



## 增持（首次）

所属行业：公用事业/电力  
当前价格(元)：8.95

### 证券分析师

郭雪

资格编号：S0120522120001

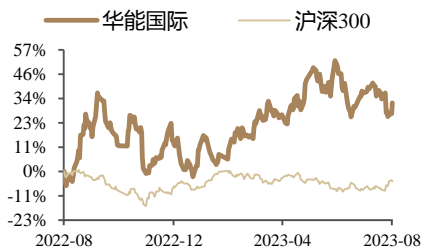
邮箱：guoxue@tebon.com.cn

### 联系人

卢璇

邮箱：luxuan@tebon.com.cn

### 市场表现



沪深300对比	1M	2M	3M
绝对涨幅(%)	-3.35	-12.08	-7.73
相对涨幅(%)	-7.40	-17.33	-6.96

资料来源：德邦研究所，聚源数据

### 相关研究

# 华能国际（600011.SH）：火电修复迎业绩拐点，绿电转型供长期动力

## 投资要点

- 华能旗下电力龙头，深耕火电转型新能源。**公司隶属“五大发电集团”中的华能集团，是国内最大的上市发电公司之一。2022年公司拥有可控发电装机容量127.23GW，其中煤电装机94.06GW，清洁能源装机容量33.17GW，占比达26.07%，同比提升3.68pct。近年来公司营收平稳增长，但利润受煤价扰动，2021、2022年煤价高位运行，公司分别亏损102.6/73.9亿元；2023Q1，受益国内市场煤价格加速回落和电价同比上涨，公司盈利能力大幅改善，单季度归母净利润达22.5亿，同比增长335.3%。
- 煤价中枢下移可期，火电龙头业绩望兑现。**2021-2022年煤炭价格大幅上涨，煤电企业亏损严重，在电力保供的大背景下国家出台了一系列政策增加煤炭供应，支持煤电企业缓解成本压力。2023年以来，受国内煤炭增产、澳煤进口放开、需求相对疲软的影响，国内动力煤价格持续下跌，截至6月底，秦港5500卡动力煤较年初下跌345元/吨。煤价中枢下移对公司利润提振作用明显，我们测算在1000/1100/1200/1300元/吨煤价情况下的公司2023年归母净利润水平分别为164.09/100.00/35.91/-28.19亿元，预计今年公司火电盈利将大幅修复。
- 灵活性改造+组件降价加速绿电转型，助力长期高成长。**公司积极响应华能集团号召，大力发展新能源，2018-2022年，公司风电装机量由5.14GW增至13.63GW，CAGR达27.6%，光伏装机由0.96GW增至6.28GW，CAGR达59.9%，新能源装机占比由5.8%增至15.6%。相比其他传统绿电运营商，公司具备丰富的火电资源，充沛的现金流保障绿电项目建设，并可通过积极参与火电灵活性改造获取风光建设指标，成本优势明显。截至2022年底公司在建风光项目超500亿，发展势头强劲，预计今年硅料及组件价格的降低将提高公司新建项目盈利水平，加快建设投产进度。
- 投资建议与估值：**公司火电装机规模位居全国第一，充分受益于煤价中枢下调，火电盈利弹性将明显恢复；随着组件价格的持续走低，公司新能源装机规模与盈利能力都有望显著提高。我们预计公司2023年-2025年的收入分别为2589.76亿元、2623.59亿元、2709.62亿元，营收增速分别达到4.97%、1.31%、3.28%；2023年起，预计公司业绩将实现扭亏为盈，2023-2025年归母净利润分别为131.51亿元、169.02亿元、195.40亿元。首次覆盖，给予“增持”投资评级。
- 风险提示：**煤炭价格波动风险、电价下调风险、风电、光伏新增装机不及预期等。

**股票数据**

总股本(百万股):	15,698.09
流通 A 股(百万股):	10,997.71
52 周内股价区间(元):	6.31-10.29
总市值(百万元):	140,497.94
总资产(百万元):	516,495.19
每股净资产(元):	8.39

资料来源: 公司公告

**主要财务数据及预测**

	2021	2022	2023E	2024E	2025E
营业收入(百万元)	205,079	246,725	258,976	262,359	270,962
(+/-)YOY(%)	21.0%	20.3%	5.0%	1.3%	3.3%
净利润(百万元)	-10,006	-7,387	13,151	16,902	19,540
(+/-)YOY(%)	-319.2%	26.2%	278.0%	28.5%	15.6%
全面摊薄 EPS(元)	-0.64	-0.47	0.84	1.08	1.24
毛利率(%)	-0.2%	3.0%	16.3%	18.2%	19.5%
净资产收益率(%)	-9.5%	-6.8%	10.8%	12.2%	12.4%

资料来源: 公司年报 (2021-2022), 德邦研究所

备注: 净利润为归属母公司所有者的净利润

## 内容目录

1. 华能旗下电力龙头，深耕火电转型新能源 .....	7
1.1. 三地上市大型央企，清洁能源发展提速 .....	7
1.2. 股权结构集中，华能旗下最大电力平台 .....	7
1.3. 深耕电力热力领域，煤价上涨带来业绩扰动 .....	9
2. 煤价中枢下移可期，火电龙头业绩望兑现 .....	13
2.1. 电力保供形势严峻，火电“压舱石”地位稳固 .....	13
2.2. 火力发电绝对龙头，多维优势提升盈利能力 .....	14
2.3. 煤价调整叠加电价上浮，火电巨头王者归来 .....	17
2.3.1. 煤价下调预期下，公司业绩弹性更大 .....	17
2.3.2. 电改促进电价上浮，公司上网电价涨幅明显 .....	23
3. 灵活性改造+组件降价加速绿电转型，助力长期高成长 .....	25
3.1. 华能集团十四五新能源规划清晰，公司风光装机快速增长 .....	25
3.2. “火转绿”三重优势助力逐鹿风光赛道 .....	27
3.2.1. 火转绿禀赋 I：依托火电资源开拓新能源 .....	27
3.2.2. 火转绿禀赋 II：火电现金流支持绿电投资 .....	27
3.2.3. 火转绿禀赋 III：火电灵活性改造助力风光发展 .....	29
3.3. 组件降价利好电站盈利，在建项目储备充足 .....	30
4. 盈利预测及投资建议 .....	33
4.1. 盈利预测 .....	33
4.2. 投资建议 .....	34
5. 风险提示 .....	34

## 图表目录

图 1: 公司发展历程 .....	7
图 2: 公司股权架构 (截至 2023 Q1) .....	8
图 3: 2018-2023Q1 营业收入 (亿元) 及增速 (右轴) .....	9
图 4: 2018-2023Q1 归母净利润 (亿元) 及增速 (右轴) .....	9
图 5: 2018-2022 公司分业务营业收入 (亿元) .....	10
图 6: 2018-2022 公司分业务营业收入占比 .....	10
图 7: 2018-2023Q1 年公司总体毛利率和净利率 .....	10
图 8: 2018-2022 年公司分产品毛利率 .....	10
图 9: 2018-2022 年公司分产品毛利结构 .....	11
图 10: 2018-2023Q1 公司各项费用 (亿元) .....	11
图 11: 2018-2023Q1 公司费用率情况 .....	11
图 12: 2018-2023Q1 研发费用 (亿元) 及增速 (右轴) .....	12
图 13: 2022 年公司研发人员学历结构 (单位: 人) .....	12
图 14: 2022 年公司研发人员年龄结构 (单位: 人) .....	12
图 15: 2018-2023Q1 经营现金流量净额 (亿元) 及增速 (右轴) .....	13
图 16: 2018-2023Q1 资产负债率 .....	13
图 17: 近年全国全社会用电量及未来预测 (单位: 万亿千瓦时) .....	13
图 18: 2023 年和 2024 年全国电力供需形势 .....	14
图 19: 2013-2022 年全国各发电类型发电量 (亿千瓦时) .....	14
图 20: 2022 年全国各发电类型发电量占比 .....	14
图 21: 2018-2022 年火电可控发电装机容量 (GW) .....	15
图 22: 公司与同行业火电装机容量对比 (GW, 截至 2022 年底) .....	15
图 23: 2018-2022 年公司火电发电量和上网电量 (亿千瓦时) .....	15
图 24: 2016-2022 年燃煤机组利用小时数 (小时) 及增速 (右轴) .....	15
图 25: 2022 年公司境内火电发电量分布情况 (亿千瓦时) .....	16
图 26: 2021 和 2022 年公司各省煤机上网电价 (元/千瓦时) .....	16
图 27: 公司历年单位供电煤耗 (克/千瓦时) .....	17
图 28: 公司历年平均结算电价和售电单位燃料成本 (元/兆瓦时) .....	17
图 29: 2023H1 国内动力煤主要产地煤价走势 (元/吨) .....	17
图 30: 中国原煤产量当月值 (单位: 万吨) .....	18
图 31: 中国动力煤产量当月值 (单位: 万吨) .....	18
图 32: 澳大利亚动力煤进口量累计值 (单位: 万吨) .....	18

图 33: 2022 年以来国际动力煤价格走势 (单位:美元/吨) .....	19
图 34: 2021 以来我国动力煤月度进口量及增速.....	20
图 35: 内陆十七省+沿海八省电厂煤日消耗量 (万吨) .....	20
图 36: 国有重点煤矿库存 (单位: 万吨) .....	21
图 37: CCTD 主流港口煤炭库存 (单位: 万吨) .....	21
图 38: 不同煤价水平下公司 2023 年归母净利润测算 (横轴为煤价, 纵轴为归母净利润) .....	21
图 39: 2022 年公司与同行业单位燃料成本对比 (元/兆瓦时) .....	22
图 40: 秦皇岛 Q5500 动力煤现货与长协价格走势 (单位: 元/吨) .....	22
图 41: 公司历年平均上网电价 (元/千瓦时) .....	24
图 42: 主要火电企业历年平均上网电价 (元/千瓦时) .....	24
图 43: 全国新能源装机量 (万千瓦)、占比及增速 (右轴) .....	25
图 44: 全国新增新能源装机容量 (万千瓦) 及增速 (右轴) .....	25
图 45: 华能集团清洁能源装机占比变化 .....	26
图 46: 公司历年风电光伏装机规模 (单位: GW) .....	26
图 47: 公司历年风电光伏发电量 (单位: 亿千瓦时) .....	26
图 48: 2022 年公司境内火电发电量、风光发电量地域分布情况 .....	27
图 49: 2018-2022 年公司经营、投资、筹资现金净流量 (单位: 亿元) .....	27
图 50: 公司与传统绿电运营商经营现金流对比 (单位: 亿元) .....	28
图 51: 公司与传统绿电运营商应收账款收入比对比 .....	29
图 52: 各类有偿调峰方式的单位发电成本.....	29
图 53: 多晶硅致密料现货周均价 (单位: 元/kg) .....	30
图 54: 单面单晶 PERC 组件现货均价 (210mm, 单位: 元/w) .....	30
表 1: 公司前十大股东持股情况 (截至 2023 Q1) .....	7
表 2: 公司重大股权投资 .....	8
表 3: 华能集团旗下电力公司装机情况 .....	9
表 4: 历年电价改革政策 .....	23
表 5: 部分省份燃煤机组容量电价政策 .....	25
表 6: 公司与相关绿电运营商风光装机规模对比 (截至 2022 年底) .....	28
表 7: 部分省份火电灵活性改造配置新能源指标政策.....	30
表 8: 光伏项目 LCOE 测算假设指标 .....	31
表 9: 当组件价格、年均利用小时数同时变化时, 光伏电站 LCOE 敏感性测算.....	31

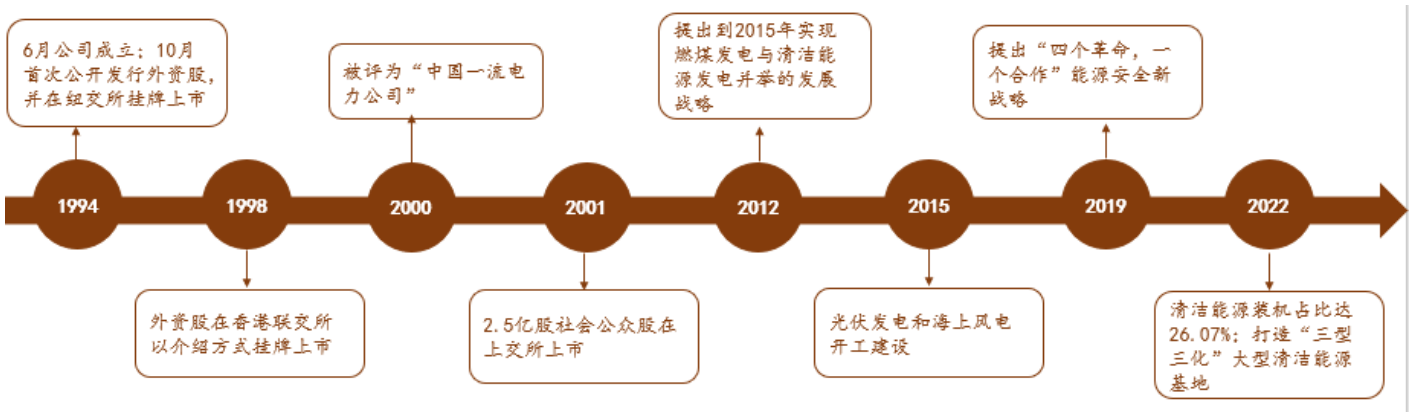
表 10: 公司在建重要新能源项目 (截至 2022 年底) .....	32
表 11: 公司营收预测 (单位: 亿元) .....	33
表 12: 可比公司估值 .....	34

## 1. 华能旗下电力龙头，深耕火电转型新能源

### 1.1. 三地上市大型央企，清洁能源发展提速

火力发电龙头，积极推动新能源转型。公司是五大发电集团华能集团旗下的综合性电力运营公司，主要在全国范围内开发、建设和经营管理大型发电厂，是国内最大的上市发电公司之一。公司成立于1994年，同年在纽交所挂牌上市，随后分别于1998年和2001年在香港联交所和上交所上市，成为国内首个在纽约、香港、上海三地上市的发电公司。2012年，公司提出到2015年实现燃煤发电与清洁能源发电并举的发展战略；2015年，成功进行光伏发电和海上风电的开工建设。2022年，公司实现清洁能源装机占比26.07%，进一步打造“三型三化”大型清洁能源基地。

图 1：公司发展历程



资料来源：公司官网，公司公告，德邦研究所

### 1.2. 股权结构集中，华能旗下最大电力平台

股权结构集中，华能集团持有 37.13% 股权。公司的控股股东是华能国际电力开发公司，最终控股股东为中国华能集团有限公司，截至 2023 年一季报，华能集团以直接和间接方式共持有公司 37.13% 股权。公司前五大股东共持有 74.99% 股权，股权结构集中。公司重大股权投资包含发电、输电、供电、新能源供电、节能环保技术研发等方向。

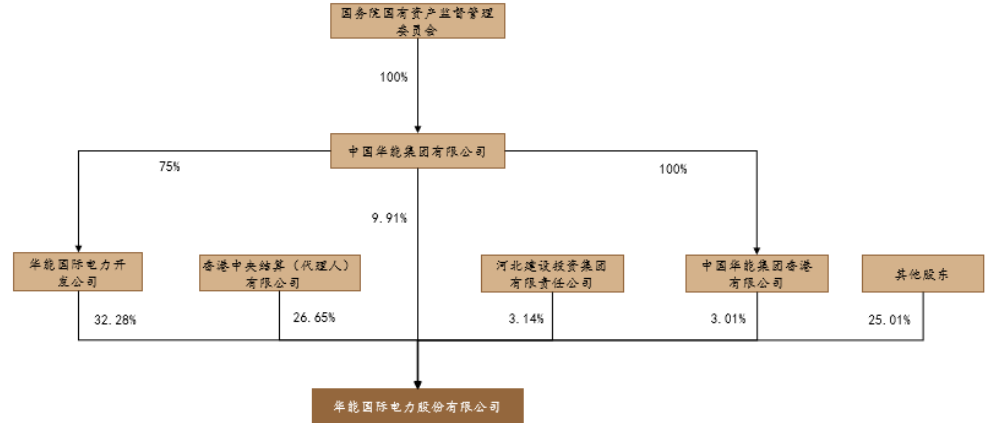
表 1：公司前十大股东持股情况（截至 2023 Q1）

序号	股东名称（全称）	期末持股数量	比例(%)
1	华能国际电力开发公司	5,066,662,118	32.28%
2	香港中央结算（代理人）有限公司	4,184,280,180	26.65%
3	中国华能集团有限公司	1,555,124,549	9.91%
4	河北建设投资集团有限责任公司	493,316,146	3.14%
5	中国华能集团香港有限公司	472,000,000	3.01%
6	中国证券金融股份有限公司	466,953,720	2.97%
7	江苏省国信集团有限公司	258,452,600	1.65%

