”企业更大；尤其沿海电厂进口煤占比较高，导致其 22 年业绩深受冲击，而 23 年可享长协煤占比提升和市场煤价下行的双重弹性。
- **绿电转型+增容调峰，火电企业中长期仍具备成长性。**1) “双碳”目标下，重塑能源结构是必然选择，用能终端电气化+电力系统清洁化是能源结构转型的必要路径。电力企业纷纷布局清洁化转型，预计 2023-2025 年风、光装机容量年均增速在 20%以上。2) 新能源渗透率提高使源荷侧不确定性齐增，系统运行安全面临挑战。新型电力系统保消纳需增加调节资源，火电仍然最经济性。市场对煤电在能源保供中的“压舱石”作用从分歧转向认同，煤电装机规模自身仍有增长空间。其中，电力短缺地区的地方性电力国企、为获取新能源大基地项目资源的“火转绿”电力央国企、布局下游平滑业绩的煤炭企业建设积极性较高。
- **火电盈利模式逐步改变，中长期盈利稳定性增加。**1) 火电“增容减量”+灵活性改造使得度电成本增加，仅靠电能量收入难以保障收益。成本疏导主要依靠（调峰）电量、（调峰）容量，依次对应现货市场和容量补偿。未来火电将集中在电价较高时段发电，平均电能量收入有望提升。第三轮输配电价改革单列容量电价，使调节成本直观可视，为后续调节能力付费预留空间，火电容量补偿可期。2) 电煤中长协普及+电力市场化，火电盈利模式发生改变。以华能国际为例，若公司未来每年电煤中长协煤履约率约 70%、5%电量参与现货市场，此部分电量加权平均毛利可达 11.9%，虽然与公司过去 7 年平均毛利率水平基本持平，但业绩稳定性远强于过去。
- **EV/装机比值比 PB 和 PE 更能反映当前火电的合理估值。**火电行业巨亏的 2 年中，一是市场对煤电在能源保供中的“压舱石”作用从分歧走向认同；二是“1439 号文”出台标志着电力市场化改革深化。企业亏损导致 PE 失效的情况下，周期行业倾向于使用 PB 估值法；而 20 年以来电力央国企清洁化转型压力较大，在主营业务大幅亏损的情况下维持较高的资本开支，致使资产负债表恶化。EV/2P 是常用于美国油气公司的相对估值法，电企的发电装机等同于油气企业的潜在可采储量为公司的核心资产，因此我们采用 EV/装机比值对比市场对电力企业火电资产的定价。

风险提示

新增装机容量不及预期；煤价维持高位影响火电企业盈利；下游需求景气度不高、用电需求降低，可再生能源大发导致利用小时数不及预期；电力市场化进度不及预期。

内容目录

一、煤价下行的行业大β中，沿海纯火电业绩弹性更大.....	4
1.1 2023 年动力煤供需由紧转松，驱动市场煤价中枢下行	4
1.2 市场煤价下行趋势下，沿海纯火电业绩弹性更大.....	7
二、火电成长性再确认+盈利模式改变启动估值修复	8
2.1 如何看待火电企业的中长期成长性？——绿电转型.....	8
2.2 如何看待火电企业的中长期成长性？——增容调峰.....	9
2.3 如何看待火电企业的中长期盈利前景？——市场化与长协煤.....	12
三、EV/装机比值比 PB 和 PE 更能反映当前火电的合理估值.....	14
四、投资建议.....	16
五、风险提示.....	17

图表目录

图表 1： 11M22 以来国内月度原煤日产量保持在 1244 万吨/天以上.....	4
图表 2： 动力煤供需格局改善驱动山东滕州动力煤坑口价自 2M23 以来持续下行.....	4
图表 3： 暖冬和天然气经济性修复导致海外需求偏弱驱动国际煤价下行	4
图表 4： 2022 年 9 月下旬起进口煤价格优势逐步修复.....	5
图表 5： 1~4M23 动力煤累计进口量同比大幅 134.6%	5
图表 6： 2021 年前澳大利亚为中国动力煤进口主要来源国.....	6
图表 7： 全社会用电量及环比增速（亿千瓦时，%）	6
图表 8： 六大发电集团库存量同比有所提升（万吨）	7
图表 9： 港口库存处在历史高位（万吨）	7
图表 10： 火电发电量占比高、未与煤炭企业联营的华能国际 ROA 受煤价影响较大	7
图表 11： 对比“五大”旗下主体上市平台发电量结构，华能国际火电发电量最大、占比最高（万千瓦）	7
图表 12： 俄乌冲突后，秦皇岛 5500 大卡动力煤平仓价触及 1155 元/吨即反弹	8
图表 13： 华能国际度电利润对市场煤价的敏感性测算	8
图表 14： 2020 年电力行业占能源消费端碳排放总量的 41%	9
图表 15： “双碳”目标下，未来可再生能源发电量占比将逐年提升.....	9
图表 16： 各大发电集团制定“十四五”新能源发展规划，大力推动清洁化转型	9
图表 17： 北京用电曲线（2021 年某工作日）	10
图表 18： 蒙西用电曲线（2021 年某工作日）	10
图表 19： 2016 年以来替代电量占全社会用电增量的 20%以上	10
图表 20： 风力发电呈现“正调峰”特性.....	10
图表 21： 光伏发电呈现“反调峰”特性.....	10

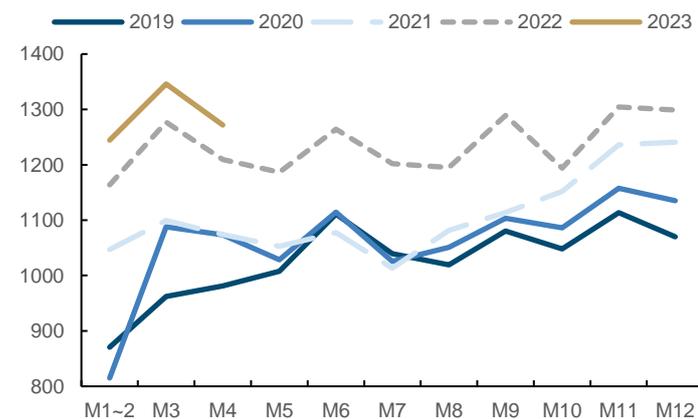
图表 22:	2020 年、2025E 火电与核电合计装机容量与最高负荷 (亿千瓦)	11
图表 23:	“十四五”火电将呈装机增速高于发电量增速特点	11
图表 24:	广东省 2022 年 8 月以来核准的火电项目	11
图表 25:	浙江省中长期具备建设条件的沿海煤电扩建厂址	12
图表 26:	历次电改均发生在电力供需矛盾突出时	12
图表 27:	以华能国际为例, 火电板块盈利受煤电机组利用小时数影响较大	13
图表 28:	日本新电力市场中发电和负荷曲线的关系	13
图表 29:	平衡市场的运行框架	13
图表 30:	2000-2021 年国内煤炭消费量与 GDP 增速情况 (%)	14
图表 31:	华能国际煤电业务盈利能力测算	14
图表 32:	煤电行业历史利润和 ROA 回顾	14
图表 33:	以华电国际为例, EV/装机比值的测算	15
图表 34:	火电企业 EV/装机比值	15
图表 35:	宝新能源当前 EV/装机比值在过去 5 年变化区间内	16
图表 36:	相关标的估值情况	16

一、煤价下行的行业大β中，沿海纯火电业绩弹性更大

1.1 2023 年动力煤供需由紧转松，驱动市场煤价中枢下行

- 国内来看，23 年原煤仍有至少 1 亿吨左右的增量。一方面，晋陕蒙新四大产煤大省 2023 年政府工作报告共计划增产 1.5 亿吨。另外，结合煤价，我们判断 22 年国内煤炭增产取得实质性进展是在 11 月，此前月度原煤日产能维持在 1230 万吨/天以上存在一定困难。根据能源局最新数据，1~4M23 累计平均原煤日产量约 1272.3 万吨/天；基于全年平均日产量可维持在 1260 万吨/天的假设，保守估计今年仍有 1 亿吨左右的增产空间。

