

上海电力 (600021.SH)

股权激励剑指清洁能源, 煤价下降提速火电反转

公司评级

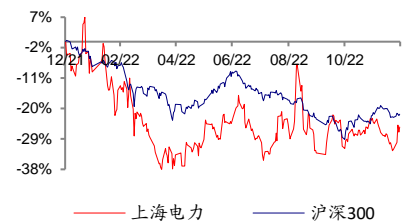
买入

当前价格	10.01 元
合理价值	11.07 元
报告日期	2023-01-02

基本数据

总股本/流通股本 (百万股)	2816.74/2617.16
总市值/流通市值 (百万元)	28195.60/26197.81
一年内最高/最低 (元)	14.32/8.35
30 日日均成交量/成交额 (百万)	29.35/288.23
近 3 个月/6 个月涨跌幅 (%)	12.09/-3.66

相对市场表现



分析师:

郭鹏



SAC 执证号: S0260514030003

SFC CE No. BNX688



021-38003655



guopeng@gf.com.cn

分析师:

姜涛



SAC 执证号: S0260521070002



021-38003624



shjiangtao@gf.com.cn

请注意, 姜涛并非香港证券及期货事务监察委员会的注册持牌人, 不可在香港从事受监管活动。

相关研究:

联系人: 许子怡 021-38003618
xuziyi@gf.com.cn

核心观点:

- **国家电投旗下重要电力平台, 股权激励加速清洁能源装机。**公司隶属于国家电投, 业务立足上海江苏辐射全国, 并大力发展绿电, 2022Q3 控股装机 19.98GW, 其中煤/气/风/光分别为 9.19/2.87/3.88/4.04GW, 清洁能源装机占 54%。2022 年 6 月股权激励落地, 考核 ROE 及清洁能源装机占比。公司火电业务受煤价上涨影响大幅亏损, 带动公司 2021 全年、2022 前三季度归母净利润分别为-18.9、2.2 亿元。
- **进口煤价有望下降, 火电海内外装机均有成长空间。**公司煤炭外购比例较高(2021 年上海地区进口煤占 65%), 2022 全年计划采购煤炭 1950 万吨, 其中进口煤 500 万吨(占 25.6%), 高外购比致 2022H1 公司标煤单价达 1410 元/吨(同比+48.7%), 进而火电度电盈利下滑幅度超过同业。我们近期已观测到进口煤价下降, 预计伴随长协占比提升及煤价回归合理水平, 公司煤电业绩将持续改善。公司推进外高桥扩容、土耳其煤电等项目, 且积极开拓匈牙利等地布局, 装机仍有增长空间。
- **新能源装机占比已达 40%, 十四五预计新增风/光分别 3.45/8.15GW。**风电方面, 公司立足江浙沪地区, 海风资源优质, 截至 2022H1 陆风/海风装机分别为 1.6/2.2GW, 其中海风享受含补贴高电价。光伏方面, 年内受硅料价格高企影响装机有所放缓, 但公司规划十四五新增装机 8.15GW, 考虑硅料价格有所回落, 明年起或加速装机落地。此外, 公司积极发展氢能(上海市加氢站)、储能(江苏等地大工业用户储能)业务; 12 月末 2.45 亿元完成对匈牙利 Tokaj 光伏项目收购, 加快国际化进程。
- **盈利预测与投资建议。**预计公司 2022~2024 年归母净利润分别为 7.03/17.32/20.15 亿元, 按最新收盘价对应 PE 分别为 40.08/16.28/13.99 倍。公司推进清洁能源转型, 新能源规划力度大, 火电业绩有望触底回升。参考同业估值, 给予公司 2023 年 18 倍 PE 估值, 对应 11.07 元/股合理价值, 首次覆盖给予“买入”评级。
- **风险提示。**煤价持续上行; 项目建设进度、用电需求不及预期等风险。

盈利预测:

	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
营业收入 (百万元)	24,218	30,631	36,675	40,215	41,449
增长率 (%)	2.2	26.5	19.7	9.7	3.1
EBITDA (百万元)	8,919	7,417	10,391	13,873	15,687
归母净利润 (百万元)	890	-1,893	703	1,732	2,015
增长率 (%)	-7.5	-312.7	-	146.3	16.3
EPS (元/股)	0.34	-0.72	0.25	0.61	0.72
市盈率 (x)	20.93	-	40.08	16.28	13.99
ROE (%)	4.5	-10.7	3.6	8.4	9.2
EV/EBITDA (x)	8.32	13.67	9.90	8.24	7.72