8	辽宁能源投资(集团)有限责任公司	244,205,000	1.56%
9	国泰君安证券股份有限公司约定购回式证券交易专用证券账户	175,613,600	1.12%
10	大连市城市建设投资集团有限公司	125,886,400	0.80%

资料来源:公司公告,德邦研究所

图 2: 公司股权架构 (截至 2023 Q1)



资料来源:公司公告,wind,德邦研究所

表 2: 公司重大股权投资

被投资公司名称	主要业务
华能石岛湾核电开发有限公司	压水堆电站项目的筹建等。
华能长江环保科技有限公司	环保技术推广服务、生物质能技术服务、节能技术推广服务;环保咨询;固体废物治理;大气污染治理等。
华能(福建漳州)能源有限责任公司	电力供应,火力发电,热电联产,风力发电,太阳能发电,生物质能发电,海洋能发电,废料发电,其他电力生产,生物质供热等。
鲁银(寿光)新能源有限公司	新兴能源技术研发;发电技术服务;太阳能发电技术服务;风力发电技术服务;合同能源管理;电气设备修理;通用设备修理;专用设备修理等。
吉林省可再生能源投资开发有限公司(“吉林可再生”)	发电、输电、供电业务;风电、光伏、氢能等新能源项目的投资、开发、建设、运维、经营管理以及相关产品的销售、相关项目产品的技术咨询服务等。

资料来源:公司 2022 年报,德邦研究所

华能集团旗下最大电力平台,可控装机规模占集团总规模 57.8%。华能集团拥有 3 家电力板块上市公司,分别为华能国际、内蒙华电、华能水电。公司国内业务广泛分布在二十六个省、自治区和直辖市,此外在新加坡和巴基斯坦各投资一家电力公司;内蒙华电发电资产集中于内蒙古自治区九个盟市;华能水电国内业务均在云南省,海外业务集中于柬埔寨、缅甸。2022 年,华能集团可控装机超过 2.2 亿千瓦,其中公司可控装机规模占集团总规模的 57.8%,是集团内装机规模最大的发电公司。



表 3: 华能集团旗下电力公司装机情况

十四五新能源装机规划 (GW)	公司名称	22 年可控装机 (GW)	22 年新能源装机量 (GW)
80	华能国际	127.23	19.90
	内蒙华电	12.85	1.45
	华能水电	23.56	0.62

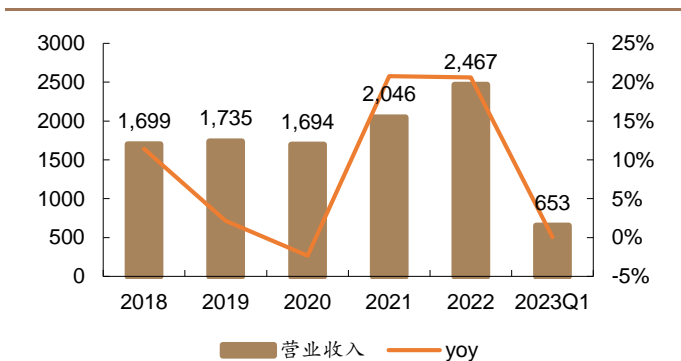
资料来源: 各公司公告, 北极星太阳能光伏网, 德邦研究所

### 1.3. 深耕电力热力领域, 煤价上涨带来业绩扰动

**深耕电力领域, 加快绿色低碳转型。**公司主营业务包括电力及电热、港口服务、运输服务等。2022 年, 电力、热力销售收入约占营业收入的 95%, 可控发电装机容量 127.23GW, 其中清洁能源装机容量 33.17GW, 占比达到 26.07%, 同比提升 3.68pct。

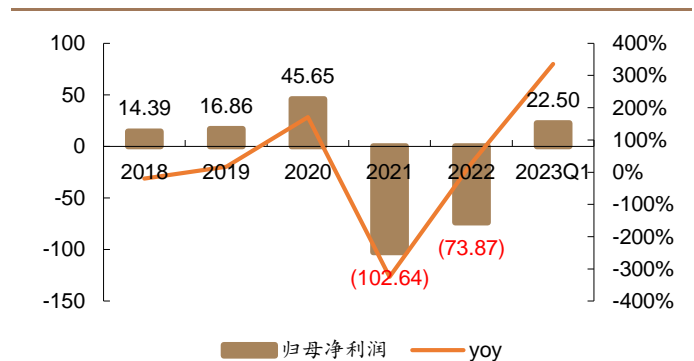
**营收整体平稳增长, 23 Q1 盈利能力大幅改善。**2018 年至 2022 年, 公司营收从 1698.61 亿元增长至 2467.25 亿元, 年复合增长率为 9.78%, 保持平稳增长。2022 年营收同比增长 20.31%, 主要由电价上涨驱动。2018 年至 2022 年, 公司归母净利润由 14.39 亿元下降至 -73.87 亿元, 2022 年比 2021 年同期减亏 26.17%, 但全年仍处于业绩亏损状态, 主要原因是 2022 年煤价仍居高位, 公司煤电业务亏损较大。2023 Q1, 受益国内市场煤价格加速回落和电价同比上涨, 公司实现利润总额 31.29 亿元, 相比 2022 年同期的 -9.20 亿元实现扭亏为盈, 其中境内燃煤发电板块所得利润减亏 97.86%; 归母净利润 22.50 亿元, 同比增长 335.30%。

图 3: 2018-2023Q1 营业收入 (亿元) 及增速 (右轴)



资料来源: wind, 公司公告, 德邦研究所

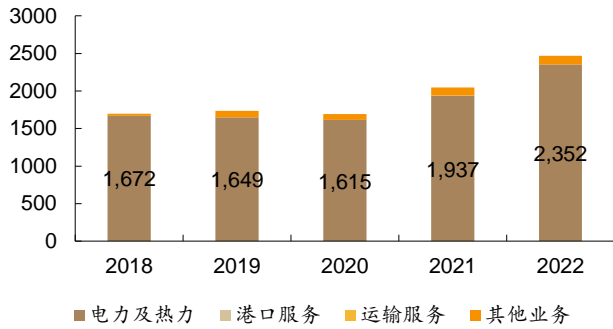
图 4: 2018-2023Q1 归母净利润 (亿元) 及增速 (右轴)



资料来源: wind, 公司公告, 德邦研究所

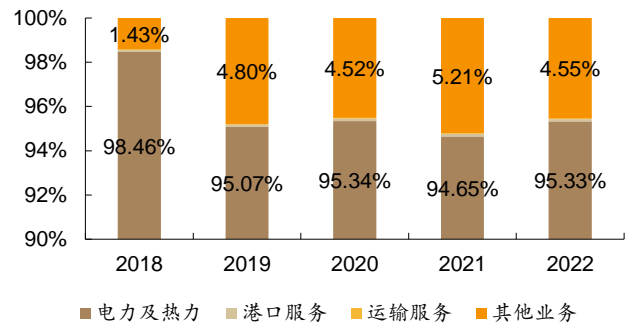
**深耕电力领域, 营收占比基本维持 95% 以上。**公司主营业务为电力及热力销售、港口服务及运输服务等, 其中电力及热力为主要收入来源。2018 年至 2022 年公司电力及热力贡献营收由 1672.41 亿元增长至 2351.94 亿元, 年复合增长率为 8.90%, 营收占比基本保持在 95% 以上。2022 年, 电力及热力营收占比为 95.33%, 较上年增长 0.68pct, 港口服务和运输服务占公司总营收比例分别为 0.10% 和 0.02%。其他业务收入包括粉煤灰、燃料及材料销售收入、租赁收入等, 近四年贡献营收占比均在 4.50% 以上。

图 5: 2018-2022 公司分业务营业收入 (亿元)



资料来源: wind, 公司公告, 德邦研究所

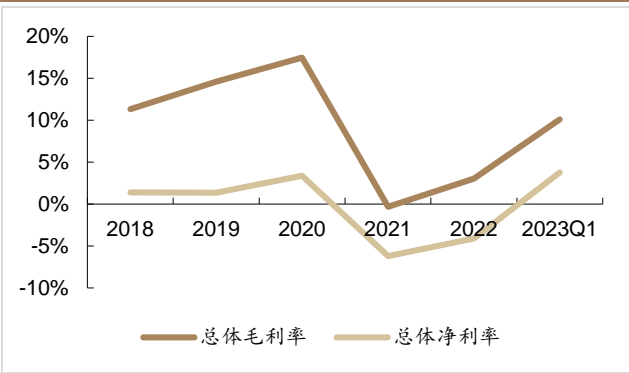
图 6: 2018-2022 公司分业务营业收入占比



资料来源: wind, 公司公告, 德邦研究所

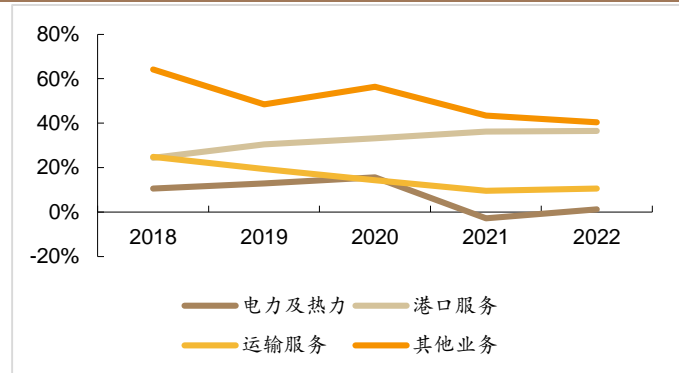
**公司毛利率、净利率企稳回升。**2021 年由于原煤采购成本大幅上涨, 公司营业成本较 2020 年增长 46.41%, 毛利率和净利率出现大幅下滑。2021 年到 2023 年 Q1, 公司毛利率和净利率情况有所改善, 呈现回升态势。分业务来看, 电力及热力毛利率触底反弹, 2022 年毛利率已由负转正, 达 1.22%, 相比 2021 年增长 4.01pct; 港口服务业务毛利率由 2018 年的 24.42% 增长至 2022 年的 36.53%; 运输服务业务毛利率近三年稳定在 10% 左右, 其他业务毛利率整体呈现下滑趋势, 由 2018 年的 64.21% 下降至 2022 年的 40.36%。

图 7: 2018-2023Q1 年公司总体毛利率和净利率



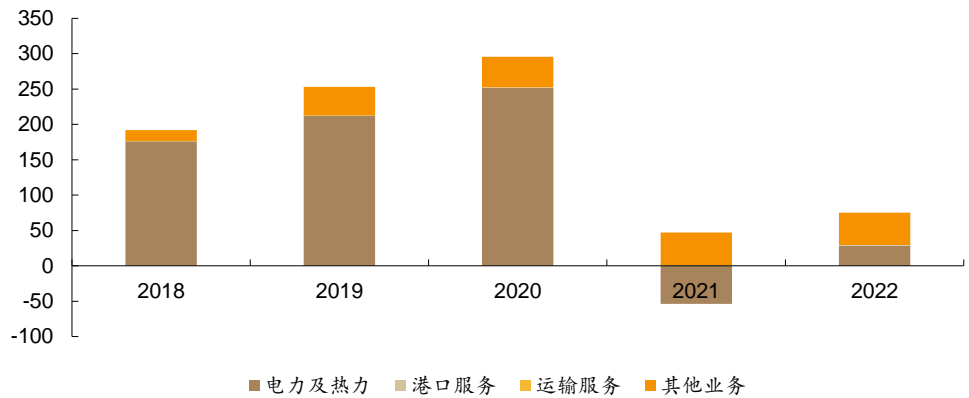
资料来源: wind, 公司公告, 德邦研究所

图 8: 2018-2022 年公司分产品毛利率



资料来源: wind, 公司公告, 德邦研究所

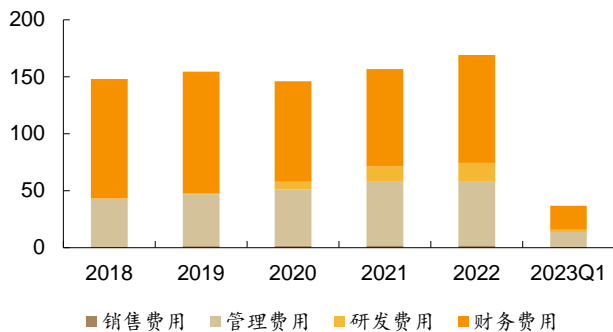
图 9：2018-2022 公司分产品毛利结构



资料来源：wind，公司公告，德邦研究所

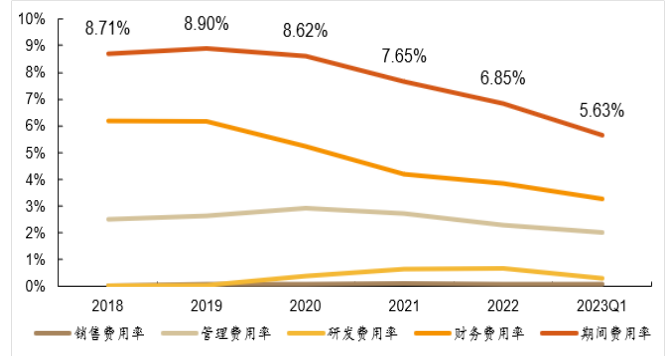
控费能力出色，期间费用率逐年下降。2018 年至 2023 Q1，公司期间费用分别为 147.9 亿元、154.4 亿元、146.0 亿元、156.6 亿元、169.1 亿元、36.8 亿元；期间费用率呈逐年下降趋势，由 2018 年的 8.71% 下降至 2022 年的 6.85%，其中管理费用率、财务费用率整体都呈下降趋势，2018-2022 年分别下降 0.21pct/2.3pct；销售费用率整体较低，总体维持在 0.1% 以下。

图 10：2018-2023Q1 公司各项费用 (亿元)



资料来源：wind，公司公告，德邦研究所

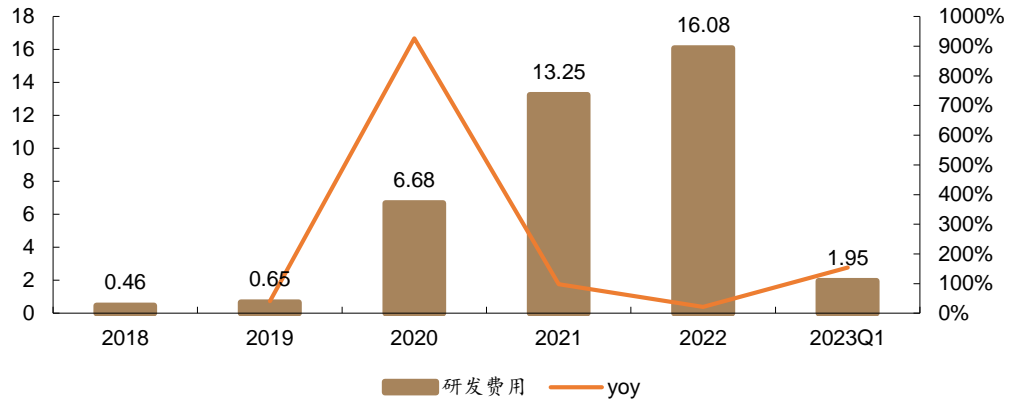
图 11：2018-2023Q1 公司费用率情况



资料来源：wind，公司公告，德邦研究所

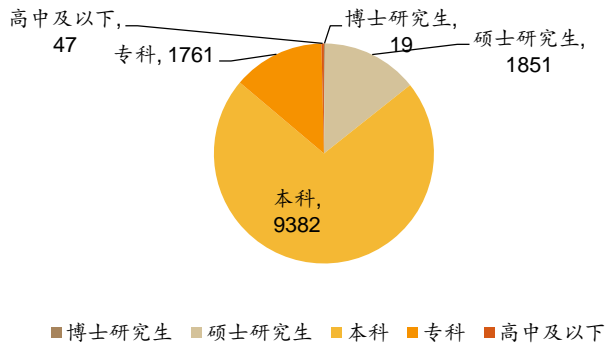
加大研发投入，夯实研发人才队伍建设。近几年公司加大研发投入，2018 到 2022 年公司研发费用由 0.46 亿元增长至 16.08 亿元，年复合增长率达 142.9%，研发费用率分别为 0.03%/0.04%/0.39%/0.65%/0.65%，整体稳步提升。截止 2022 年末，公司研发人员数量达 13060 人，占公司总人数的 22.88%。研发人员中本科及以上学历占比 86.16%，40 岁以下占比 41.96%，高素质人才和年轻血液为公司创新提供持续动力。