图表1：11M22 以来国内月度原煤日产量保持在 1244 万吨/天以上



来源：国家能源局、国金证券研究所

图表2：动力煤供需格局改善驱动山东滕州动力煤坑口价自 2M23 以来持续下行



来源：Wind、国金证券研究所

- 国外来看，暖冬及全球经济增速放缓致使一次能源价格自 11M22 以来持续下行。由于欧洲电力领域煤气转换灵活，欧洲煤价与气价高度正相关。如我们在《天然气行业报告：冬去春来，曙光将至》中所述，经历暖冬后的欧洲能源恐慌情绪缓解、天然气定价回归理性，目前决定价格的主要是供需关系。北半球暖冬和欧洲宏观经济不景气导致需求偏弱，截至 23 年 5 月底，欧洲储气库储量高达 66.5%，较去年同期高约 21.5pct。
- 高库存下气价承压，目前欧洲天然气 TTF 价格已低至 30 欧元/TWh 以内，相当于 2021 年上半年水平。天然气经济优势重现催生电力领域“煤转气”需求，海外煤价经历 3-4 月的横盘后于 5 月初起明显下行。

图表3：暖冬和天然气经济性修复导致海外需求偏弱驱动国际煤价下行

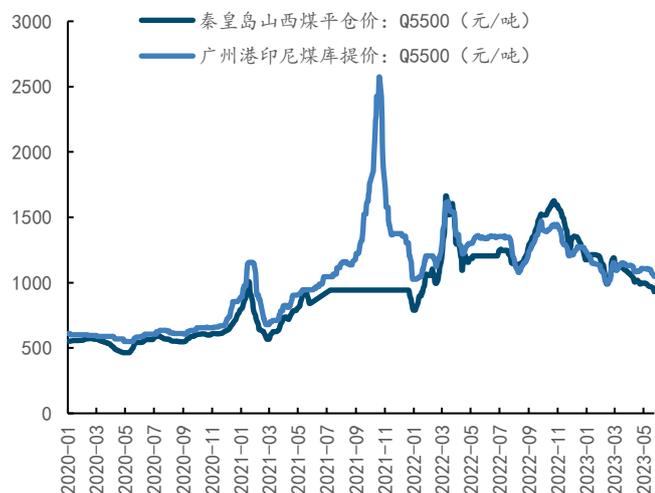


来源：Wind、国金证券研究所

- 1~4M23 累计动力煤进口量同比高增 134.6%，主因：1) 2022 年 9 月下旬开始进口煤

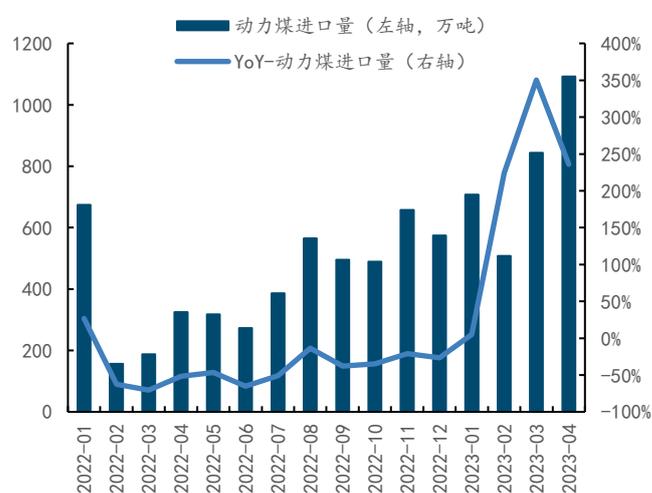
价格优势逐步修复，广州港印尼煤库提价与秦皇岛下水煤平仓价价差回正。但受印尼斋月和东南亚高温影响，3M23起进口煤价差逐步缩小乃至再次倒挂。2) 2022年1月印尼煤炭出口禁令和2月俄乌冲突导致1Q22动力煤进口量同比大幅下降35.8%。我们认为二者属于偶发性因素，且不利影响已充分释放。

图表4: 2022年9月下旬起进口煤价格优势逐步修复



来源: Wind、国金证券研究所

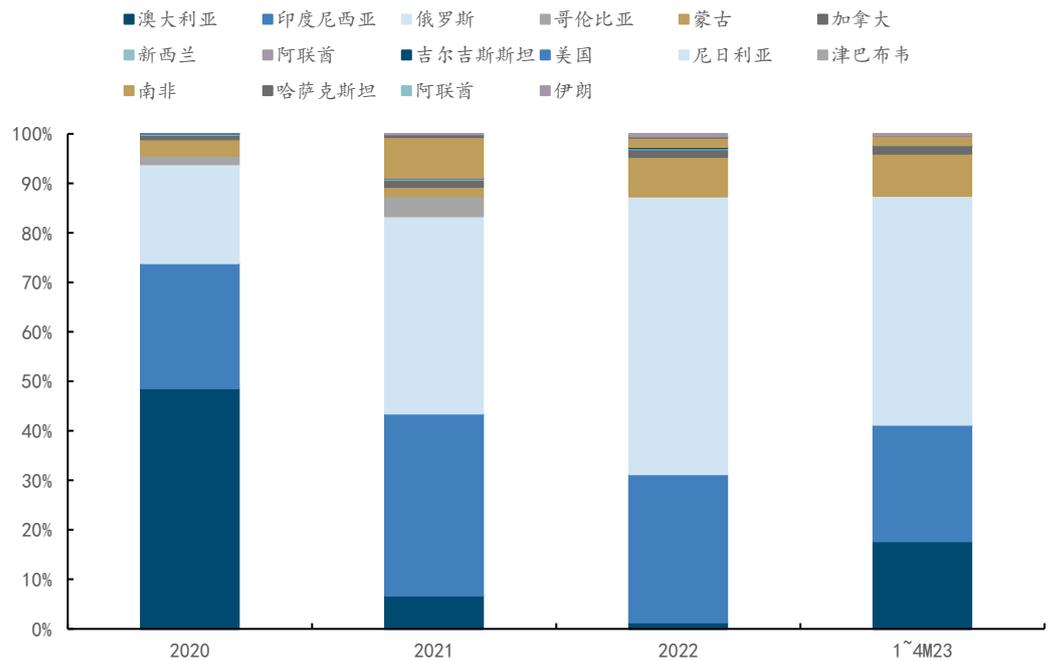
图表5: 1~4M23 动力煤累计进口量同比大幅 134.6%



来源: Wind、国金证券研究所

- 分国别进口结构看，澳煤进口重启和欧洲高卡煤转运对进口量增长影响较大。
- ✓ 欧洲一次能源供需格局改善，驱动高卡煤价格下行。俄乌冲突以来的高气价催生“气转煤”需求，使欧洲加入高卡煤市场成为主要买家。同时，由于欧洲对俄煤实施禁运，而考虑到运距和品质要求，2022年欧洲煤炭进口增量主要来自南非、哥伦比亚、美国和澳大利亚。但如图表2所示，上述国家2022年煤炭出口总量不增反降，意味着欧洲必须维持高溢价以吸引存量资源改变贸易流向。具体表现为2022年中国从南非、哥伦比亚进口动力煤数量同比分别减少581.5、335.4万吨。然而随着欧洲天然气定价回归理性，煤炭的“欧洲溢价”随之消失，1~4M23中国从南非进口动力煤63.5万吨，已达去年全年进口量的66.3%。
- ✓ 受“澳煤禁令”影响，我国从澳大利亚进口动力煤占比从2020年的48.6%下降至2022年的1.3%。2H21市场煤价上涨以来，煤炭市场价与长协价之间的鸿沟不仅造成长协履约率较低，也出现了煤质下降的问题，具体表现为部分火电企业2022年供电煤耗上升。因此，以质优高卡煤为代表的澳煤进口重启对入炉热值要求较高的沿海电厂颇具吸引力。