数据来源: 公司财务报表, 广发证券发展研究中心

识别风险, 发现价值

请务必阅读末页的免责声明

目录索引

一、区域综合能源平台，积极推进清洁能源转型	6
（一）国家电投旗下电力平台，清洁能源装机占比过半	6
（二）年内煤价大涨火电亏损，投资收益贡献稳定盈利	8
（三）股权激励计划落地实施，行权价提高彰显发展信心	13
二、国内火电业绩预期改善，海外项目投产增厚业绩	16
（一）煤电盈利边际改善显著，供热业务成本疏导能力强	16
（二）海外业务开拓成效显著，期待项目落地释放业绩	21
三、十四五拟新增绿电 11.6GW，清洁能源占比超 60%	23
（一）江苏高质量海风并网，21-25 年拟新增风电 2.6GW	23
（二）21-25 年拟新增光伏 8.2GW，对应装机 CAGR 超 30%	27
四、盈利预测和投资建议	32
（一）关键业务核心假设	32
（二）盈利预测与投资建议	33
五、风险提示	34
（一）煤价持续上行风险	34
（二）项目建设不及预期风险	34
（三）宏观经济波动大导致利用小时波动超预期	34

图表索引

图 1: 截至 2022 年 9 月末国家电投直接持股 44.43%	6
图 2: 国家电投集团旗下发电平台装机 (2021 年,GW)	6
图 3: 公司控股装机占集团 10% (2021 年)	6
图 4: 2025 年公司控股装机有望达 30GW	7
图 5: 2025 年公司清洁能源占比拟达 60%+	7
图 6: 公司电力业务覆盖国内 21 个省份.....	7
图 7: 公司电力业务主要位于上海及周边省份	7
图 8: 2022 年前三季度公司上网电量同比+4.3%	8
图 9: 2022 年前三季度公司清洁能源电量占 35%.....	8
图 10: 2022 年前三季度公司上网电价同比+22.0%	8
图 11: 公司风电、光伏上网电价较高.....	8
图 12: 2022 年前三季度公司营收同比+25.5%	9
图 13: 2022 年前三季度公司归母净利润回正	9
图 14: 2022 年单三季度公司营收同比+48.77%	9
图 15: 2022 年单三季度公司归母净利润环比大幅改善	9
图 16: 公司电力业务营收占比超 85%	10
图 17: 2022 年前三季度公司净利率回正	10
图 18: 风光业务营收占比不断提升	10
图 19: 2017-2021 年风光营收 CAGR 达 36.7%	10
图 20: 2017-2021 年公司总资产 CAGR 达 16.6%	10
图 21: 公司资产以固定资产和在建工程为主	10
图 22: 2021 年公司实现投资收益 3.7 亿元.....	11
图 23: 2021 年公司计提减值损失 7.6 亿元.....	12
图 24: 截至 2022Q3 公司长期借款达 556 亿元	12
图 25: 截至 2022Q3 公司资产负债率达 75.0%	12
图 26: 2022 年前三季度公司财务费用达 31 亿元.....	13
图 27: 2022 年前三季度公司财务费用率为 11.2%	13
图 28: 公司投融资规模持续扩大.....	13
图 29: 2021 年公司资本性支出达 263 亿元.....	13
图 30: 2020 年公司扣非加权 ROE 为 4.25%.....	15
图 31: 2024 年公司清洁能源装机至少达 13.6GW.....	15
图 32: 2022 年 9 月末公司火电装机 12.05GW.....	16
图 33: 2022 年前三季度燃煤上网电量同比-1.75%.....	16
图 34: 2022Q3 公司火电上网电量环比大幅提升	16
图 35: 2021 年公司火电利用小时同比提升 620 小时	17
图 36: 2022Q1 公司火电上网电价同比+23.8%	17
图 37: 公司煤炭采购体量逐年提升	17
图 38: 2022Q1 公司入厂标煤单价达 1344 元/吨.....	17
图 39: 2021 年公司天然气采购量超 20 亿立方米.....	18