图 12: 2018-2023Q1 研发费用 (亿元) 及增速 (右轴)



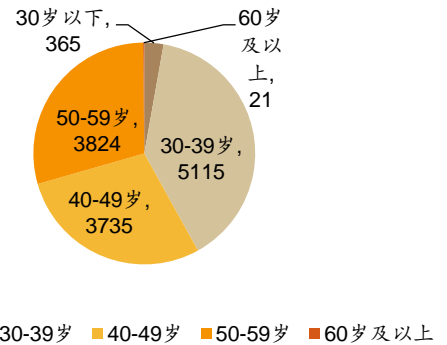
资料来源: wind, 公司公告, 德邦研究所

图 13: 2022 年公司研发人员学历结构 (单位: 人)



资料来源: 公司公告, 德邦研究所

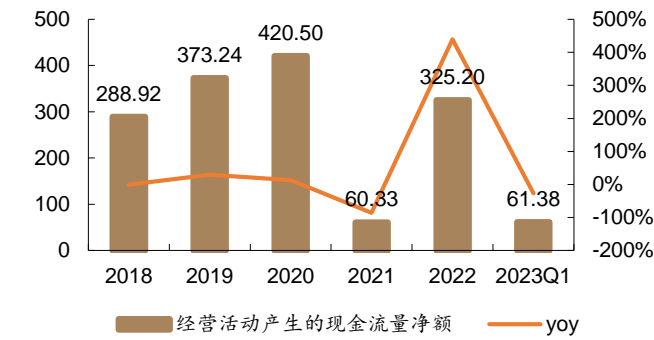
图 14: 2022 年公司研发人员年龄结构 (单位: 人)



资料来源: 公司公告, 德邦研究所

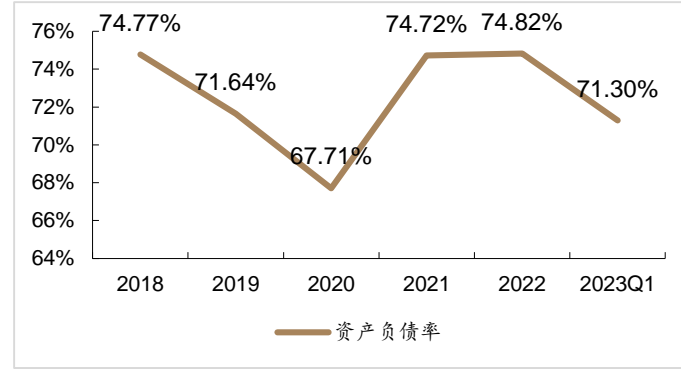
**2022 年经营活动现金流大幅增长, 资产负债率维持 70%左右。**2018 年至 2023 Q1, 公司经营活动产生的现金流量净额分别为 288.92 亿元、373.24 亿元、420.50 亿元、60.33 亿元、325.20 亿元、61.38 亿元。2021 年由于燃料采购成本大幅上升, 现金流入减少, 导致经营现金流大幅下降; 2022 年, 经营现金流净额同比增长 439.04%, 回归正常水平。资产负债率方面, 近年来公司负债率整体维持在 70%以上, 2023 Q1 资产负债率较 2022 年底下降 3.52pct 至 71.30%。

图 15: 2018-2023Q1 经营现金流量净额 (亿元) 及增速 (右轴)



资料来源: wind, 公司公告, 德邦研究所

图 16: 2018-2023Q1 资产负债率



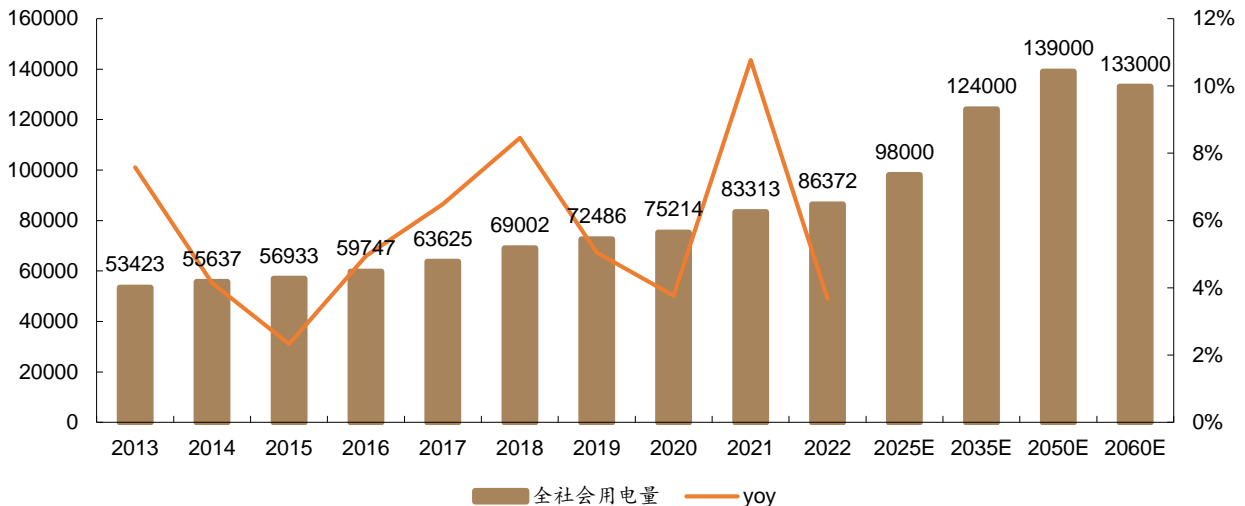
资料来源: wind, 公司公告, 德邦研究所

## 2. 煤价中枢下移可期, 火电龙头业绩望兑现

### 2.1. 电力保供形势严峻, 火电“压舱石”地位稳固

**电力需求持续增长, 未来空间依旧巨大。**从电力需求侧来看, 2022 年尽管受疫情、气候变化等因素影响, 我国用电量仍然保持增长态势, 全社会用电量达 86372 亿千瓦时, 同比增长 3.67%。据国网能源院预测, 2025 年、2035 年、2050 年、2060 年, 我国电力需求分别达到约 9.8 万亿千瓦时、12.4 万亿千瓦时、13.9 万亿千瓦时、13.3 万亿千瓦时, 仍具有巨大的上升空间。

图 17: 近年全国全社会用电量及未来预测 (单位: 万亿千瓦时)

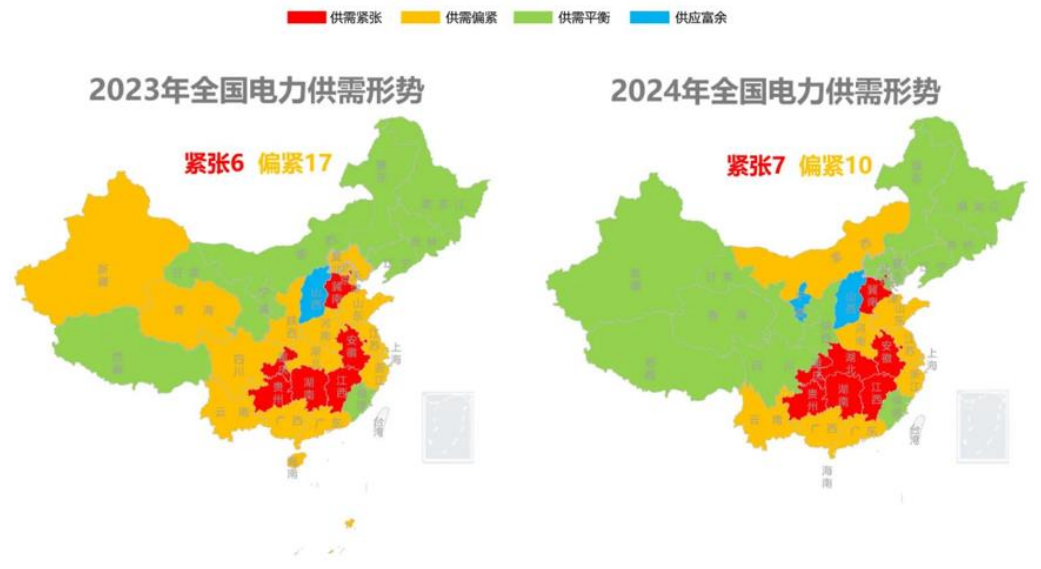


资料来源: 中国电力企业联合会, 国网能源院《中国能源电力发展展望》, 德邦研究所

**电力保供压力较大, 火电压舱石地位稳固。**据电规总院预计, 未来两年全国电力供应保障压力仍然较大, 按照装机平衡考虑, 结合当前电源、电网工程投产进度, 预计 2023 年安徽、湖南、江西、重庆、贵州、冀南 6 个地区负荷高峰时段电力供需紧张, 2023 年、2024 年电力供应偏紧地区分别为 17 个和 10 个。因此,

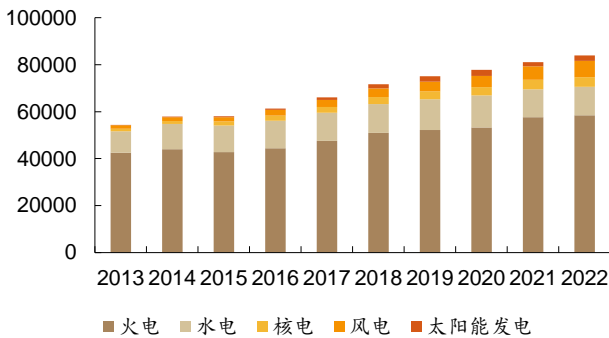
立足我国基本国情，为应对电力供需紧张现状，仍需夯实煤电托底保供基础，压实电力工业保障的基本盘。当前火力仍是我国主力电源，截至 2022 年底，火电装机量为 13.3 亿千瓦，占全国总装机容量的 52.06%，发电量为 58531 亿千瓦时，占全国总发电量的 69.77%。

图 18：2023 年和 2024 年全国电力供需形势



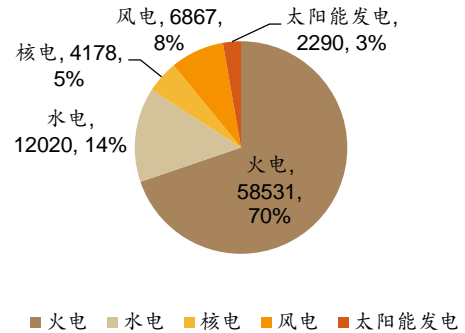
资料来源：电力规划设计总院微信公众号，德邦研究所

图 19：2013-2022 年全国各发电类型发电量（亿千瓦时）



资料来源：国家统计局，国际电力网，德邦研究所

图 20：2022 年全国各发电类型发电量占比



资料来源：国家统计局，国际电力网，德邦研究所

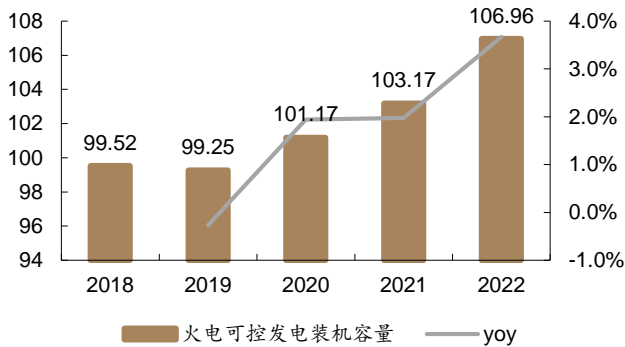
## 2.2. 火力发电绝对龙头，多维优势提升盈利能力

作为火电行业龙头企业，我们认为公司具备规模、利用率、地域、创新四大优势：

- (1) **规模优势：燃煤大型发电机组占比超 54%，火电装机规模遥遥领先。** 2018 年至 2022 年，公司火电可控装机容量稳定增长，由 99.52GW

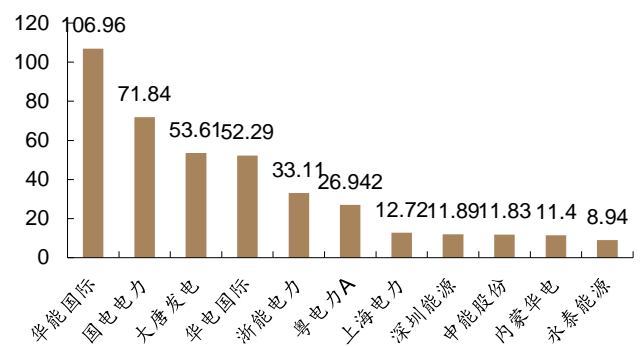
增长至 106.96GW，其中煤机 94.06GW，燃机 12.74GW。燃煤发电机组中，60 万千瓦等级的占比 37.03%，100 万千瓦等级的占比 17.37%，60 万千瓦以上的大型机组占比为 54.40%，包括 16 台已投产的百万千瓦等级的超超临界机组和国内首次采用超超临界二次再热技术的燃煤发电机组。与同业对比来看，公司火电装机规模领先，是唯一一家火电装机规模超过 100GW 的上市企业。

图 21: 2018-2022 年火电可控发电装机容量 (GW)



资料来源: 公司 2018-2022 年年报, 德邦研究所

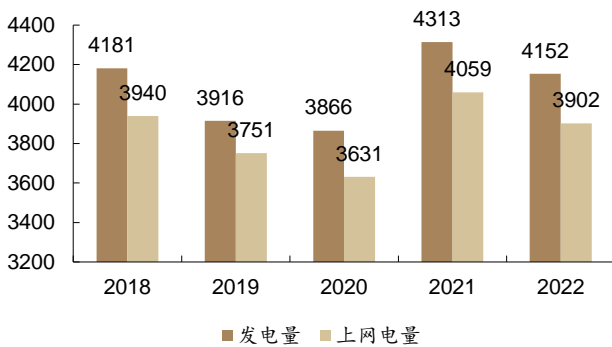
图 22: 公司与同行业火电装机容量对比 (GW, 截至 2022 年底)



资料来源: 各公司公告, 德邦研究所

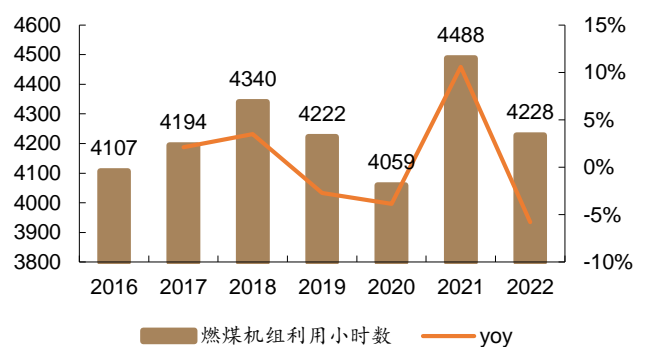
**(2) 利用率优势: 优化机组运行方式, 利用小时数处于领先水平。**2021 年全社会用电需求高速增长, 拉动公司火电发电量和上网电量大幅增长, 2022 年公司持续优化火电机组运行方式, 在完成电力保供任务的同时, 争取多发有效益电量, 受燃料价格持续高位运行、电力市场交易规模扩大、用电量增长不及预期等因素影响, 火力发电量同比略有下降。2022 年公司燃煤机组利用小时数达 4228 小时, 大部分燃煤电厂的利用小时数在所在地区处于领先水平。