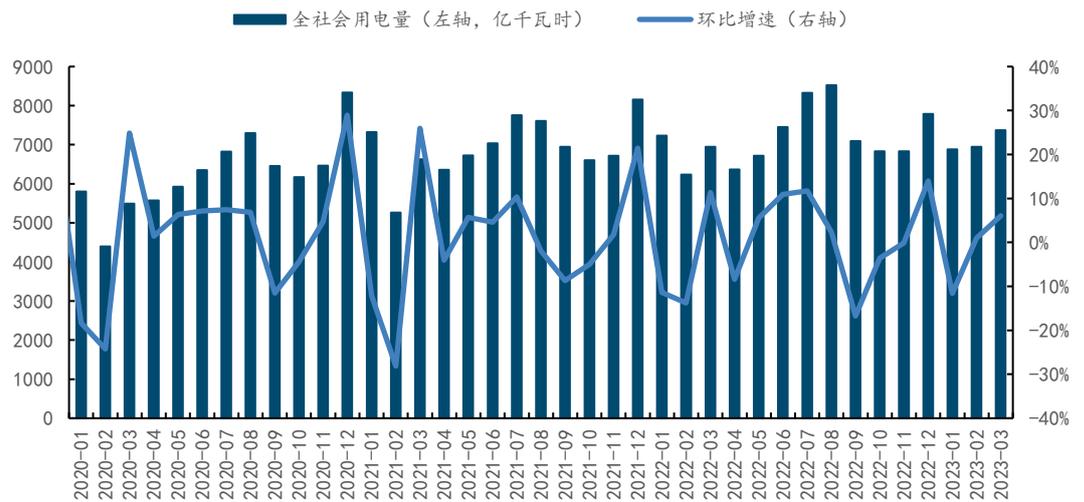
图6: 2021年前澳大利亚为中国动力煤进口主要来源国



来源: 海关总署、国金证券研究所

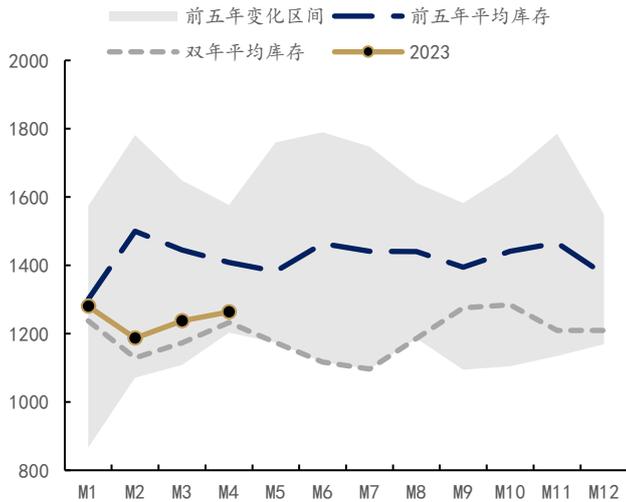
- 经济弱复苏叠加民用电淡季, 关注本轮市场煤价低点。进入传统民用电淡季后电厂日耗季节性回落, 大部分电厂仅靠长协拉运即可满足日常需求, 补库意愿不强、观望情绪浓厚。此外, 当前宏观经济偏弱复苏, 非电行业需求释放有限。目前港口、电厂库存均处在历史高位, 致使煤价承压。
- ✓ 结合煤价历史数据, 我们认为前冬旺季煤价决定今年煤价高位、出冬淡季煤价决定当年煤价低位。基于 11M22 和 5M23 市场煤价, 我们判断 23 年煤价中枢在 1100 元/吨左右, 较 22 年煤价中枢下降约 200 元/吨。

图7: 全社会用电量及环比增速 (亿千瓦时, %)

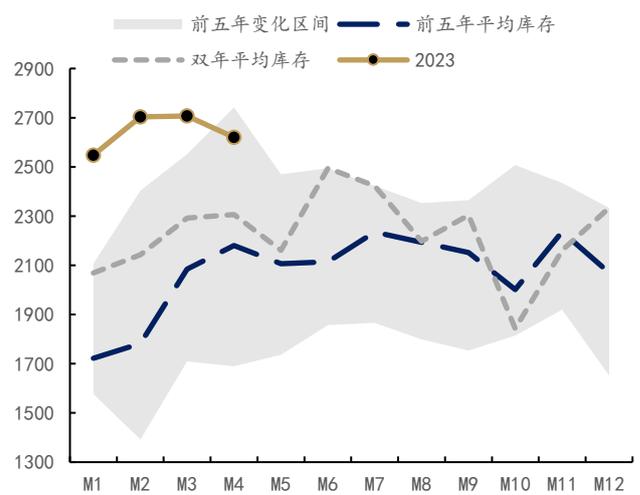


来源: Wind、国金证券研究所

图表8: 六大发电集团库存量同比有所提升(万吨)



图表9: 港口库存处在历史高位(万吨)



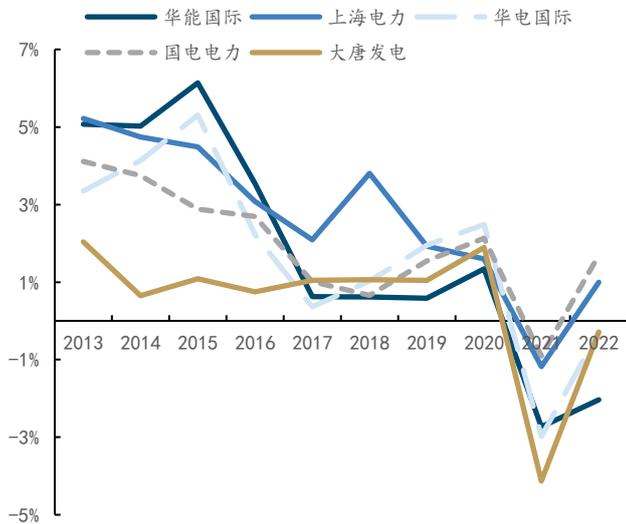
数据来源: Wind、国金证券研究所。注: 5-12月双年平均库存实为2022库存

数据来源: Wind、国金证券研究所。注: 5-12月双年平均库存实为2022库存

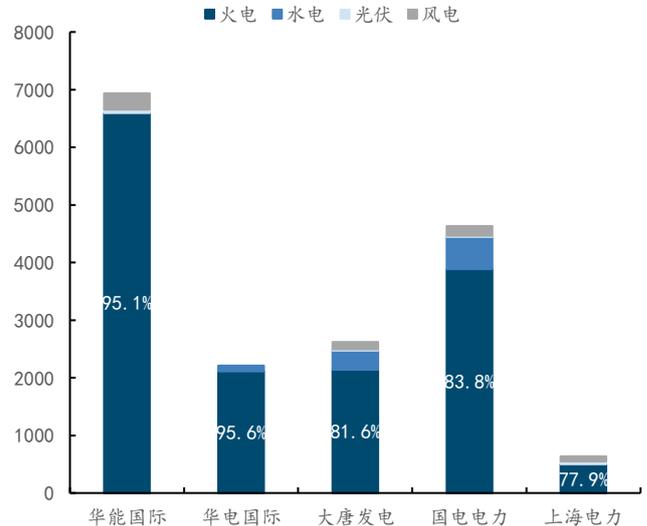
1.2 市场煤价下行趋势下, 沿海纯火电业绩弹性更大

- 过去2年纯火电企业没有新能源板块业绩缓冲, 且燃料成本上涨幅度较“煤电联营”企业更大。未与煤炭企业联营的纯火电企业普遍电煤中长协签约率、履约率较低, 尤其沿海电厂传统上受益于海运便利, 可通过灵活调整煤炭采购结构进行成本管控, 也导致其进口煤占比较高, 在22年进口煤价倒挂的情境下业绩深受冲击。其中, 可再生能源发电量占比越小的火电企业可供冲抵火电亏损的利润越少。

图表10: 火电发电量占比高、未与煤炭企业联营的华能国际ROA受煤价影响较大



图表11: 对比“五大”旗下主体上市平台发电量结构, 华能国际火电发电量最大、占比最高(万千瓦)