图 40: 2022Q1 公司天然气采购单价为 1.09 元/立方米	18
图 41: 部分煤电子公司净利润 (单位:亿元)	18
图 42: 部分气电子公司净利润 (单位:亿元)	18
图 43: 2021 年公司供热量同比增长 15.4%	19
图 44: 2022H1 公司供热业务毛利率为 10.7%	19
图 45: 12 月 27 日秦皇岛动力煤市价为 1253 元/吨	20
图 46: 2022 年 12 月秦皇岛年度长协煤价为 728 元/吨	20
图 47: 2022 年 10 月下旬印尼动力煤价有所回落	20
图 48: 2022H1 公司境外资产总额已超 200 亿元	21
图 49: 2022H1 土耳其 EMBA 公司净利润 0.27 亿元	22
图 50: 2022H1 土耳其 EMBA 公司净资产 16.75 亿元	22
图 51: 收购 KE 公司 66.40% 股份事宜仍在谈判中	23
图 52: 2021-2025 年陆风、海风装机 CAGR 分别达 20.7%、8.0%	24
图 53: 2021 年全国新增海上风电装机 17GW	25
图 54: 江苏省海上风电装机占全国比例为 46.6%	25
图 55: 预计我国 2025 年海上风电度电成本将下降 23.3%	27
图 56: 预计 21-25 年公司新能源装机 CAGR 达 22.8%	28
图 57: 预计 21-25 年公司光伏装机 CAGR 达 30.1%	28
图 58: 2017-2021 年光伏装机 CAGR 达 23.8%	29
图 59: 2017-2021 年分布式光伏装机 CAGR 达 38.0%	29
图 60: 预测 2022-2025 年光伏装机年均新增超 75GW	29
图 61: 多晶硅致密料价格见顶回落	30
图 62: 单晶硅片价格近期大幅回落	30
图 63: 集中式光伏单位投资预测	30
图 64: 分布式光伏单位投资预测	30
图 65: 预计 2021-2030 年加氢站数量 CAGR 达 41.6%	31
表 1: 公司主要联营、合营企业投资收益情况 (亿元)	11
表 2: 公司暂时闲置的固定资产 (机器设备) 情况 (亿元)	12
表 3: 上市至今公司成功实施 3 次定增	13
表 4: 公司历次增发募集资金用途	14
表 5: 公司股权激励计划首次授予结果	14
表 6: 上市公司层面业绩考核条件	15
表 7: 部分煤电、气电子公司上网电量及度电盈利情况	18
表 8: 测算 2023 年煤电业务毛利率环比大幅改善	20
表 9: 公司历年海外业务相关发展战略和经营计划	21
表 10: 2013 年 11 月董事会同意公司入股土耳其 EMBA 公司	22
表 11: 公司已投产海上风电装机 2.20GW	24
表 12: 各省海上风电装机规划	25
表 13: 江浙沪海上风电等效满负荷小时数可达 2800~3500 小时	26
表 14: 海上风电重点省市补贴政策	26
表 15: 平价海上风电项目敏感性测算	27

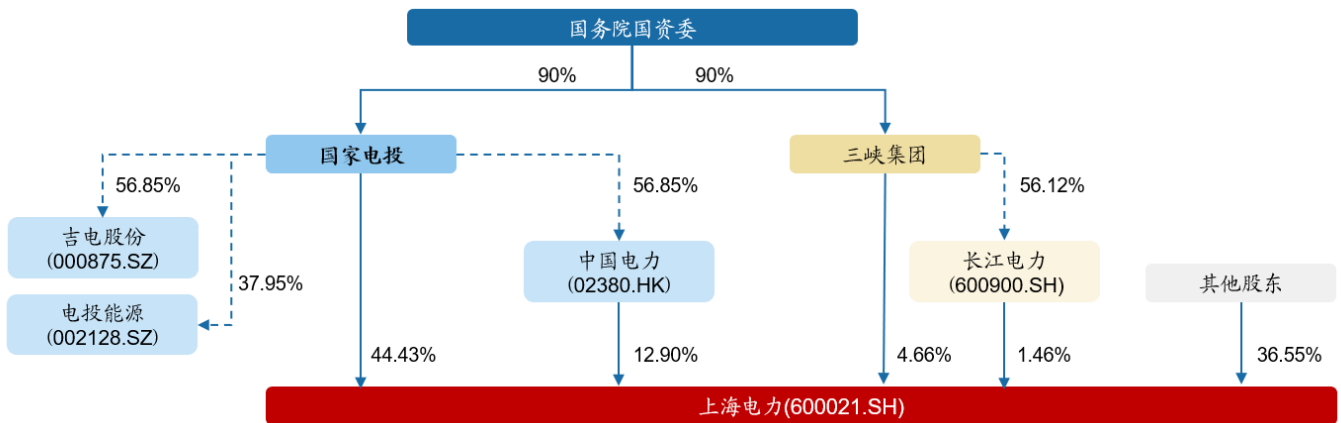
表 16: 国家电投规划十四五末光伏装机达 80GW	28
表 17: 测算平价光伏项目 IRR 可达 8.7%	30
表 18: 公司电力业务经营数据预测	32
表 19: 公司各分部业务预测	33
表 20: 上海电力同业对比 (收盘价日期: 2022/12/30)	34