图 23: 2018-2022 年公司火电发电量和上网电量 (亿千瓦时)



资料来源: 公司 2018-2022 年年报, 德邦研究所

图 24: 2016-2022 年燃煤机组利用小时数 (小时) 及增速 (右轴)

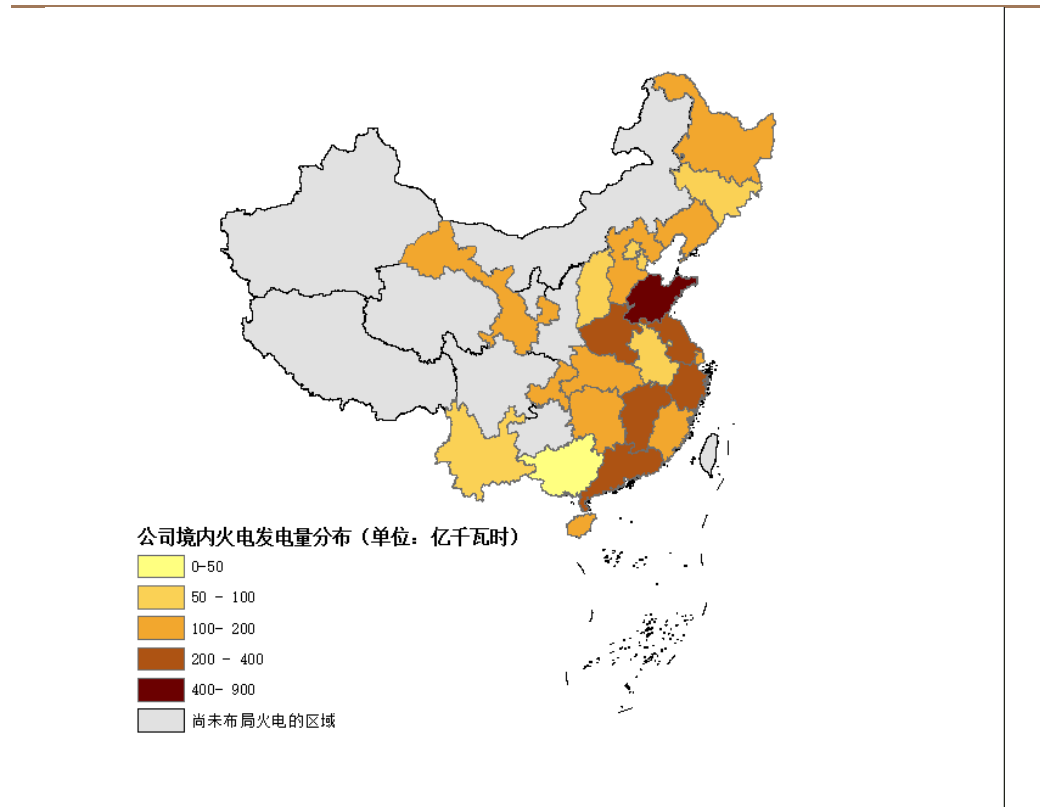


资料来源: 公司 2016-2022 年年报, 德邦研究所

**(3) 地域优势: 装机多集中于沿海沿江地区, 售电价格涨幅明显。**公司境内电厂 (包含火电、风电、光伏、水电及生物质发电) 广泛分布在 26 个省、自治区和直辖市, 火电电厂在 23 个省、自治区和直辖市都有布局, 公司火电发电量多集中于东部地区, 2022 年在山东、江苏、浙江、广东、江西五省火电发电量分别为

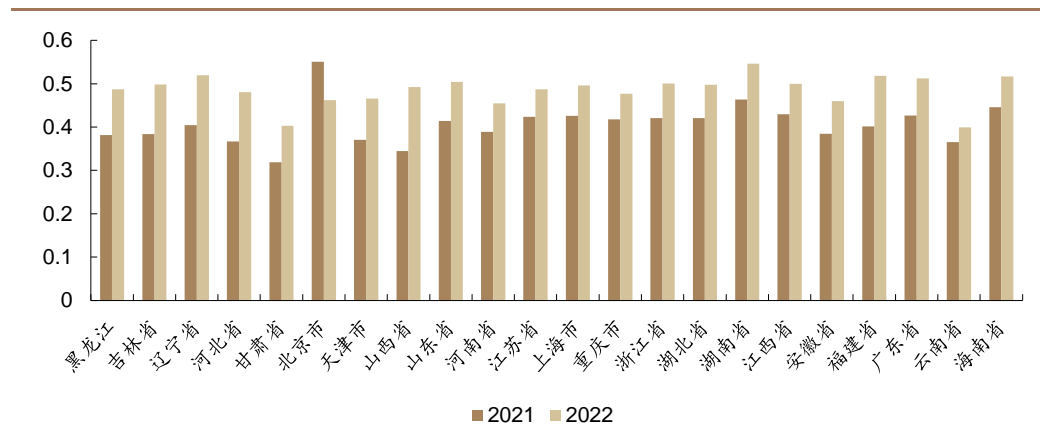
854.01/380.16/315.84/291.92/285.88 亿千瓦时，占公司境内火电发电量的 51.24%。沿海沿江经济发达地区电厂机组利用率和电价水平较高，同时公司拥有港口及码头资源，有利于统一库存、发挥淡储旺耗的功能，加速煤炭周转，减少滞期费用，从而提高整体的盈利能力。从燃煤上网电价来看，除北京外，2022 年公司电厂其他所在地区的上网电价较 2021 年均有较大程度增长，其中发电量最多的山东省上网电价由 2021 年的 0.41 元/Kwh 提升至 2022 年的 0.50 元/Kwh，同比增长 21.7%。

图 25：2022 年公司境内火电发电量分布情况（亿千瓦时）



资料来源：公司 2022 年年报，德邦研究所绘制

图 26：2021 和 2022 年公司各省煤机上网电价（元/千瓦时）

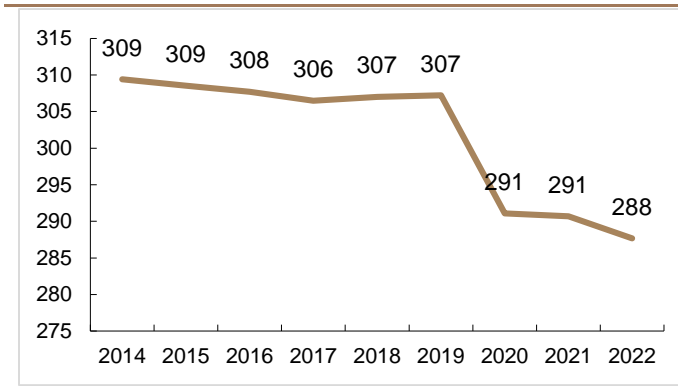


资料来源：公司 2022 年年报，公司 2021 年年报，德邦研究所



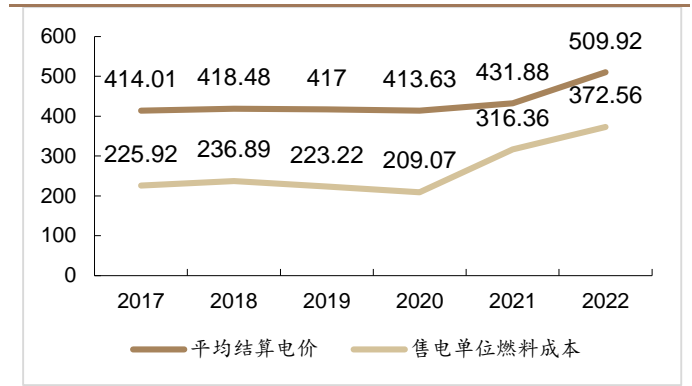
**(4) 创新优势：积极开展“三改联动”，单位供电煤耗下降显著。**公司依托科研技术支持，推广宽负荷高效发电、广义回热等节能先进技术，强化储能调频技术自主研发能力，不断推进煤电机组节能降碳、灵活性和供热“三改联动”，2014年至2022年，公司单位供电煤耗整体呈现下降趋势，由2014年的309克/千瓦时下降至2022年的288克/千瓦时，能耗指标持续保持行业领先水平，从而抵御煤价上行对生产成本的压力。

图 27：公司历年单位供电煤耗（克/千瓦时）



资料来源：公司 2014-2022 年年报，德邦研究所

图 28：公司历年平均结算电价和售电单位燃料成本（元/兆瓦时）



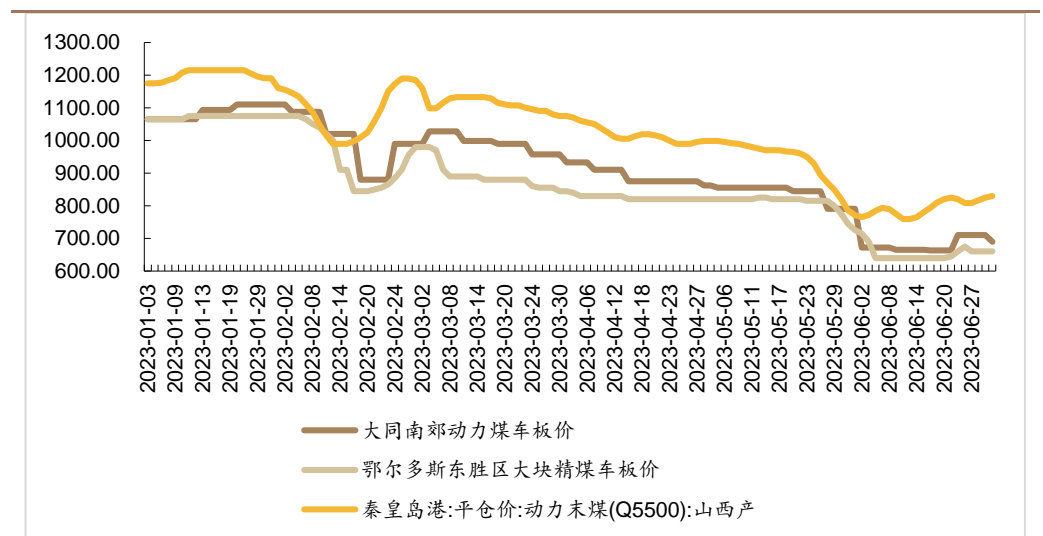
资料来源：公司 2017-2022 年年报，德邦研究所

## 2.3. 煤价调整叠加电价上浮，火电巨头王者归来

### 2.3.1. 煤价下调预期下，公司业绩弹性更大

**供需关系扭转，煤炭全年价格中枢有望下移。**2023 年以来国内动力煤价格持续下跌，截至 6 月底，秦皇岛港 5500 大卡动力煤平仓价（山西产）为 830 元/吨，较年初下降 345 元/吨；鄂尔多斯大块精煤 5500 大卡车板价为 660 元/吨，较年初下降 405 元/吨；大同 5500 大卡动力煤车板价为 690 元/吨，较年初下降 375 元/吨。我们认为动力煤价格下调的原因或在于市场供需关系的扭转，预计全年煤炭价格中枢有望下移。

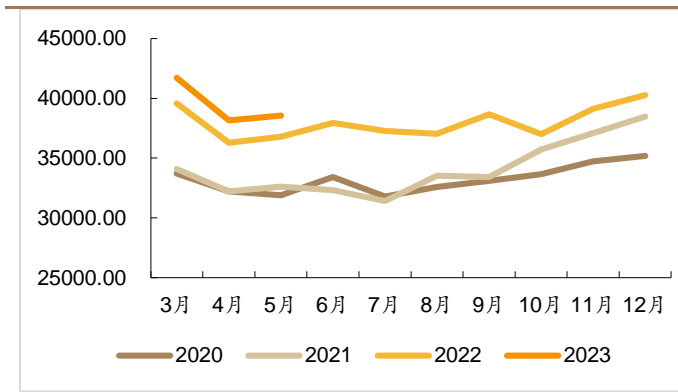
图 29：2023H1 国内动力煤主要产地煤价走势（元/吨）



资料来源：wind，德邦研究所

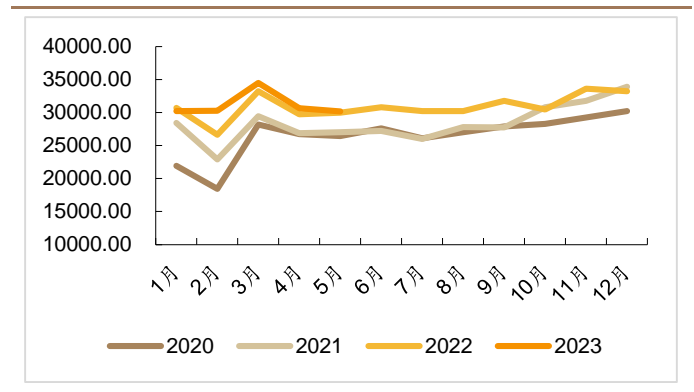
**国内供给端：国内煤炭产量平稳增加，保守预计 2023 年仍有 1 亿吨增量。**今年以来，我国原煤、动力煤产量均维持高位，2023 年 1-5 月全国共生产原煤 19.1 亿吨，同比增长 4.8%，其中动力煤产量完成 15.6 亿吨，较 2022 年同期增产 5469 万吨。今年以来已有多个地区明确提出了 2023 年的煤炭计划产量。其中，山西省、内蒙古自治区、陕西省依旧是主要的保产地区，2023 年计划煤炭产量分别达到 13.65 亿吨、12.5 亿吨、7.5 亿吨以上；新疆更是提出进一步释放煤炭优质产能，全年预计原煤产量 4.13 亿吨，增长 25%；预计晋陕蒙新四省份合计增产 1.5 亿吨。参考 CCTD，结合主要产煤省发布的产能数据，保守预计 2023 年国内煤炭产量将达到 45.5 亿吨，较 2022 年新增 1 亿吨。

图 30：中国原煤产量当月值（单位：万吨）



资料来源：国家统计局，wind，德邦研究所

图 31：中国动力煤产量当月值（单位：万吨）

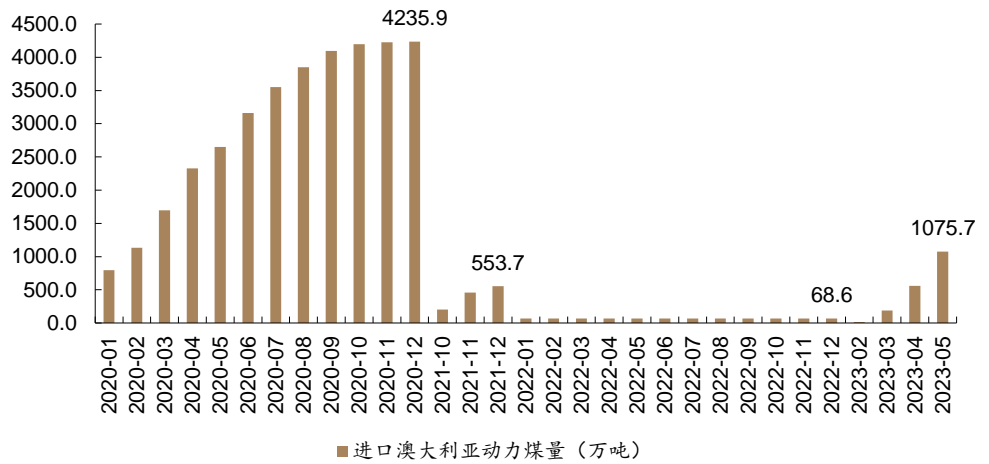


资料来源：wind，德邦研究所

**进口端：政策扶持叠加价格优势，2023 年动力煤进口量预计同比高增。**

**(1) 政策层面：澳煤进口重启，零关税政策延续。**受到贸易政策的影响，21、22 年中国对澳煤的进口量骤减，2021、2022 年对澳大利亚动力煤的进口量分别占中国动力煤总进口量的 6.7%和 1.3%，远低于 2020 年的 48.6%。2023 年 1 月发改委在电力和钢铁企业会议上，对放宽进口澳煤限制做出评估和讨论，澳煤进口重启；根据海关总署，2023 年 1-5 月中国从澳大利亚进口动力煤达 1075.7 万吨，同比增加 1468%。此外，为支持国内煤炭安全稳定供应，国务院关税税则委员会决定自 2023 年 4 月 1 日至 2023 年 12 月 31 日，继续对煤炭实施税率为零的进口暂定税率，暂定税率实施前，对进口煤炭需征收 3-6%的进口关税。