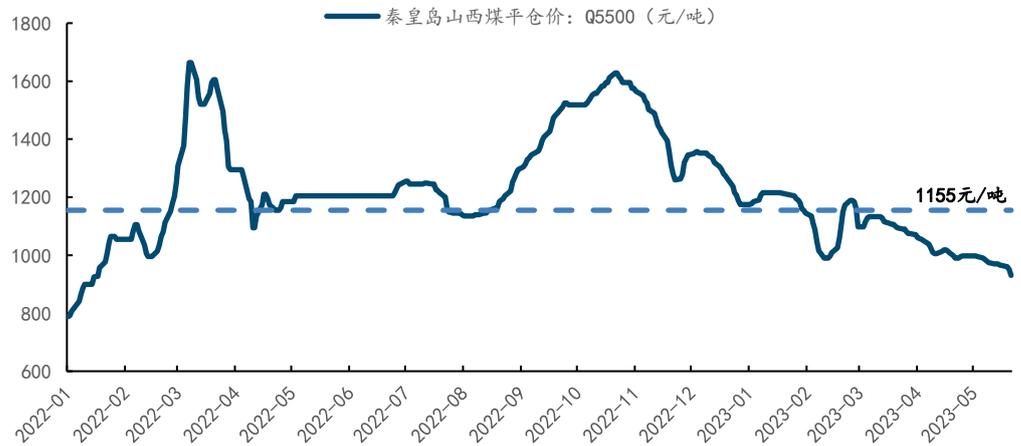
数据来源: Wind、国金证券研究所

数据来源: Wind、华能国际, 华电国际, 大唐发电, 国电电力, 上海电力2022年年报、国金证券研究所。注: 百分数为火电占控股装机比重。

- 22年长协煤覆盖率较低的火电企业可享长协煤占比提升+市场煤价下行的双重弹性。
- 国家发改委在2022年出台的“303号文”中明确秦皇岛5500大卡下水煤中长期交易价格在570~770元/吨(含税)较为合理, 目前长协煤仍然最具经济性。保供稳价措施逐渐强化, 2023年1月3日, 国家共安排产煤省煤碳保供任务27.4亿吨, 较22年发电供热总用煤增加0.6亿吨; 签约量在26亿吨左右, 较22年预计执行量约20亿吨提升幅度较大, 并且市场煤价下行有助于长协煤履约率提升。

- ✓ 22 年俄乌冲突导致国际煤价高企，国家组织签订进口煤应急保障中长期合同。但煤炭进口量大幅下降导致供应侧收紧，煤炭企业占据有利的市场地位，部分企业按照中长期合同价格的 1.5 倍签订进口煤应急保障合同。基于中长期合同价格*50%+市场煤价*50%的价格机制，当市场煤价低于 1155 元/吨时前述合同将面临履约困难，侧面对 22 年市场煤价形成支撑。23 年欧洲需求遇冷使得煤炭贸易流再次转向，进口煤有效补充我国供应端，对内贸煤价形成压制。

图表12: 俄乌冲突后, 秦皇岛 5500 大卡动力煤平仓价触及 1155 元/吨即反弹



来源: Wind、国金证券研究所

- 以华能国际为例，维持 2023 年火电发电量、度电燃料成本及供电煤耗预测不变，当市场煤价为 900 元/吨时，假设上网电价将小幅下降至 0.491 元/KWh。在长协煤履约率 67.7% 的情况下，若市场煤价由 1100 元/吨下行至 900 元/吨，对应度电利润总额有望增厚 86.7%。

图表13: 华能国际度电利润对市场煤价的敏感性测算

		单位	2023E
火电发电量		亿千瓦时	4314.66
度电非燃料成本		元/千瓦时	0.147
供电煤耗		g/Kwh	287.69
市场煤价 1100 元/吨		上网电价	元/千瓦时
		标煤入炉价格	元/吨
		度电利润总额	元/KWh
市场煤价 900 元/吨		上网电价	元/千瓦时
		标煤入炉价格	元/吨
		度电利润总额	元/KWh
业绩增厚比例		%	86.67%

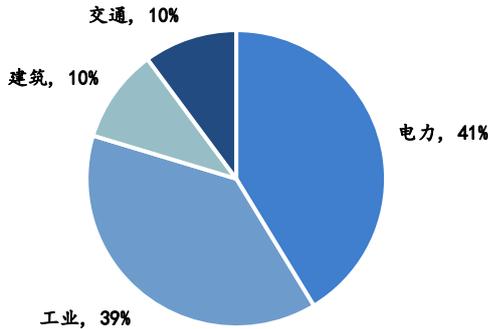
来源: 华能国际公司公告、国金证券研究所

二、火电成长性再确认+盈利模式改变启动估值修复

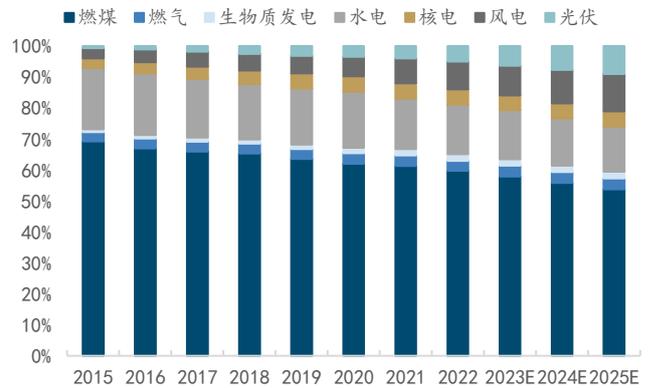
2.1 如何看待火电企业的中长期成长性? ——绿电转型

- 共识 1: “双碳”目标下，重塑能源结构是必然选择。我国以煤为主的化石能源利用结构导致在 2020 年数据统计下，能源消费端电力碳排贡献占 41%，用能结构转变的重要性明确，而用能终端电气化+电力系统清洁化是能源结构转型的必要路径。
- 影响 1: 电力企业纷纷布局清洁化转型。预计 2023-2025 年风、光新增装机合计分别为 175、195、200GW，装机容量年均增速在 20%以上。预计到 2025 年风、光发电量分别占到 12.4%、9.0% (合计占比 21.4%，相比 2020 年提升 11.9%，超额完成风光发电量占比翻倍的“十四五”规划目标)。

图表14: 2020年电力行业占能源消费端碳排放总量的41%



图表15: “双碳”目标下, 未来可再生能源发电量占比将逐年提升



数据来源: Wind、中电联、国金证券研究所

数据来源: Wind、中电联、国金证券研究所

图表16: 各大发电集团制定“十四五”新能源发展规划, 大力推动清洁化转型

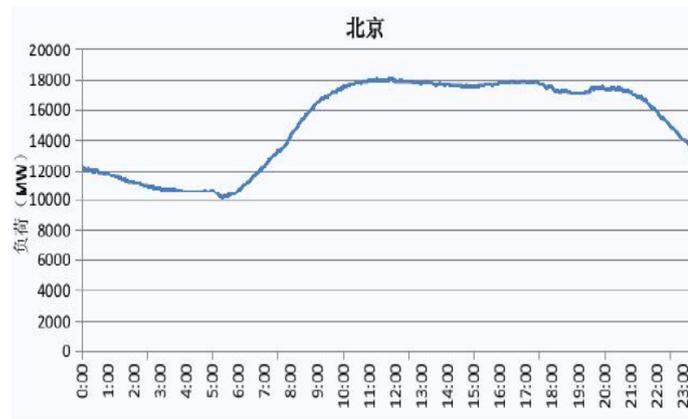
集团类型	发电集团	2022年底清洁能源装机占比	“十四五”发展规划中新能源发展相关内容	“十四五”新增新能源装机规划
六大发电集团	国家能源集团	28.5%	<ul style="list-style-type: none"> 实现新增可再生能源装机70-80GW、占比达40% 光伏装机容量需新增25-30GW 	70-80GW
	国家电投集团	62.4%	<ul style="list-style-type: none"> 2025年末发电装机达2.2亿千瓦, 其中光伏发电装机达80GW以上、清洁能源占比60%以上 	45GW
	华能集团	38.2%	<ul style="list-style-type: none"> 新增新能源装机80GW以上; 2025年发电装机达到3亿千瓦、清洁能源占比50%以上; 	80GW
	大唐集团	34.4%	<ul style="list-style-type: none"> 清洁能源装机占比50%以上 	40GW
	华电集团	32.6%	<ul style="list-style-type: none"> 新增新能源装机75GW, 25年末非化石能源装机占比力争达到50% 	75GW
	三峡集团	96.0%	<ul style="list-style-type: none"> 每年新增清洁能源装机15GW左右, 总计70-80GW 	70-80GW
其他发电集团	华润电力	32.3%	<ul style="list-style-type: none"> 新增可再生能源装机40GW, 2025年末可再生能源装机占比50%以上 	40GW
	国投电力	68.5%	<ul style="list-style-type: none"> 2025年境内外控股装机容量计划突破50GW, 其中清洁能源装机占比达72% 	20GW

来源: 国能、华能、大唐、华电、国电投、三峡、华润、国投集团跟踪评级报告和官网、北极星电力网、国金证券研究所

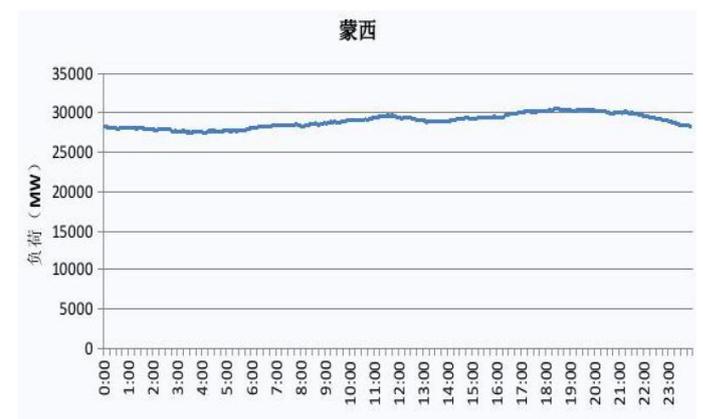
2.2 如何看待火电企业的中长期成长性? ——增容调峰

- 问题1: 能源结构转型聚焦电力, 系统安全运行受到挑战。因电能不能大量存储, 电力供需应保持实时平衡。而伴随新能源渗透率不断提高, 源荷侧不确定性齐增。
- ✓ 荷侧: 1) 电力运行特点受到用电侧产业结构的影响。在工业占比较高的蒙西全天用电负荷比较平均; 而三产占比较高的北京电网中, 居民和商业用电负荷高峰集中在10-21点。2) 工业领域电能替代, 居民领域电动汽车、智能家居等渗透率提升, 全社会电气化加速增加了负荷的不确定性。

图表17: 北京用电曲线 (2021年某工作日)



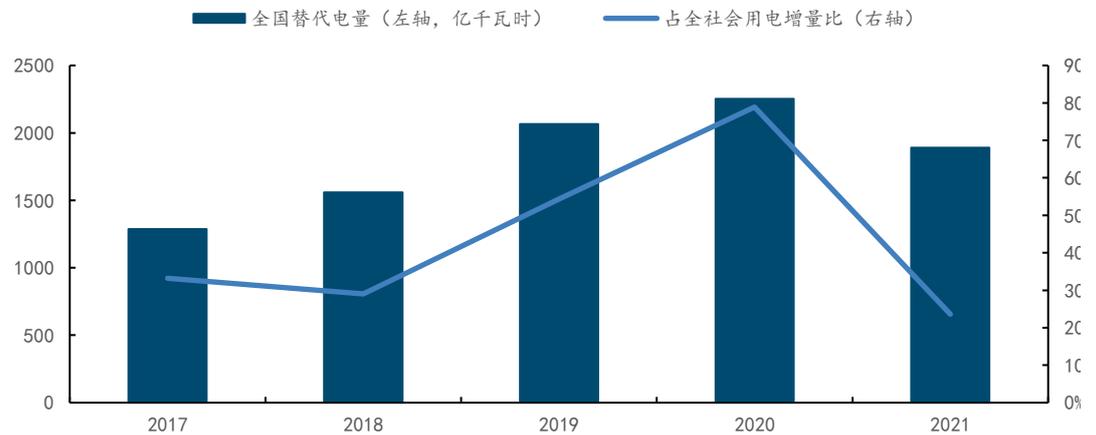
图表18: 蒙西用电曲线 (2021年某工作日)



数据来源: 国家能源局、国金证券研究所

数据来源: 国家能源局、国金证券研究所

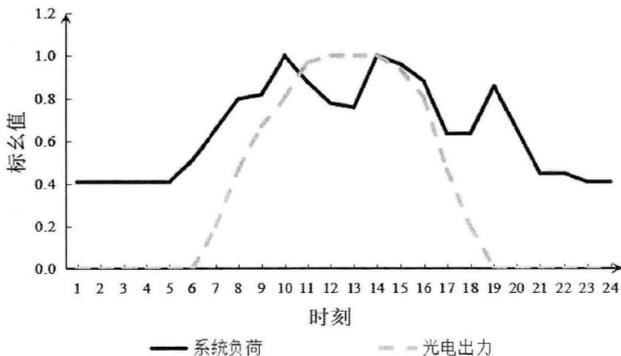
图表19: 2016年以来替代电量占全社会用电增量的20%以上



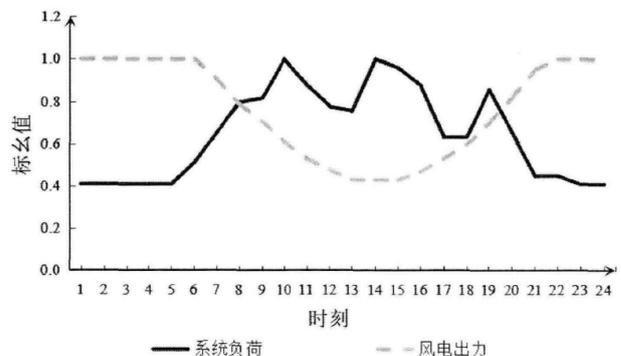
来源: 中电联、国金证券研究所。注: 2022年数据暂未更新。

- ✓ 源侧: 考虑到系统负荷存在不确定性, 运行中开机的机组总容量应大于系统负荷需求, 机组最小出力总和应小于系统负荷需求, 偏差部分称为备用, 分为上备用与下备用。新能源出力具有波动性和间歇性特征、可靠性较低, 新能源在装机增量中的占比快速提升导致系统有效容量增加不足, 部分地区面临电力短缺造成的“有序用电”。并且光伏日内出力曲线具有“反调峰”特征, 电力系统调度难度加大。

图表20: 风力发电呈现“正调峰”特性



图表21: 光伏发电呈现“反调峰”特性



来源: 国家能源局、国金证券研究所

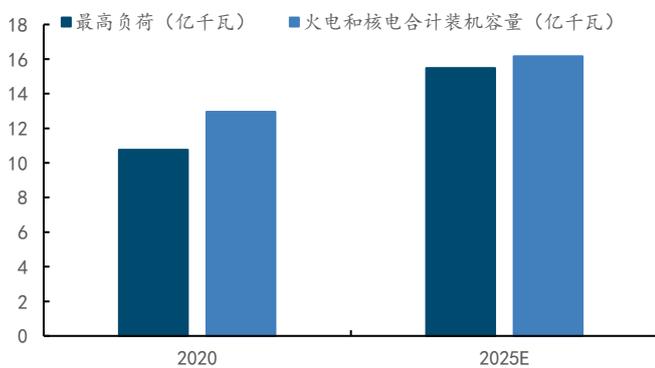
来源: 国家能源局、国金证券研究所

- 从分歧走向共识 2: 煤电仍是能源保供的“压舱石”, 其合理收益须得到保障。我们在《源网荷储看消纳, 破局依靠市场化 (一)》中指出新型电力系统建设过程中绿电

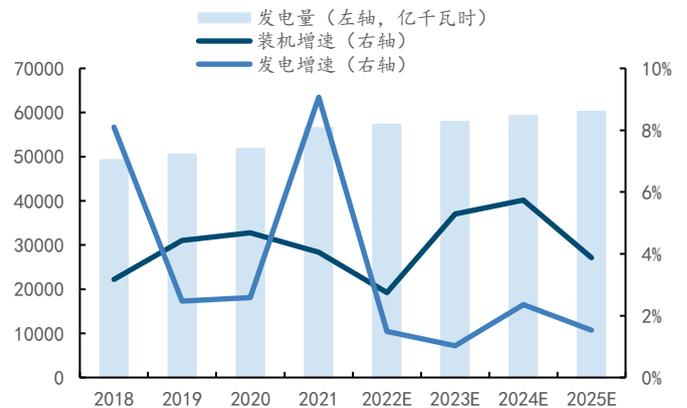
消纳压力显现，保消纳需源侧增加调节资源、网侧增加“大电网”投资。

- ✓ 煤电仍然是最经济的跨日调节资源。目前在运电化学储能时长普遍为2~4小时，无法满足跨日调节需求，且度电成本受上游能源金属资源价格波动影响较大；抽蓄经济性仅次于火电灵活性改造且可跨日调节，但建设周期较长，预计将在“十五五”期间集中投产，其他新型储能则商业模式尚未成熟。
- 影响 2：煤电装机规模仍有增长空间，“十四五”有望超预期。火电与核电作为高可靠性的保障电源，合计装机规模应与尖峰负荷基本匹配；并且新上百万千瓦煤电机组自带70%调节能力（负荷低至30%），同时具备可靠性和灵活性。按照负荷与用电同步增长测算，预计到25年最高负荷将达15.5亿千瓦。根据核电装机规划，预计25年在运机组容量约0.7亿千瓦，即火电理论需求量为14.8亿千瓦，对应煤电装机增量最高可达3亿千瓦。“十四五”规划2025年煤电新增装机1.5-2亿千瓦，存在超预期空间（可理解为装机时间表前移）。