图 32：澳大利亚动力煤进口量累计值（单位：万吨）

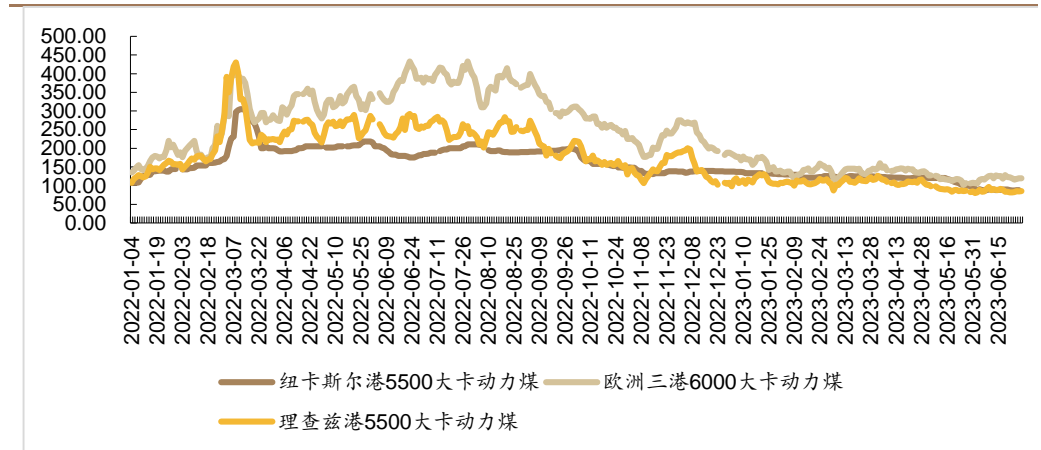


资料来源：海关总署，wind，德邦研究所

**(2) 价格层面：年内国际动力煤价格跌幅明显。**2023 年以来，受海运市场煤炭供应维稳，以及欧洲、东北亚、中国等主要进口市场需求疲软影响，国际动力煤价格一直呈下行趋势。截至 6 月底，澳大利亚纽卡斯尔港 5500 大卡动力煤 5 日日均平仓价格为 87.65 美元/吨，较年初下降 49.85 美元/吨；理查兹港 5500 大卡动力煤 5 日日均平仓价格报收于 83.29 美元/吨，较年初下降 14.81 美元/吨；欧洲三港 6000 大卡动力煤 5 日日均到岸价为 119.10 美元/吨，较年初下降 65.90 美元/吨。

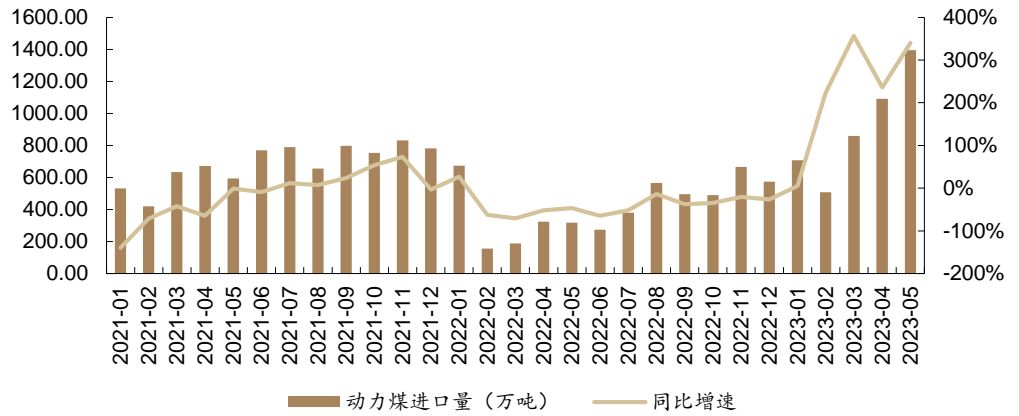
两大因素共同催化下，2023 年我国动力煤进口量大幅增加。1-5 月，我国煤炭进口量达 1.8 亿吨，同比增长 89.6%，其中动力煤进口量达 4561.8 万吨，同比增长 174.5%。

图 33：2022 年以来国际动力煤价格走势 (单位:美元/吨)



资料来源：中国煤炭市场网，wind，德邦研究所

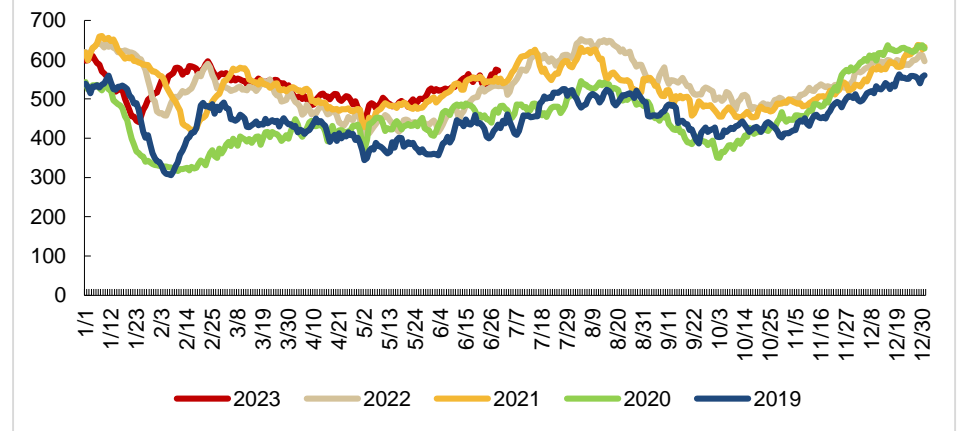
图 34：2021 以来我国动力煤月度进口量及增速



资料来源：海关总署，wind，德邦研究所

**需求端：电厂煤耗较 21 年持平，需求尚未明显改善。**截至 6 月 29 日，内陆 17 省+沿海 8 省电厂煤耗为 9.49 亿吨，较 2022 年同期增长 4.1%，较 2021 年同期微增 0.5%，基本持平，电厂的煤炭需求并未得到明显改善。

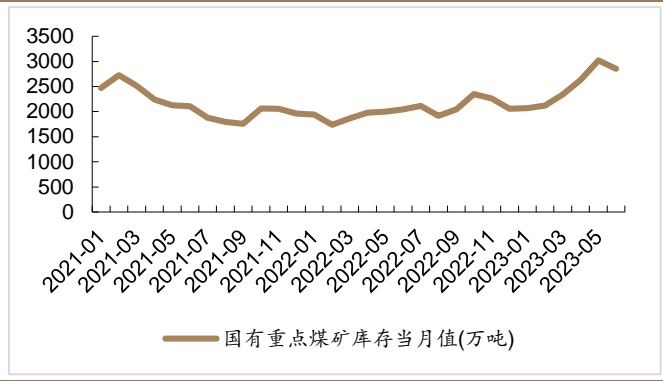
图 35：内陆十七省+沿海八省电厂煤日消耗量（万吨）



资料来源：中国煤炭市场网，德邦研究所

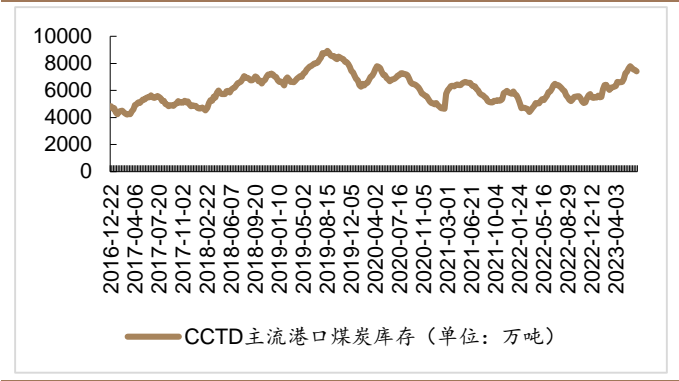
**供给增长快于需求，库存保持高位，煤价下行压力仍然存在。**我们统计前 5 月国内动力煤产量及进口总量分别较 2022 年、2021 年增加 8368.7 万吨、3.58 亿吨，而同期内陆 17 省+沿海 8 省电厂煤耗分别增加 2048.2 万吨、226.5 万吨，远低于供给增长。从库存来看，截至 2023 年 5 月国有重点煤矿库存达 3020.4 万吨，同比增长 51.2%，环比增长 14.9%，库存量达 2021 年以来最高点；截至 7 月 3 日，CCTD 主流港口煤炭库存达 7420.1 万吨，处于历史高位。我们认为在当前煤炭供给宽松的背景下，煤价下行基础依然存在。

图 36: 国有重点煤矿库存 (单位: 万吨)



资料来源: 中国煤炭市场网, 德邦研究所

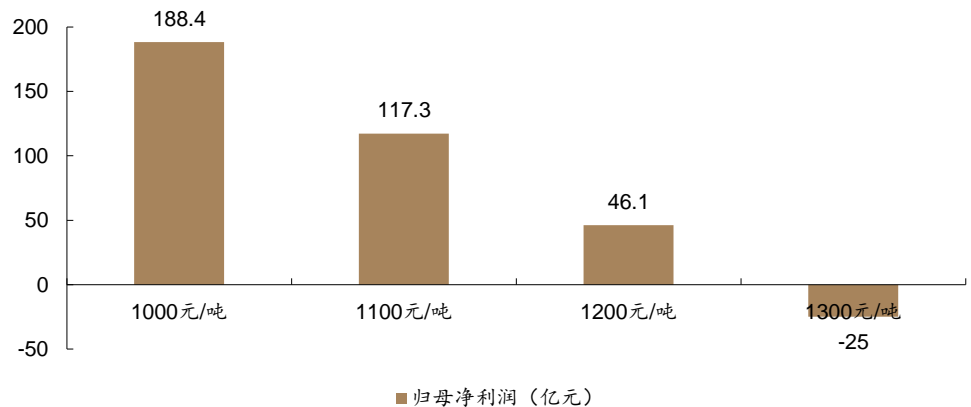
图 37: CCTD 主流港口煤炭库存 (单位: 万吨)



资料来源: 中国煤炭市场网, wind, 德邦研究所

**强β叠加优势α，龙头迎来业绩拐点。**燃煤成本占据火电企业生产成本的大头，2022年公司燃料成本占总成本的73.33%。煤价下行一方面将使现货煤采购成本下降；另一方面，由于长协煤和现货煤价差缩小，有望提升长协煤履约率，从而在整体上降低火电企业的燃料采购成本，提高盈利能力。以公司为例，我们测算在1000/1100/1200/1300元/吨入炉标煤价情况下的公司2023年归母净利润水平分别为188.42/117.28/46.13/-25.02亿元。

图 38: 不同煤价水平下公司 2023 年归母净利润测算 (横轴为煤价, 纵轴为归母净利润)



资料来源: 公司公告, wind, 德邦研究所测算

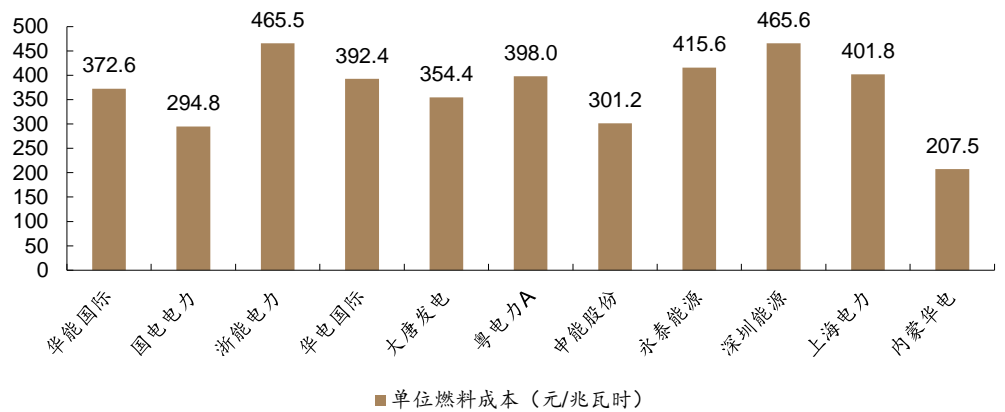
公司长协占比相对较低，享现货降价+长协占比提升双重利好。参照国家能源集团旗下的国电电力，2022年国电电力共采购原煤1.95亿吨，其中长协煤总量1.89亿吨，占比96.9%，单位燃料成本为294.8元/兆瓦时；对比来看，公司2022年煤炭采购1.94亿吨，长协煤采购比例约占内贸煤采购量的67%，单位燃料成本高达372.6元/兆瓦时。展望2023年，我们认为基于政策助力和价差缩小两方面因素，公司长协煤采购占比将明显提高，同时叠加现货采购价格的显著降低，预计燃料成本会有较大降幅。

(1) 政策上，限定长协价格区间、提高长协履约。2022年2月发改委303

号文件落地执行，将秦皇岛港下水煤 5500K 中长期交易价格定在 570~770 元/吨的区间内，但由于 2022 年长协价格与现货价格差距较大，因此煤炭企业长协落实积极性较低。2022 年 11 月，发改委印发《关于 2023 年电煤中长期合同签订履约工作方案》，要求煤炭企业确保 26 亿吨电煤的任务分解，明确每个煤炭企业的任务量不应低于自有资源量的 80%，不低于动力煤资源量的 75%；并且对履约要求加严，要求季度、年度履约量必须达到 100%，且不得以未配置铁路运力、停产减产为由拒绝履约。

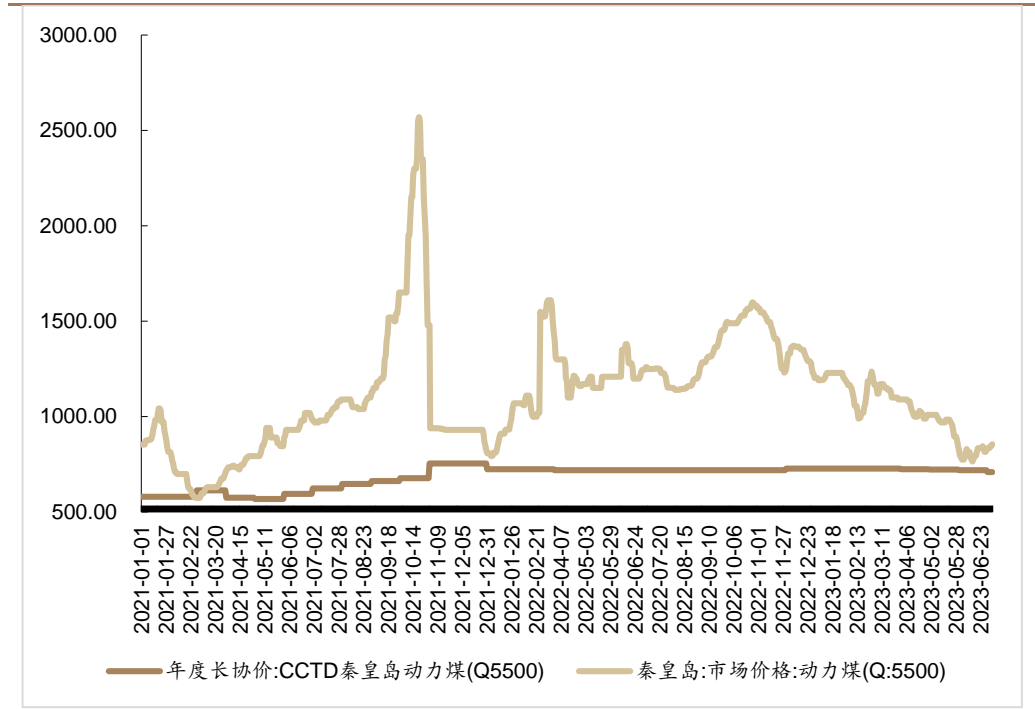
(2) 价格上，长协与现货价差缩小，煤企履约积极性提升。截至 6 月底，秦皇岛 Q5500 煤现货价格收至 835 元/吨，较年初下降 368 元/吨。价差方面，当前秦皇岛 Q5500 动力煤现货价与长协价价差为 126 元/吨，整体处于较低水平。