图表22：2020年、2025E火电与核电合计装机容量与最高负荷（亿千瓦）



图表23：“十四五”火电将呈装机增速高于发电量增速特点



数据来源：Wind、中电联、国金证券研究所

数据来源：Wind、中电联、国金证券研究所

- ✓ 广东、浙江电力不足问题尤为突出，地方政府火电建设积极性强。2022年迎峰度夏期间，广东、浙江最高负荷分别达到1.42、1.02亿千瓦，二省火电和核电装机容量与尖峰负荷之差分别达约0.19、0.27亿千瓦。为保障省内电力供应，2022年8月以来，广东省23台百万千瓦机组陆续获得核准；浙江省内中长期具备建设条件的沿海煤电扩建装机容量规模共计约2332万千瓦，22年以来已有序核准浙能六横电厂二期、国能舟山三期、浙能嘉兴电厂四期共6台百万千瓦机组。

图表24：广东省2022年8月以来核准的火电项目

时间	业主	规模 (万千瓦)
2023年4月13日	广东大唐国际潮州发电有限责任公司	2*100
2023年1月13日	华电国际广东分公司	2*100
2022年12月22日	广东红海湾发电有限公司	2*100
2022年10月17日	国家能源集团	2*100
2022年10月11日	广东粤电靖海发电有限公司	2*100
2022年9月28日	华润电力	2*100
2022年9月22日	广东省能源集团	2*100
2022年10月1日	阳西海滨电力发展有限公司	2*124
2022年9月9日	宝丽华新能源	2*100
2022年8月22日	广东省能源集团	2*100
2022年8月31日	华能集团	2*100
2022年8月29日	华润电力	100
2022年8月27日	国粤（韶关）电力有限公司	70
合计		2418

数据来源：北极星电力网、广东省发改委、国金证券研究所

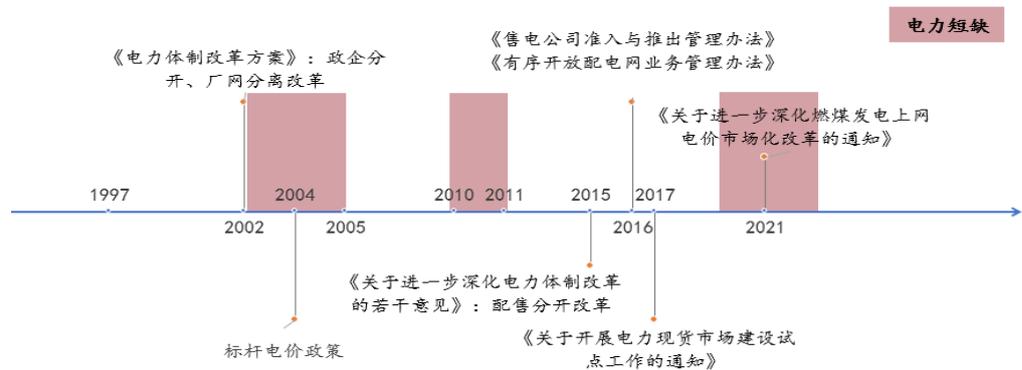
图表25：浙江省中长期具备建设条件的沿海煤电扩建厂址

项目名称	机组数量（台）	装机容量（万千瓦）
浙能乐清电厂三期	2	100
浙能六横电厂二期	2	100
神话国华舟山电厂三期	2	66
华能玉环电厂三期	2	100
大唐乌山电厂二期	2	100
浙能台二电厂二期	2	100
华润苍南电厂二期	2	100
华能长兴电厂二期	2	100
浙能兰溪电厂二期	2	100
国华宁海电厂三期	2	100
北仑电厂四期	2	100
嘉兴电厂四期	2	100
合计		2332

数据来源：《碳达峰碳中和目标下中长期电力发展战略研究》、国金证券研究所

- “风光热水火氢”一体化开发模式下，按支撑性电源调节容量配置新能源开发指标。国家能源局要求外送输电通道可再生新能源电量比例原则上不低于50%，同时要求利用率不低于50%，即新增大基地需按照风光装机容量的10%~20%配建调节支撑性电源。考虑到优质新能源项目具有稀缺性，存量火电规模庞大、转型目标明确的电力央企配套扩能改造升级煤电项目的积极性较强。
- 煤炭企业进入电力行业的最后窗口期，煤电项目资源获取积极性强。煤炭企业布局下游电力行业有助于对冲经营风险、平滑业绩波动。回顾历史，进入21世纪后我国约8年左右经历一次电力供需关系转换，行业发展始终处在“电力紧张、放松核准、大建电源、供应过剩、严控新建、电力紧张”的循环中。考虑到“2030年实现碳达峰”的目标约束，“十四五”或成为煤电项目核准的最后一个高峰期，因此近年煤企获取火电项目资源的力度增强。

图表26：历次电改均发生在电力供需矛盾突出时



来源：国家发改委官网、北极星电力网、国金证券研究所

2.3 如何看待火电企业的中长期盈利前景？——市场化与长协煤

- 问题2：火电定位转为调节电源，装机规模增长而利用小时数下降、度电折旧成本增加，仅通过电能量收入难以回收成本。以华能国际为例，其他假设不变的情况下，将2023年利用小时数下调500小时，对应将造成煤电板块利润减少约11.8%。

图表27: 以华能国际为例, 火电板块盈利受煤电机组利用小时数影响较大

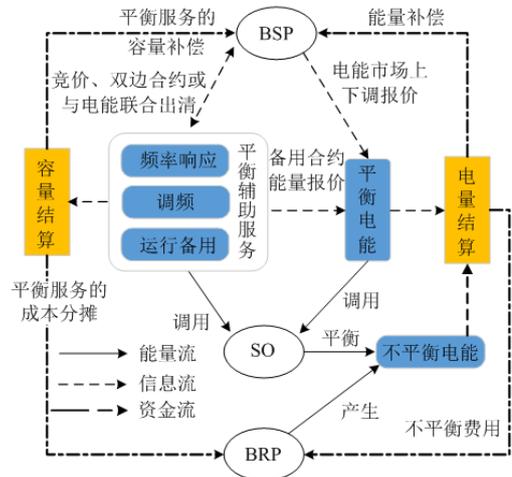
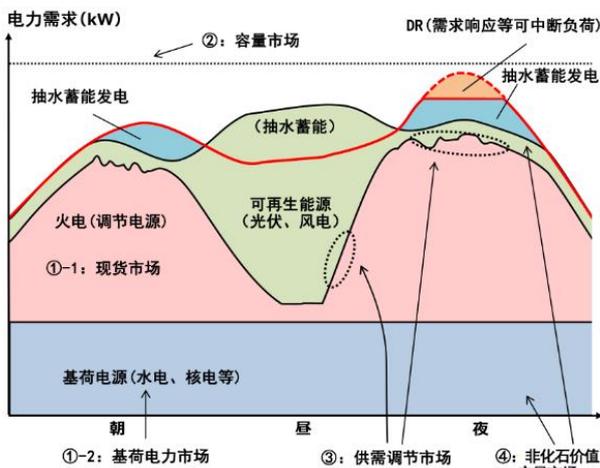
假设值		煤电利用小时数变动对火电净利润影响 (亿元)	
		中性假设下 23E	煤电利用小时-100
标煤入炉价 (元/吨)	1,035	8.8	4.3
电价 (元/KWh)	0.495		