图 39：2022 年公司与同行业单位燃料成本对比（元/兆瓦时）



资料来源：各公司公告，德邦研究所

图 40：秦皇岛 Q5500 动力煤现货与长协价格走势（单位：元/吨）



资料来源：wind，百川盈孚，德邦研究所

### 2.3.2. 电改促进电价上浮，公司上网电价涨幅明显

市场化改革深入，电价上浮空间与作用范围扩大。2019年9月，国务院常务会议决定，从2020年1月1日起，取消煤电价格联动机制，将现行标杆上网电价机制，改为“基准价+上下浮动”的市场化机制。2021年10月，国家发改委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（即1439号文），提高了电价的上浮空间和市场化电价的作用半径，我们认为改革集中于主要两大方面：

**(1) 加大煤电价格浮动力度：**将燃煤发电市场交易价格浮动范围由现行的上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%扩大为上下浮动原则上均不超过20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制，电力现货价格不受上述幅度限制。**(2) 推动煤电、工商业用户全部进入市场：**煤电方面，要求燃煤电量全部进入电力市场（原先为70%市场电），解决了煤电成本长期有效回收的问题，同时也推动了电力市场化进程；对工商业用户而言，推动工商业用户都进入市场（原先为44%进入市场），取消工商业目录销售电价。

表 4：历年电价改革政策

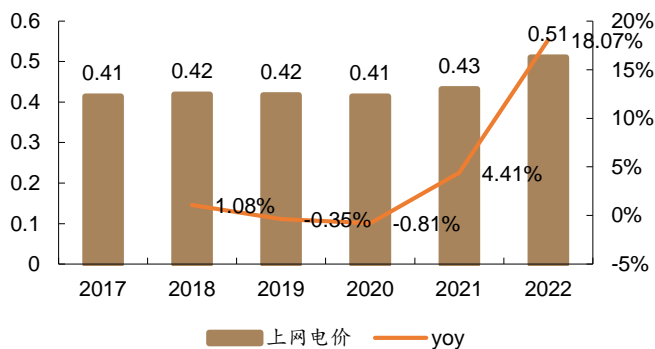
时间	发布方	政策	内容
2002.02	国务院	《电力体制改革方案》	电价划分为上网电价、输电电价和配电电价、终端销售电价。上网电价由国家制定的容量电价和市场竞争产生的电量电价组成；输、配电价由政府确定定价原则；销售电价与上网电价联动。
2004.04	国家发改委	《关于进一步疏导电价矛盾规范电价管理的通知》	要求规范上网电价管理，对同一地区新投产的同类机组（按水电、火电、核电、风电等分类），原则上按同一价格水平核定上网电价；对安装脱硫环保设施的燃煤电厂，其环保投资、运行成本按社会平均水平计入上网电价。
2004.06	国家发改委	《关于疏导华北、南方、华中、华东、东北、西北电价矛盾有关问题的通知》	发布六大区域电网的电价调整通知，规定各省（区、市）统一调度范围内新投产燃煤机组（含热机组）、以及部分水电机组的标杆上网电价，并对安装脱硫设备的燃煤机组给予电价奖励。标杆上网电价正式成为电力产业的关键指标之一。
2004.12	国家发改委	《关于建立煤电价格联动机制的意见》	建立煤炭价格与电力价格的传导机制，并提出了煤电价格联动计算方法。以电煤综合出矿价格（车板价）为基础，实行煤电价格联动。

2012.12	国务院	《国务院办公厅关于深化电煤市场化改革的指导意见》	继续实施并不断完善煤电价格联动机制，当电煤价格波动幅度超过5%时，以年度为周期，相应调整上网电价，同时将电力企业消纳煤价波动的比例由30%调整为10%。
2015.03	国务院	《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》	提出分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成，参与电力市场交易的发电企业上网电价由用户或售电主体与发电企业通过协商、市场竞价等方式自主确定。
2015.12	国家发改委	《关于完善跨省跨区电能交易价格形成机制有关问题的通知》	强调跨省跨区送电由送电、受电市场主体双方按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化交易方式确定送受电量、价格，并建立相应的价格调整机制。
2019.09	国务院常务会议		从2020年1月1日起，取消煤电价格联动机制，将现行标杆上网电价机制，改为“基准价+上下浮动”的市场化机制。
2021.07	国家发改委	《国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知》	采用分时电价机制，科学划分峰谷时段，对各时段分别制定不同的电价水平，以鼓励用电客户合理安排用电时间，削峰填谷，提高电力资源的利用效率。
2021.10	国家发改委	《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》	有序放开全部燃煤发电电量上网电价，燃煤发电电量原则上全部进入电力市场，通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价。燃煤发电市场交易价格浮动范围扩大为上下浮动原则上均不超过20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制。取消工商业目录电价，有序引导工商业用户全部进入电力市场。

资料来源：国务院，国家发改委，电力网，中国政府网等，德邦研究所

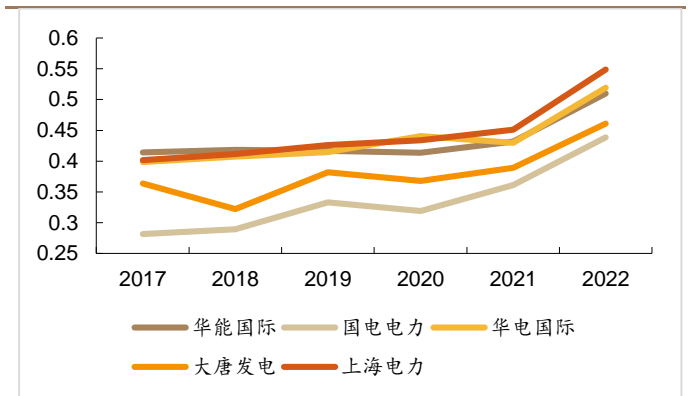
**供需关系反应价值，公司上网电价上调明显。**从2018年开始，我国供电形势从“总体宽松”逐渐转变为“总体平衡，局部地区高峰时段供应偏紧”，“十四五”以来，电力缺口向全国范围逐步扩大，预计2023、2024年全国电力供需仍将呈紧平衡。我们认为电力供需紧张将促使电价升高，17年以来主要电力公司平均上网电价均实现显著上浮。其中公司2017-2022年平均上网电价分别为0.41/0.42/0.42/0.41/0.43/0.51元/Kwh，年复合增长率达4.26%；1439号文件出台后，公司上网电价增长明显提速，2022年平均上网电价达0.51元/Kwh，同比增长18.07%。与同行业主要公司对比来看，公司区位优势凸显，平均上网电价低于上海电力，与华电国际基本持平，高出国电电力0.07元/Kwh。

图 41：公司历年平均上网电价（元/千瓦时）



资料来源：公司公告，德邦研究所

图 42：主要火电企业历年平均上网电价（元/千瓦时）



资料来源：各公司公告，德邦研究所

**容量电价政策有望加速推进，扩大盈利空间利好煤电企业。**煤电具备电量、容量、调节三种功能，而当前我国煤电电价主要是电量电价，未能体现负荷峰值时期煤电作为顶峰主力的容量价值。我国的抽水蓄能和部分气电采用两部制电价，《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》明确抽蓄电价机制以两部制电价政策为主体；未来随着煤电由电力电量的主体逐步向调峰主体过渡，煤电容量电价机制也有望引入，帮助煤电企业消纳投资成本，进一步扩大煤电机组的盈利



空间，利好煤电企业。2020年以来，广东、山东、云南等地已有对燃煤机组的容量补偿政策，我们认为未来或将有更多省份出台相关政策，提高煤电机组收入水平。

表 5：部分省份燃煤机组容量电价政策

时间	政策名称	主要内容
2020/11	《广东省电力市场容量补偿管理办法（试行 征求意见稿）》	容量补偿的对象为参与广东电力市场化交易并获得与用户侧直接交易资格的省级及以上调度机构调管的燃煤、燃气发电机组；按照各售电公司当月价差中长期合约外电量及容量度电分摊标准收取容量电费。售电公司容量电费=售电公司当月价差中长期合约外电量×容量度电分摊标准，售电公司当月价差中长期合约外电量为负时置零。
2022/4	《山东省发展和改革委员会关于电力现货市场容量补偿电价有关事项的通知》	容量市场运行前，参与电力现货市场的发电机组容量补偿费用从用户侧收取，电价标准暂定为每千瓦时 0.0991 元（含税）。在新能源发电高峰期、发电能力充裕时段，容量补偿电价按基准价乘以谷系数 K1（0-50%）收取；发电能力紧张时段，按照基准价乘以峰系数 K2（150%-200%）收取。
2022/12	《云南省燃煤发电市场化改革实施方案（试行）》	鼓励配储比例未达装机规模 10% 的新能源企业向省内煤电企业自行购买系统调节服务；若未购买，则新能源项目上网电价按清洁能源市场交易均价的 90% 结算。设立燃煤发电调节容量市场，试行期按烟煤无烟煤额定装机容量 40% 参与燃煤发电调节容量市场交易，并根据市场供需变化动态调整。燃煤发电调节容量价格由买卖双方在 220 元/千瓦·年上下浮动 30% 区间范围内自主协商形成。

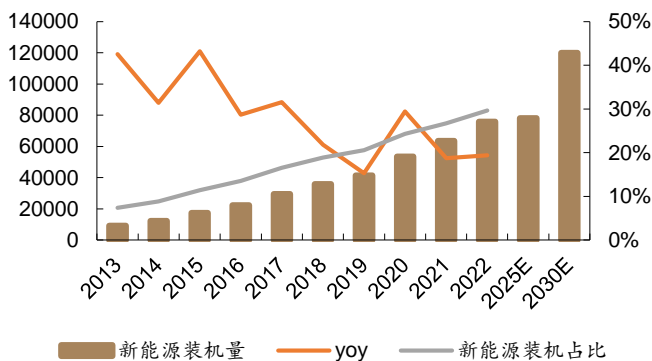
资料来源：北极星售电网，各地政府网站、发改委等，德邦研究所

### 3. 灵活性改造+组件降价加速绿电转型，助力长期高成长

#### 3.1. 华能集团十四五新能源规划清晰，公司风光装机快速增长

**新能源装机规模迅猛增长，绿色发展动力强劲。**2013年-2022年，我国新能源装机从 0.92 亿千瓦增长至 7.58 亿千瓦，年复合增长率达 26.34%，新能源装机占总装机的比例由 7.35% 提升至 29.62%。根据中电联发布的《电力行业“十四五”发展规划研究》预测，2025 年全国风电、太阳能发电装机分别达 3.8 亿千瓦、4.0 亿千瓦；2020 年 12 月，习近平主席在气候雄心峰会上宣布 2030 年中国风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上。

图 43：全国新能源装机量（万千瓦）、占比及增速（右轴）



资料来源：wind，电力网，中电联等，德邦研究所

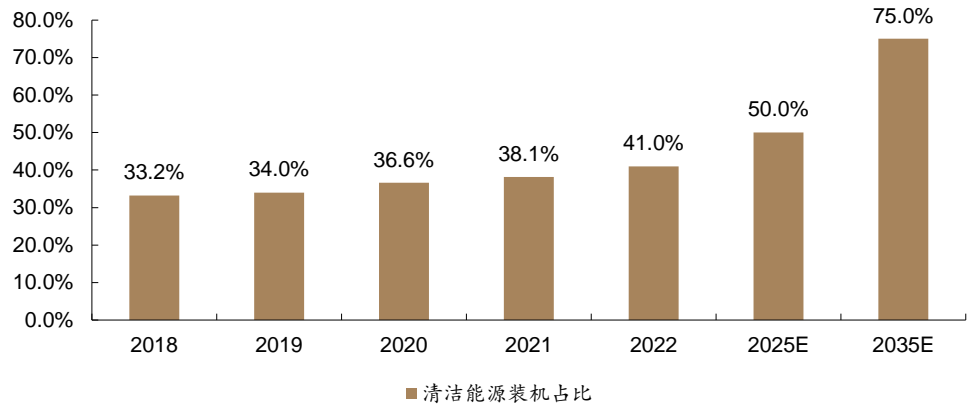
图 44：全国新增新能源装机容量（万千瓦）及增速（右轴）



资料来源：wind，电力网，德邦研究所

华能集团“十四五”期间预计新增 80GW 风光装机。2019 年，华能集团董事长定下重点发展新能源的规划，提出实施“两线”“两化”战略，即在三北地区布局风光火一体化大型清洁能源基地，在东部沿海省份打造规模化海上风电发展带；规划到 2025 年低碳清洁能源占比要达到总装机 50% 以上，力争每年核准、开工、投产各 1000 万千瓦以上新能源项目。远期规划上，集团董事长提出到 2025 年，发电装机达到 3 亿千瓦左右，其中新增新能源装机 80GW 以上，装机占比达到 50% 以上；2035 年实现发电装机突破 5 亿千瓦，清洁能源装机占比 75% 以上。

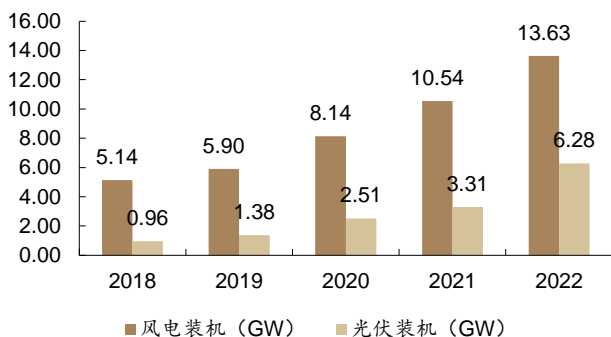
图 45：华能集团清洁能源装机占比变化



资料来源：华能集团 2021 年可持续发展报告，国际风力发电网，环球网等，德邦研究所

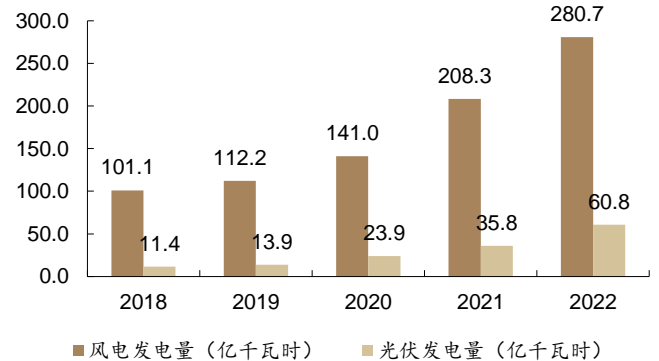
积极响应集团战略，公司新能源装机迅猛增长。2018-2022 年，公司风电装机容量由 5.14GW 增至 13.63GW，CAGR 达 27.6%，光伏装机由 0.96GW 增至 6.28GW，CAGR 达 59.9%，新能源装机占比由 5.8% 增至 15.6%；同期风电发电量由 101.1 亿千瓦时增至 280.7 亿千瓦时，CAGR 达 29.1%，光伏发电量由 11.4 亿千瓦时增至 60.8 亿千瓦时，CAGR 达 51.9%，新能源发电量占比由 2.6% 增至 7.6%。

图 46：公司历年风电光伏装机规模（单位：GW）



资料来源：公司公告，德邦研究所

图 47：公司历年风电光伏发电量（单位：亿千瓦时）



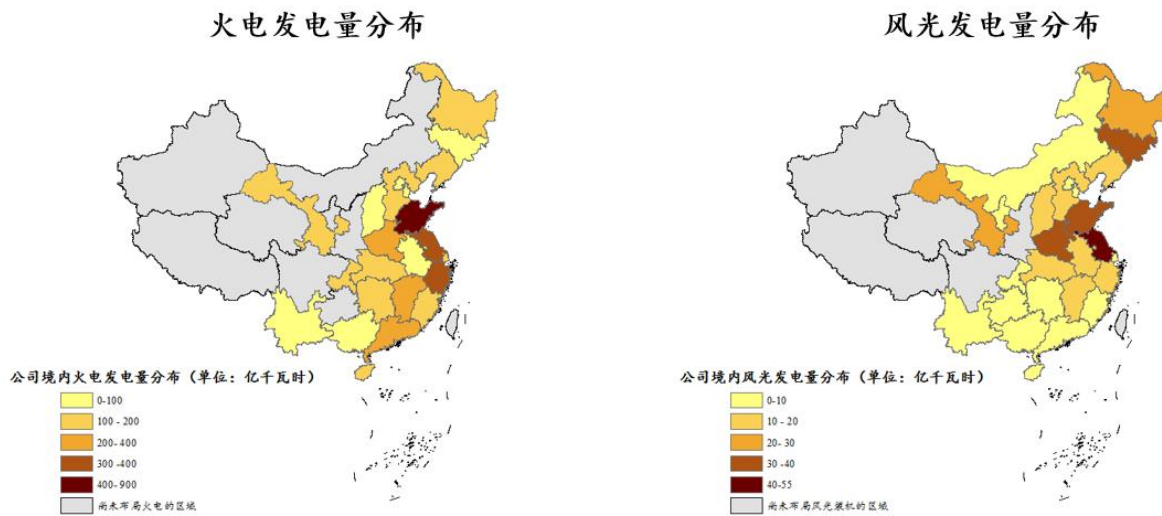
资料来源：公司公告，德邦研究所

### 3.2. “火转绿”三重优势助力逐鹿风光赛道

#### 3.2.1. 火转绿禀赋 I：依托火电资源开拓新能源

公司风光发电量与火电发电量分布基本一致。截至 2022 年，公司火电机组遍布 23 个省市，为区域经济增长贡献了重要力量，庞大的火电资产或有助于公司获取新能源开发指标。从公司风光发电量来看，2022 年江苏省、山东省、河南省发电量靠前，分别为 51.9/36.8/31.4 亿千瓦时，与公司在该区域的火电布局规模相匹配；整体来看，公司的新能源发电量同火电发电量分布重合度较高。

图 48：2022 年公司境内火电发电量、风光发电量地域分布情况

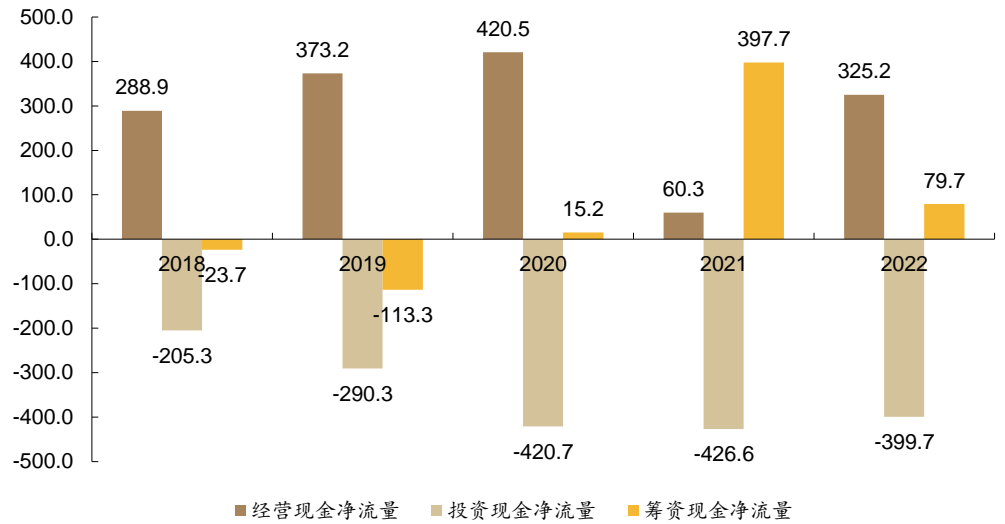


资料来源：公司公告，德邦研究所绘制

#### 3.2.2. 火转绿禀赋 II：火电现金流支持绿电投资

22 年公司现金流情况明显改善，预计 23 年进一步改善。2022 年，公司经营产生的现金净流入额为 325.20 亿元，同比增加 262.69 亿元，主要由于公司收回可再生能源补贴同比增加。我们预计 2023 年随着电煤价格回落和电价上浮，公司的盈利能力将明显恢复，现金流情况有望进一步改善。

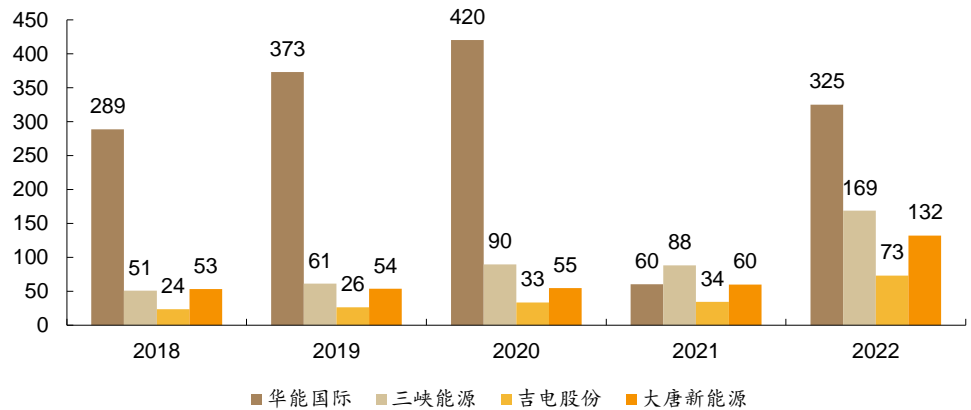
图 49：2018-2022 年公司经营、投资、筹资现金净流量（单位：亿元）



资料来源：公司公告，wind，德邦研究所

现金流远优于纯绿电运营商，理论扩张能力更强。除 2021 年因煤炭价格上涨导致公司燃料采购成本大幅上升，经营现金流远低于正常年份外，公司现金流情况均大幅优于传统的绿电运营商。截至 2022 年底，公司风光装机规模为 19.9GW，经营性现金流与新能源装机比显著高于相关绿电运营商，我们认为凭借现金流优势，公司有望持续、快速地提升风光装机量。

图 50：公司与传统绿电运营商经营现金流对比（单位：亿元）



资料来源：各公司公告，wind，德邦研究所

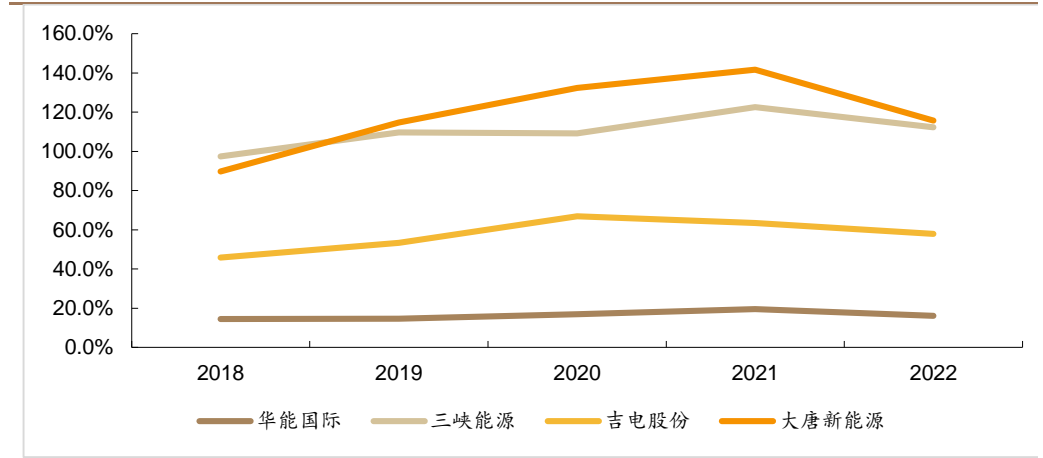
表 6：公司与相关绿电运营商风光装机规模对比（截至 2022 年底）

公司	风电装机 (GW)	光伏装机 (GW)
华能国际	13.63	6.28
三峡能源	15.92	10.28
吉电股份		9.06
大唐新能源	12.69	1.5

资料来源：各公司公告，德邦研究所

应收账款收入比显著低于传统绿电运营商，风险承受能力更加突出。相比于传统绿电运营商，公司应收账款收入比较低，2018-2022 年均维持在 20% 以下，且年增长幅度较小，我们认为这表明公司对补贴拖欠的承受能力明显高于其他传统绿电运营商。

图 51：公司与传统绿电运营商应收账款收入比对比

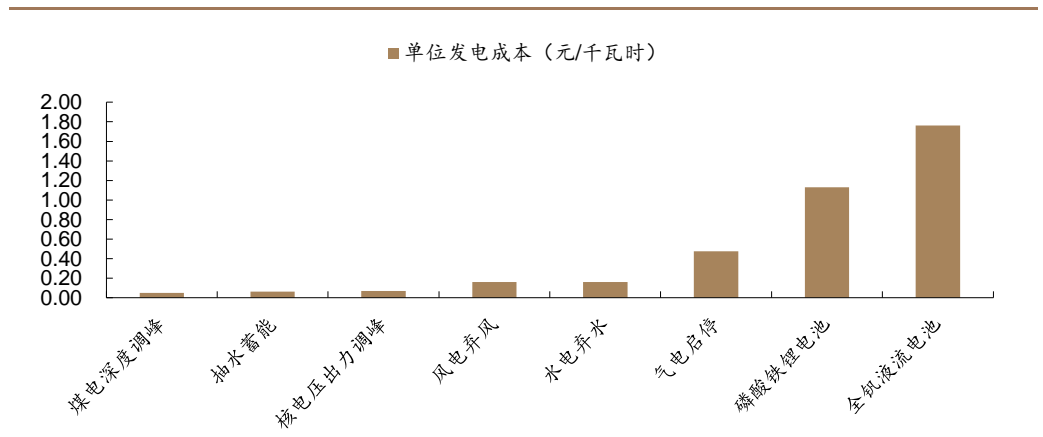


资料来源：各公司公告，wind，德邦研究所

### 3.2.3. 火转绿禀赋III：火电灵活性改造助力风光发展

新能源配储趋势不改，火电灵活性改造成本凸显。2023 年以来，地方配储政策持续加强，河南、山东、广东、河北等地陆续发文加快新型储能发展，要求严格按照开发方案中承诺的储能配比配置储能设施。对比各调峰方式，根据《天然气发电与电池储能调峰政策及经济性对比》以及《广东“十三五”电源调峰联合运行策略优化》，采用煤电深度调峰的单位发电成本为 0.05 元/度，抽水蓄能的单位发电成本为 0.06 元/度，采用磷酸铁锂电池的单位发电成本为 1.13 元/度，对煤电机组进行灵活性改造的成本最低。

图 52：各类有偿调峰方式的单位发电成本



资料来源：朱寰等《天然气发电与电池储能调峰政策及经济性对比》，卢洵等《广东“十三五”电源调峰联合运行策略优化》，德邦研究所整理

**政策支持火电灵活性改造。**2021年以来，多省提出以火电灵活性改造配置新能源，内蒙古、湖北、新疆、河南、山西等地都明确可以以火电灵活性改造新增调节能力来配置新能源开发规模，从逻辑上来说火电灵活性改造可以替代新能源配置电化学储能的需求，且成本更低。从配置机制上看，新能源规模多为火电灵活性改造后新增调节能力乘以一定的系数，其中内蒙古、新疆、河南的配置比例均在1-2倍之间，山西较低为0.3倍。

**表 7：部分省份火电灵活性改造配置新能源指标政策**

省份	时间	文件名称	配置方式
内蒙古	2021年8月	《内蒙古自治区推进火电灵活性改造促进市场化消纳新能源实施细则（试行）》	新能源规模=火电灵活性改造新增调节能力/有效容量系数，其中I类资源区内风电有效容量系数0.6-0.7，光伏有效容量系数0.7-0.8；II类资源区内风电有效容量系数0.55-0.65，光伏有效容量系数0.65-0.75。
湖北	2021年10月	《湖北省能源局关于公布2021年平价新能源项目的通知》	燃煤电厂机组灵活性改造用于配套基地的，其单个电厂所有新增灵活调节能力必须优先满足基地项目灵活调节配置要求。
新疆	2022年3月	《服务推进自治区大型风电光伏基地建设操作指引（1.0版）》	根据新能源与煤电机组等效出力情况，对计划实施灵活性改造的公用机组，按照机组灵活性改造后新增调峰能力的1.5倍，配置新能源规模；对主动将燃煤自备机组转为公用应急调峰电源的企业，按照燃煤自备机组规模的1.5倍配置新能源规模。自备机组转为公用电源后，实施灵活性改造的，按公用机组灵活性改造标准，继续给予新能源规模配置。
河南	2022年9月	《关于2022年风电和集中式光伏发电项目建设有关事项的通知》	煤电灵活性改造按照增加调峰能力的1.4倍配置新能源建设规模，总计8.8GW。
山西	2022年10月	《山西省支持新能源产业发展2022年工作方案》	新能源规模按煤电灵活性改造后新增深度调峰能力的0.3倍确定。

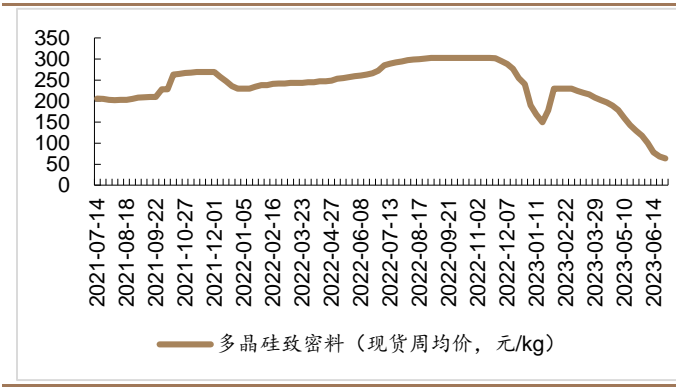
资料来源：内蒙古自治区能源局，湖北省，山西省能源局，新疆维吾尔自治区发改委，河南省发改委，德邦研究所整理

**公司火电资源丰富，火电灵改可支持21GW风光建设规模。**参考中电联，我国在运煤电机组一般最小出力为50~60%，冬季供热期仅能低至75~85%；通过灵活性改造，最小技术出力可低至30%~35%额定容量，部分机组可以低至20%~25%。按照灵活性改造增加机组额定功率20%的调节能力，1:1配储比例计算，公司107.0GW的火电机组可配套21.4GW的风光建设，相比于纯绿电企业额外建设储能实现调峰，公司的资本开支与发电成本都更有优势。

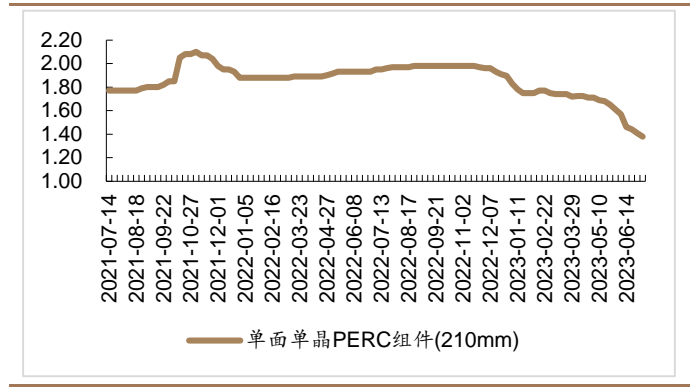
### 3.3. 组件降价利好电站盈利，在建项目储备充足

**组件价格持续下探，光伏电站盈利能力有望提升。**2023Q2以来硅料价格进入下行通道，截至6月底多晶硅致密料现货周均价已跌至64元/吨，较年初高点已下跌72.2%。硅料降价进一步带动组件价格下行，6月底单面单晶PERC组件现货均价已降至1.41元/w。参考CPIA，当组件价格在1.93元/w时，约占地面光伏电站整体投资额的46%，我们认为本轮组件降价将提振光伏装机IRR，降低LCOE成本，预计公司新能源建设速度也将加快。

**图 53：多晶硅致密料现货周均价（单位：元/kg）**
**图 54：单面单晶 PERC 组件现货均价（210mm，单位：元/w）**



资料来源: wind, 德邦研究所



资料来源: wind, 德邦研究所

我们测算在组件价格 1.32 元/w, 年利用小时数 1500 小时数时, 地面光伏电站的平准化度电成本 (LCOE) 达 0.235 元/kwh; 当组件价格每下降 0.2 元/w, 光伏项目 LCOE 下降 0.014 元/kwh, 当利用小时数每上升 200 小时, 光伏电站 LCOE 下降 0.036 元/kwh。