来源: 华能国际公司 2022 年年报、国金证券研究所

- 共识 3: 调节资源成本疏导依靠市场化。如我们在《源网荷储看消纳, 破局依靠市场化 (一)》中所写, 保消纳需增加调节资源将导致成本上升, 调节成本疏导主要依靠 (调峰) 容量、(调峰) 电量、(调频等) 辅助服务三类补偿, 依次对应容量电价/市场、现货市场和辅助服务市场。
- 影响 3: 电力市场化+电煤中长协, 火电盈利模式发生变化。
- ✓ 未来火电作为调节电源将更加集中地在电价较高的时段进行发电, 虽“增容减量”但平均电能量收入有望提升。电力现货市场价格实时传递供需信号, 引导电企调整机组出力、激励需求侧参与调整和响应。22 年 7 月, 发改委印发《关于进一步完善分时电价机制的通知》, 要求各地进一步完善分时电价机制, 用于未进入现货市场的用户。新的分时电价在峰谷之间拉开更大的电价差异, 明确峰谷电价价差原则上不低于 3:1, 尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于 20%, 以引导用户错峰、有序用电, 引导电价向发电成本倾斜, 增强火电企业的盈利能力, 推动储能市场的发展。
- ✓ 第三轮输配电价改革单列容量电价, 使调节成本直观可视, 为后续调节能力付费预留空间。参考国外电力市场建设经验, 辅助服务市场通常由频率响应、调频和运行备用市场构成。我国辅助服务市场和平衡市场尚不完善、交易品种有限。国家能源局《2023 年能源工作指导意见》中首次提出积极推进辅助服务市场建设, 未来有望先试点运行机制相对简单中长期运行备用市场 (相当于容量市场)。当前抽蓄容量补偿由价格主管部门核定, 而随着电力市场改革深化, 灵活性调节资源有望通容量市场向绿电运营商和用户等市场参与者收取容量补偿。

图表28: 日本新电力市场中发电和负荷曲线的关系

图表29: 平衡市场的运行框架



数据来源: 《浅析当前日本电力体制改革与市场建设新形势》、国金证券研究所

数据来源: 《国外典型电力平衡市场的运作模式及其对中国的启示》、国金证券研究所

- 电煤中长协普及+电力市场化改革深化, 市场煤与计划电矛盾有望缓和。火电成本结构中燃料成本占比高, 长期存在的市场煤与计划电矛盾导致火电业绩映射出煤炭的周期性。现货市场试点全面铺开, 伴随电煤中长协覆盖率提升, 火电盈利模式出现变化。中长期看, 煤炭需求增速较为稳定; 并且在“双碳”目标下, 未来煤炭需求增速将逐步放缓直至转负。基于此, 我们判断后续煤价能够回归合理价格区间。
- ✓ 以华能国际为例, 当 5500 大卡长协煤价为 770 元/吨, 在年度电价上浮 20% 的情况下, 公司煤电度电毛利率约 12.3%。参考云南容量电价政策, 假设参与现货市场的机组 30% 的容量可获得 220 元/千瓦/年的容量补偿, 当煤机利用小时数从 4200 下降到 2000 时, 预计度电固定成本将增加约 0.018 元/KWh。则当现货市场交易均价较公司综合燃煤电量基准价上浮 40% 时, 公司煤电度电毛利率约 6.9%。

- ✓ 2015 年底煤炭供给侧改革开始以来，华能国际整体毛利率最高为 2016 年的 21.5%，最低为 2021 年的-0.3%。假设公司未来每年电煤中长协煤履约率约 70%、5%电量参与现货市场，此部分电量加权平均毛利可达 11.9%，虽然与公司过去 7 年平均毛利率水平基本持平，但业绩稳定性远强于过去。

图表30: 2000-2021 年国内煤炭消费量与 GDP 增速情况(%)

图表31: 华能国际煤电业务盈利能力测算



	中长期市场	现货市场
供电标煤耗 (克/kWh)	286.04	286.04
5500 大卡煤价 (元/吨)	770	1000
度电成本 (元/kWh)	0.427	0.529
煤电业务毛利率 (%)	12.3%	6.9%

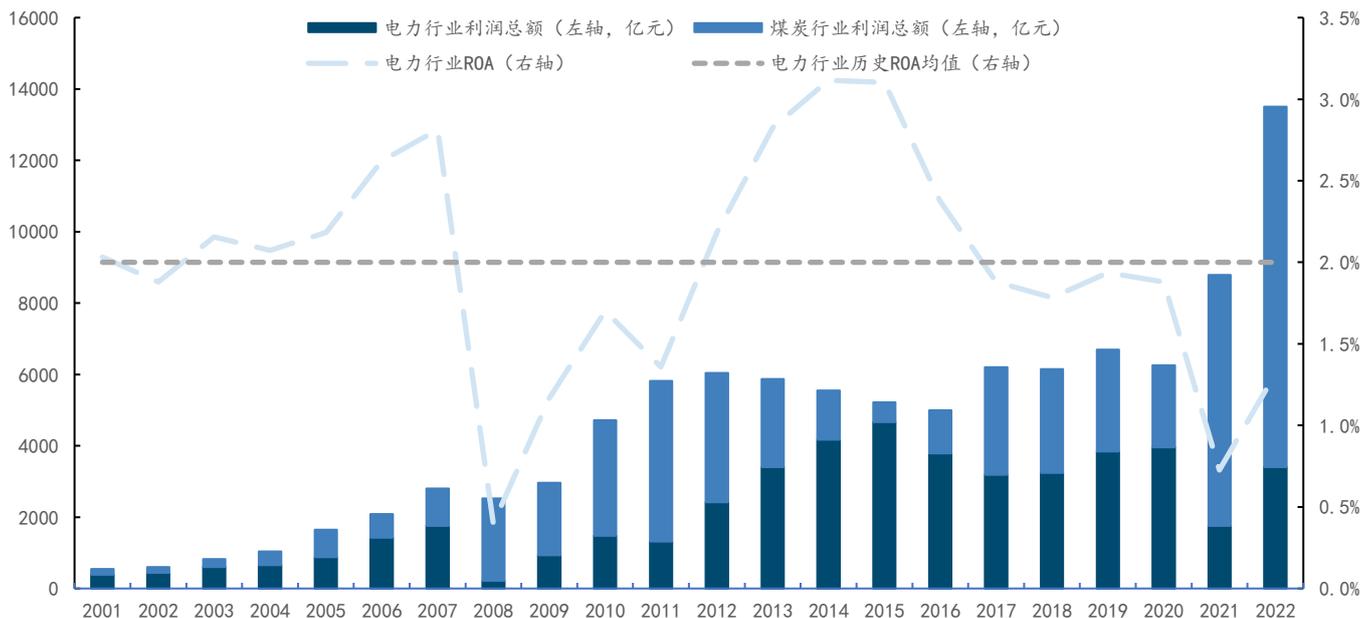
数据来源: Wind、国金证券研究所

数据来源: 华能国际 2022 年年报、国金证券研究所

三、EV/装机比值比 PB 和 PE 更能反映当前火电的合理估值

- 火电巨亏的 2 年中行业发生了影响深远的变化。一是在 2021、2022 年连续经历两次短期“有序用电”后，市场对煤电在新型电力系统中的“压舱石”作用趋向认同，在资本市场中体现为煤电资产的估值应有所修复。二是发改委出台《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》(简称“1439 号文”)，提出燃煤发电电量原则上全部进入市场、市场交易价格浮动范围扩大至上下不超过 20%且高耗能电价不受限、10KV 以上的工商业用户全部进入市场。
- ✓ 煤、电行业在 2010 年后基本进入成熟期，合计利润总额总体平稳，但利润分配占比周期性调整。而“1439 号文”后，煤、电行业合计利润较过去 10 年显著提升。未来伴随煤价中枢下行，行业上下游利润有望再分配。

图表32: 煤电行业历史利润和 ROA 回顾



来源: Wind、国金证券研究所

- 火电企业面临经营和转型的双重压力，PE、PB 可参考性下降。在 2021、2022 年发电成本与价格倒挂的情况下，火电企业承担保供的社会责任，致使上市火电企业亏损面

分别高达 65.4%、34.6%。大范围连续亏损导致 PE 失效的情况下，传统上周期行业倾向于使用 PB 估值法。然而 2020 年以来，电力央企中清洁化转型压力较大者在主营业务大幅亏损的情况下仍维持较高的资本开支，致使资产负债表恶化。因此，面对当前的火电板块，PE 和 PB 估值的可比性均有不足。