**表 8: 光伏项目 LCOE 测算假设指标**

投资假设	组件成本 (元/w)	1.32
	系统成本 (元/w)	2.26
	年均运维单价 (元/w)	0.046
运营假设	运营年限 (年)	25
	折现率	5%
	折现系数	95%
金融假设	贷款比例	50%
	贷款利率	6.5%
	贷款年限 (年)	5

资料来源: CPIA, 德邦研究所

**表 9: 当组件价格、年均利用小时数同时变化时, 光伏电站 LCOE 敏感性测算**

LCOE (元/kwh)	年均利用小时数 (h)						
	1200	1400	1600	1800	2000	2200	
组件价格 (元/w)	2	0.341	0.292	0.256	0.227	0.205	0.186
	1.8	0.327	0.280	0.245	0.218	0.196	0.178
	1.6	0.313	0.268	0.235	0.209	0.188	0.171
	1.4	0.299	0.256	0.224	0.199	0.179	0.163
	1.2	0.285	0.244	0.214	0.190	0.171	0.155
	1	0.271	0.232	0.203	0.181	0.163	0.148

资料来源: CPIA, 德邦研究所测算

在建风光项目超 500 亿, 充分受益组件降价。参考公司 2022 年年报, 截至 2022 年底公司在建重要项目投资额共计 920.7 亿元, 其中新能源项目投资额达 570.6 亿元, 未来风光装机规模增长势头强劲。我们认为公司在手大部分风光项目

将于近两年完工投产，受益于近期组件价格的大幅降价，对公司长期盈利能力有较大提振。

**表 10：公司在建重要新能源项目（截至 2022 年底）**

项目名称	投资额（亿元）	工程进度
射阳海上风电项目	54.6	89%
庄河海上风电项目（二号海域）	51.9	99%
庄河海上风电项目（四号海域）	66.4	97%
苍南海上风电项目（四号海域）	84.6	100%
玉环清港光伏项目	5.9	100%
通榆风电项目一期	13.0	100%
通榆良井子风电	23.5	100%
华能吉鲁大安项目	29.4	75%
华能五莲 200MW 光伏项目	8.3	66%
聊城高唐风电项目	7.5	90%
丰城湖塘乡渔光互补项目	6.3	100%
通榆风电项目二期	6.4	100%
江口风电项目	6.9	100%
黄冈黄梅县渔光互补复合光伏项目	4.9	100%
那坡羊加山风电项目	6.6	90%
苍南海上风电项目（二号海域）	41.4	26%
大庆经开区风电项目	19.7	73%
阳洁户用光伏项目	8.9	69%
陈河农光互补光伏项目	11.5	50%
永新县蓬洲光伏项目	5.6	99%
华能大石桥高坎风电项目	11.5	43%
开封阳昭户用光伏项目	8.8	36%
融水四荣风电项目	6.2	90%
阳源户用光伏项目	9.1	34%
枣阳地面光伏项目（一期）	7.6	85%
华能杨岭农光互补光伏项目	5.1	79%
山盐寿光光伏项目	7.4	55%
潮安归湖渔光互补光伏项目	3.7	76%
华能怀高光伏项目	5.0	55%
枣阳地面光伏项目（二期）	3.7	76%
蒙城县薛湖风电场（二期）	4.0	59%
黄冈黄梅县渔光互补发电项目（二期）	5.8	41%
华能高青唐坊牧光互补光伏发电项目	4.2	76%
华能长沙新能源光伏项目	4.1	56%
华能应县光伏发电项目	4.5	77%
富源北风电项目（二期）	13.9	17%
华能武冈光伏发电项目	2.5	87%
合计	570.6	

资料来源：公司 2022 年年报，德邦研究所



## 4. 盈利预测及投资建议

### 4.1. 盈利预测

核心假设:

1) 新增装机量: 预计 2023-2025 年, 煤机新增装机规模为 70、70、70 万千瓦; 燃机、水电机组无新增装机; 风电新增装机规模为 450、500、550 万千瓦; 光伏新增装机规模为 550、650、750 万千瓦; 生物质机组新增装机规模为 5、5、5 万千瓦。

2) 实际上网利用小时数: 我们将上网电量与装机容量的比值定义为实际上网利用小时数, 预计 2023-2025 年煤机实际上网利用小时数分别为 3800/3750/3700 小时; 燃机均为 2000 小时; 水电机组均为 2200 小时; 风电机组均为 1800 小时; 光伏机组均为 1000 小时; 生物质机组均为 5000 小时。

3) 上网电价: 我们预计未来三年我国电力供应依旧偏紧, 假设各类型发电机组上网电价基本维持不变。

4) 燃煤价格: 参考国电电力公告, 其长协煤占比达 97%, 入炉标煤单价为 978.8 元/吨; 基于此我们预计公司 2023-2025 年入炉标煤单价分别为 1080 元/吨、1000 元/吨、980 元/吨。

表 11: 公司营收预测 (单位: 亿元)

业务类别	项目	2021	2022	2023E	2024E	2025E
电力及热力	营业收入	1,936.51	2,351.94	2,486.60	2,520.29	2,606.18
	营收增速	19.88%	21.45%	5.73%	1.35%	3.41%
	营业成本	1,990.47	2,323.20	2,108.04	2,085.91	2,123.26
	毛利率	-2.79%	1.22%	15.22%	17.24%	18.53%
港口服务	营业收入	2.42	2.59	2.72	2.85	3.00
	营收增速	22.13%	7.00%	5.00%	5.00%	5.00%
	营业成本	1.54	1.64	1.74	1.83	1.92
	毛利率	36.26%	36.53%	36.00%	36.00%	36.00%
运输服务	营业收入	0.60	0.44	0.44	0.44	0.44
	营收增速	15.77%	-25.55%	0.00%	0.00%	0.00%
	营业成本	0.54	0.40	0.40	0.40	0.40
	毛利率	9.58%	10.57%	9.93%	9.93%	9.93%
其他业务	营业收入	106.52	112.28	117.89	123.78	129.97
	营收增速	39.22%	5.40%	5.00%	5.00%	5.00%
	营业成本	60.26	66.96	68.38	70.56	72.79
	毛利率	43.43%	40.36%	42.00%	43.00%	44.00%
合计	营业收入	2,046.05	2,467.25	2,589.76	2,623.59	2,709.62
	营收增速	20.75%	20.59%	4.97%	1.31%	3.28%
	营业成本	2,052.81	2,392.21	2,168.18	2,145.14	2,181.58
	毛利率	-0.33%	3.04%	16.28%	18.24%	19.49%

资料来源: 公司公告, 德邦研究所测算

## 4.2. 投资建议

公司火电装机规模位居全国第一，充分受益于煤价中枢下调，火电盈利弹性将明显恢复；随着组件价格的持续走低，公司新能源装机规模与盈利能力都有望显著提高。我们预计公司 2023 年-2025 年的收入分别为 2589.76 亿元、2623.59 亿元、2709.62 亿元，营收增速分别达到 4.97%、1.31%、3.28%；2023 年起，预计公司业绩将实现扭亏为盈，2023-2025 年归母净利润分别为 131.51 亿元、169.02 亿元、195.40 亿元。首次覆盖，给予“增持”投资评级。

表 12：可比公司估值

公司代码	公司简称	股价 (元)	EPS (元/股)				PE			
			2022	2023E	2024E	2025E	2022	2023E	2024E	2025E
600795.SH	国电电力	3.77	0.15	0.39	0.48	0.55	55.89	9.60	7.84	6.88
601991.SH	大唐发电	3.2	-0.10	0.19	0.26	0.33	-6.07	16.80	12.12	9.68
600027.SH	华电国际	5.84	-0.08	0.52	0.64	0.74	-13.61	11.13	9.19	7.84
可比公司平均估值							-	12.51	9.72	8.13
600011.SH	华能国际	8.95	-0.61	0.84	1.08	1.24	-7.97	10.68	8.31	7.19

资料来源：wind，德邦研究所（股价为 8 月 1 日股价，注：除华能国际外，所有公司盈利预测采用 wind 一致预测）

## 5. 风险提示

### 1) 煤炭价格波动风险：

公司火电业务盈利能力与煤价水平挂钩，若煤价持续高位运行，对于落实国家发改委有关电煤中长期合同 3 个 100% 的政策要求难度较大，不利于公司长协煤的兑现，将加大公司煤炭采购成本，预计将对公司业绩造成不利影响。

### 2) 电价下调风险：

公司的电力业务与上网电价呈正相关性，若电力供应由紧变松，则可能导致上网电价下调，对公司整体的营收与利润均带来不利影响。

### 3) 风电、光伏新增装机不及预期：

截至 2022 年底，公司风电、光伏装机规模共计 20GW 左右，距离“十四五”装机目标仍有较大差距，若公司风光建设速度放缓，将会对新能源板块盈利能力产生不利影响。

## 财务报表分析和预测

主要财务指标	2022	2023E	2024E	2025E
每股指标(元)				
每股收益	-0.61	0.84	1.08	1.24
每股净资产	6.91	7.75	8.83	10.07
每股经营现金流	2.07	3.54	4.26	4.22
每股股利	0.00	0.00	0.00	0.00
价值评估(倍)				
P/E	—	10.68	8.31	7.19
P/B	1.10	1.15	1.01	0.89
P/S	0.57	0.54	0.54	0.52
EV/EBITDA	16.47	6.43	5.58	5.00
股息率%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
盈利能力指标(%)				
毛利率	3.0%	16.3%	18.2%	19.5%
净利润率	-4.1%	6.8%	8.6%	9.6%
净资产收益率	-6.8%	10.8%	12.2%	12.4%
资产回报率	-1.5%	2.5%	3.0%	3.3%
投资回报率	0.1%	5.7%	6.2%	6.5%
盈利增长(%)				
营业收入增长率	20.3%	5.0%	1.3%	3.3%
EBIT 增长率	107.6%	6131.8%	17.2%	11.9%
净利润增长率	26.2%	278.0%	28.5%	15.6%
偿债能力指标				
资产负债率	74.8%	72.8%	70.2%	67.3%
流动比率	0.5	0.6	0.7	0.7
速动比率	0.4	0.5	0.5	0.6
现金比率	0.1	0.2	0.3	0.3
经营效率指标				
应收帐款周转天数	58.2	58.6	59.0	58.6
存货周转天数	22.2	20.9	21.2	21.4
总资产周转率	0.5	0.5	0.5	0.5
固定资产周转率	0.9	0.8	0.8	0.8

现金流量表(百万元)	2022	2023E	2024E	2025E
净利润	-7,387	13,151	16,902	19,540
少数股东损益	-2,698	4,384	5,634	6,513
非现金支出	26,694	33,206	34,234	36,542
非经营收益	7,968	9,246	9,738	9,879
营运资金变动	7,943	-4,484	329	-6,285
经营活动现金流	32,520	55,502	66,838	66,188
资产	-40,278	-40,892	-43,956	-44,646
投资	-445	-1,215	-1,060	-1,128
其他	751	1,604	1,293	1,399
投资活动现金流	-39,971	-40,503	-43,723	-44,375
债权募资	7,787	8,631	8,631	2,980
股权募资	25,867	0	0	0
其他	-25,681	-11,129	-11,388	-11,562
融资活动现金流	7,973	-2,498	-2,757	-8,583
现金净流量	962	12,502	20,357	13,231

备注：表中计算估值指标的收盘价日期为 8 月 1 日  
 资料来源：公司年报 (2021-2022)，德邦研究所

利润表(百万元)	2022	2023E	2024E	2025E
营业总收入	246,725	258,976	262,359	270,962
营业成本	239,221	216,818	214,514	218,158
毛利率%	3.0%	16.3%	18.2%	19.5%
营业税金及附加	1,442	1,554	1,574	1,626
营业税金率%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%
营业费用	180	219	220	218
营业费用率%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
管理费用	5,637	6,847	6,696	6,756
管理费用率%	2.3%	2.6%	2.6%	2.5%
研发费用	1,608	1,460	1,628	1,658
研发费用率%	0.7%	0.6%	0.6%	0.6%
EBIT	548	34,152	40,030	44,782
财务费用	9,487	10,614	10,498	10,061
财务费用率%	3.8%	4.1%	4.0%	3.7%
资产减值损失	-2,732	-2,042	-1,133	-1,666
投资收益	1,077	1,604	1,293	1,399
营业利润	-10,411	23,379	30,049	34,738
营业外收支	708	0	0	0
利润总额	-9,703	23,379	30,049	34,738
EBITDA	24,461	65,315	73,131	79,657
所得税	382	5,845	7,512	8,684
有效所得税率%	-3.9%	25.0%	25.0%	25.0%
少数股东损益	-2,698	4,384	5,634	6,513
归属母公司所有者净利润	-7,387	13,151	16,902	19,540

资产负债表(百万元)	2022	2023E	2024E	2025E
货币资金	17,176	29,677	50,035	63,265
应收账款及应收票据	42,654	48,850	47,287	51,422
存货	12,702	12,457	12,816	13,165
其它流动资产	14,190	14,422	12,792	15,023
流动资产合计	86,722	105,406	122,930	142,875
长期股权投资	23,898	24,993	25,915	26,903
固定资产	289,312	311,942	331,209	344,543
在建工程	43,128	25,877	15,526	9,316
无形资产	14,699	14,949	15,235	15,583
非流动资产合计	415,884	425,064	436,203	445,720
资产总计	502,606	530,470	559,133	588,595
短期借款	83,573	92,205	100,836	103,816
应付票据及应付账款	24,368	21,739	22,910	22,932
预收账款	0	0	0	0
其它流动负债	63,392	67,720	64,044	64,451
流动负债合计	171,333	181,663	187,790	191,199
长期借款	151,678	151,678	151,678	151,678
其它长期负债	53,051	53,051	53,051	53,051
非流动负债合计	204,729	204,729	204,729	204,729
负债总计	376,062	386,392	392,518	395,927
实收资本	15,698	15,698	15,698	15,698
普通股股东权益	108,535	121,686	138,588	158,128
少数股东权益	18,009	22,392	28,026	34,540
负债和所有者权益合计	502,606	530,470	559,133	588,595

# 信息披露

## 分析师与研究助理简介

郭雪，北京大学环境工程/新加坡国立大学化学双硕士，北京交大环境工程学士，拥有5年环保产业经验，2020年12月加入安信证券，2021年新财富第三名核心成员。2022年3月加入德邦证券，负责环保及公用板块研究。

## 分析师声明

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。本报告所采用的数据和信息均来自市场公开信息，本人不保证该等信息的准确性或完整性。分析逻辑基于作者的职业理解，清晰准确地反映了作者的研究观点，结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

## 投资评级说明

类别	评级	说明
<b>1. 投资评级的比较和评级标准：</b> 以报告发布后的6个月内的市场表现为比较标准，报告发布日后6个月内的公司股价（或行业指数）的涨跌幅相对同期市场基准指数的涨跌幅； <b>2. 市场基准指数的比较标准：</b> A股市场以上证综指或深证成指为基准；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以标普500或纳斯达克综合指数为基准。	买入	相对强于市场表现 20%以上；
	增持	相对强于市场表现 5%~20%；
	中性	相对市场表现在-5%~+5%之间波动；
	减持	相对弱于市场表现 5%以下。
<b>行业投资评级</b>	优于大市	预期行业整体回报高于基准指数整体水平 10%以上；
	中性	预期行业整体回报介于基准指数整体水平-10%与 10%之间；
	弱于大市	预期行业整体回报低于基准指数整体水平 10%以下。

## 法律声明

本报告仅供德邦证券股份有限公司（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。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

本报告所载的资料、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。

市场有风险，投资需谨慎。本报告所载的信息、材料及结论只提供特定客户作参考，不构成投资建议，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况。在法律许可的情况下，德邦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。

本报告仅向特定客户传送，未经德邦证券研究所书面授权，本研究报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。如欲引用或转载本文内容，务必联络德邦证券研究所并获得许可，并需注明出处为德邦证券研究所，且不得对本文进行有悖原意的引用和删改。

根据中国证监会核发的经营证券业务许可，德邦证券股份有限公司的经营范围包括证券投资咨询业务。