- EV/2P 是常用于美国油气公司的相对估值法。EV 即企业价值，2P 代表证实储量 (proven reserves, 90% 的概率可被生产) 和概略储量 (probable reserves, 50% 的概率可被生产)。因主营业务为油气生产和销售，2P 代表了油气公司的潜在增长空间，EV/2P 比值可反映出市场对油气公司核心资产的定价水平。
- 发电装机为电力企业的核心资产，EV/装机比值直观反映市场对火电资产定价。火电企业近年来积极布局清洁化转型，装机结构存在较大个体差异；另有部分企业通过股权投资布局如煤炭和新能源等领域以平滑业绩波动，我们从 EV 中减去火电装机以外资产的公允价值后，除以火电权益装机容量得出 EV/装机比值。

图表33：以华电国际为例，EV/装机比值的测算

时间	2022/12/31	2023/5/26
总市值 (亿元)	528.9	666.7
带息负债 (亿元)	1,251.5	1,243.4
永续债 (亿元)	235.1	266.7
现金 (亿元)	62.8	71.8
EV (亿元)	1,952.7	2,105.0
其他非流动金融资产 (亿元)	3.7	3.7
可再生板块利润及新能源股权收益 (亿元)	29.5	注：按 15X PE 估算公允价值
煤炭股权收益 (亿元)	19.4	注：按 5X PE 估算公允价值
煤电权益装机容量 (万千瓦)		3693.3
气电权益装机容量 (万千瓦)		651.7
EV/装机比值	0.3243	0.3594

来源：Wind、华电国际 2022 年年报、国金证券研究所。注：市值数据截至 2023 年 5 月 29 日，财务数据截至最新报告期，权益数据为 2022 年年报披露值。

图表34：火电企业 EV/装机比值

公司代码	公司名称	EV/装机比值
600795.SH	国电电力	0.6260
600780.SH	通宝能源	0.5417
000690.SZ	宝新能源	0.5123
000966.SZ	长源电力	0.4588
601991.SH	大唐发电	0.4468
000899.SZ	赣能股份	0.4358
002608.SZ	江苏国信	0.4167
600011.SH	华能国际	0.3971
000539.SZ	粤电力 A	0.3799
000037.SZ	深南电 A	0.3797
600021.SH	上海电力	0.3688
600642.SH	申能股份	0.3595
600027.SH	华电国际	0.3594
000767.SZ	晋控电力	0.3459
600023.SH	浙能电力	0.3440
600578.SH	京能电力	0.3384
001896.SZ	豫能控股	0.3300
000600.SZ	建投能源	0.3258

公司代码	公司名称	EV/装机比值
600744.SH	华银电力	0.3144
000543.SZ	皖能电力	0.2700
600863.SH	内蒙华电	0.2092
	行业中位数	0.3688
	行业平均值	0.3886

来源：Wind、各公司公告、国金证券研究所。注：市值数据截至2023年5月29日，财务数据截至最新报告期，权益装机容量、分板块利润采用各公司2022年年报或业绩交流公告中披露的数据，未披露分电源权益装机容量公司采用历史权益装机容量占控股装机比重或火电装机占控股装机比重估算。

- 火电资产的质量存在差异，除行业纵向对比外还需横向比较公司的历史EV/装机比值。以宝新能源为例，虽公司当前EV/装机比值远高于行业平均水平，但横向比较其自身过去5年的EV/装机比值，即便在不考虑2018年极端值的情况下，其当前EV/装机比值仍低于2020年水平。

图表35：宝新能源当前EV/装机比值在过去5年变化区间内

	2018/12/31	2019/12/31	2020/12/31	2021/12/31	2022/12/31
总市值（亿元）	146.4	122.9	158.8	128.8	141.4
带息负债（亿元）	109.6	77.7	65.9	66.9	75.3
现金（亿元）	33.9	28.4	41.6	47.8	59.3
EV（亿元）	222	172	183	148	157
可再生股权收益（亿元）	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4
金融股权收益（亿元）	1.3	0.6	0.6	17.0	1.4
其他非流动金融资产（亿元）	0.0	3.3	3.5	4.4	5.1
其他权益工具投资（亿元）	0.0	2.0	2.0	1.9	1.9
煤电装机容量（万千瓦）	247	347	347	347	347
EV/装机比值	0.8740	0.4824	0.5132	0.1751	0.4110

来源：Wind、宝新能源公司公告、国金证券研究所

四、投资建议

- 考虑到2022年长协煤覆盖率低、进口煤占比高、可再生能源装机占比低的火电企业在市场煤价下行的行业大β中业绩弹性更大，我们认为这些企业在2023年有望享受一定的估值溢价。梳理控股装机中火电装机占比90%以上的标的如下：建投能源、京能电力、浙能电力、皖能电力、宝新能源、华能国际、华电国际、豫能控股、赣能股份。结合图表41，推荐皖能电力、建投能源、浙能电力、粤电力A、宝新能源，关注豫能控股、京能电力、华电国际、华能国际。

图表36：相关标的估值情况

	归母净利润（百万元）				EPS（元）				PB-LF
	22A	23E	24E	25E	22A	23E	24E	25E	
000539.SZ 粤电力A	-3,003.9	1,649.7	2,676.5	3,524.1	-0.57	0.31	0.51	0.67	1.98
000543.SZ 皖能电力	425.1	1,013.2	1,274.3	1,498.7	0.19	0.45	0.56	0.66	1.19
000600.SZ 建投能源	103.0	442.1	658.1	804.9	0.06	0.25	0.37	0.45	1.42
000690.SZ 宝新能源	183.2	1,103.9	1,531.2	2,089.8	0.08	0.51	0.70	0.96	1.50
001896.SZ 豫能控股	-2,140.5				-1.49				2.23
600011.SH 华能国际	-7,387.1	9,061.7	11,379.2	14,422.2	-0.61	0.58	0.73	0.92	3.36
600027.SH 华电国际	99.8	5,100.7	6,330.4	7,436.0	-0.08	0.50	0.62	0.73	1.95
600023.SH 浙能电力	-1,822.5	6,501.0	7,683.3	8,691.0	-0.14	0.48	0.57	0.65	1.11
600578.SH 京能电力	803.2	1,301.5	1,979.5	2,238.5	0.12	0.19	0.30	0.33	1.19

来源：Wind、国金证券研究所。注：数据截至 2023 年 5 月 29 日，除宝新能源、华能国际外，其余公司数据均采用 wind 一致预期。

五、风险提示

- 新增装机容量不及预期。历史上电力行业发展始终处在“电力紧张、放松核准、大建电源、供应过剩、严控新建、电力紧张”的循环中。再次出现电力供应过剩情况或将导致已核准火电项目面临开工难问题。此外，特高压建设进度、消纳考核、上游发电设备价格及施工资源等因素均有可能影响火电企业绿电转型进度。
- 煤价下行不及预期。火电的发电特性决定了其成本结构中燃料成本占比较高，市场煤价高位运行将挤压火电盈利。
- 下游需求不及预期。宏观经济偏弱复苏、可再生能源大发挤占空间或导致火电发电量增速低于预期，机组利用小时数下滑导致度电分摊的折旧成本上升。此外，电力市场化改革后电价取决于成本和供需，用电需求不及预期还将导致电价涨幅不及预期，从而影响火电盈利。
- 电力市场化进度不及预期。火电“增容减量”及灵活性改造将导致度电折旧成本上升，需要容量补偿机制保障合理收益，电力市场化进度不及预期将对火电盈利水平造成影响。另外，现货市场机制利好火电等具备灵活性和可靠性的电源，并且交易电价上限远超中长期交易电价涨跌幅区间，现货市场试点推广进度不及预期将影响火电企业售电价格，从而对盈利产生不利影响。

行业投资评级的说明：

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；

增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；

中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；

减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。

特别声明：

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

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

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

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

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

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于C3级（含C3级）的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海	北京	深圳
电话：021-60753903	电话：010-85950438	电话：0755-83831378
传真：021-61038200	邮箱：researchbj@gjzq.com.cn	传真：0755-83830558
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn	邮编：100005	邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：201204	地址：北京市东城区建内大街26号	邮编：518000
地址：上海浦东新区芳甸路1088号	新闻大厦8层南侧	地址：深圳市福田区金田路2028号皇岗商务中心
紫竹国际大厦7楼		18楼1806