一、区域综合能源平台，积极推进清洁能源转型

（一）国家电投旗下电力平台，清洁能源装机占比过半

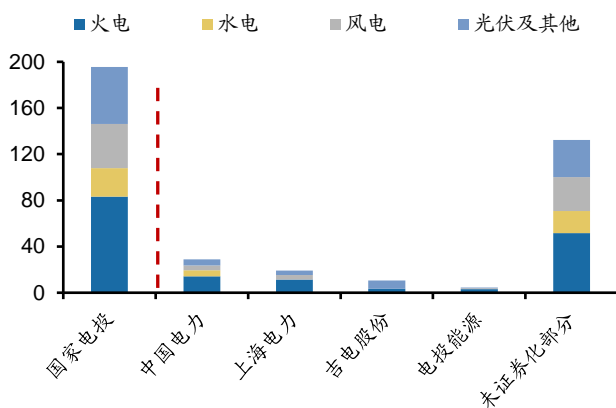
国家电投直接持股44.43%，三峡集团和长江电力合计持股6.12%。公司是国家电投旗下区域电力平台，业务起于火电并布局风电、光伏发电等新能源，经营范围立足上海、江苏等省份并向全国及海外拓展。截至2022年9月末，国家电投认购公司非公开发行股份后，直接持股比例提高至44.43%，并通过中国电力（H股上市公司）间接持股12.90%，三峡集团和长江电力合计持股6.12%。

图 1：截至2022年9月末国家电投直接持股44.43%



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

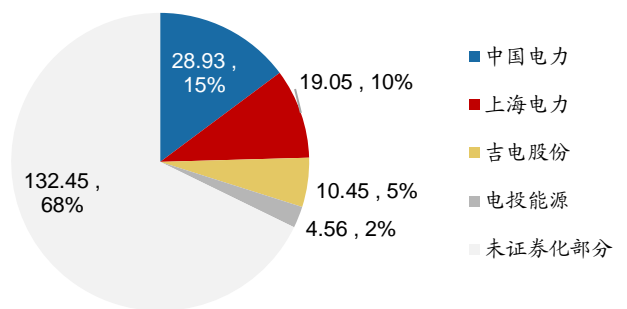
图 2：国家电投集团旗下发电平台装机(2021年,GW)



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

图 3：公司控股装机占集团10%（2021年）

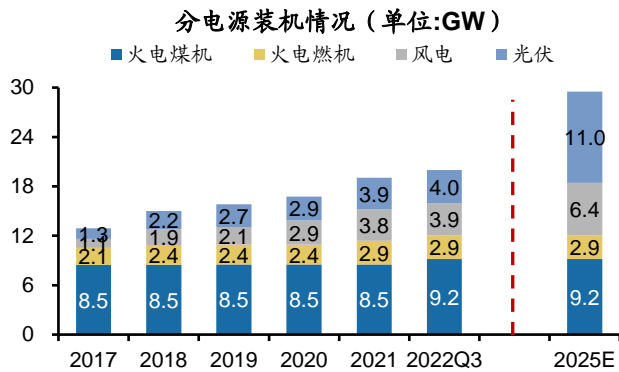
2021年国家电投集团控股装机结构（GW，%）



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

公司控股总装机19.98GW，清洁能源装机占比达54%。截至2022年9月末，公司控股总装机容量达19.98GW，其中：燃煤发电9.2GW、燃气发电2.9GW、风电3.9GW、光伏发电4.0GW，清洁能源占比达54.02%，新能源装机占比达39.68%。“十四五”末公司规划新增新能源装机11.60GW，新能源装机占比达60%以上，若暂不考虑火电新增装机，则2025年公司控股装机有望达30GW。

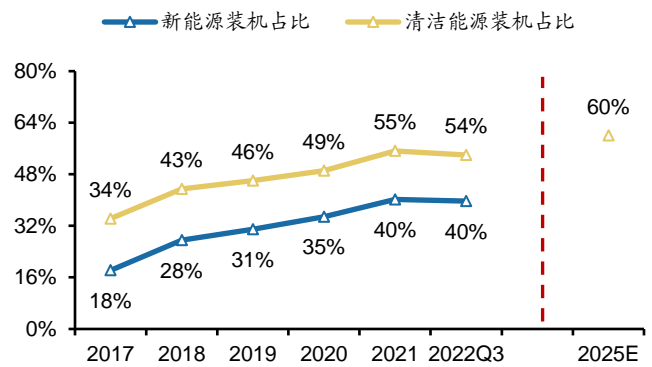
图 4: 2025年公司控股装机有望达30GW



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

备注: 2025年火电装机假设与2022Q3持平

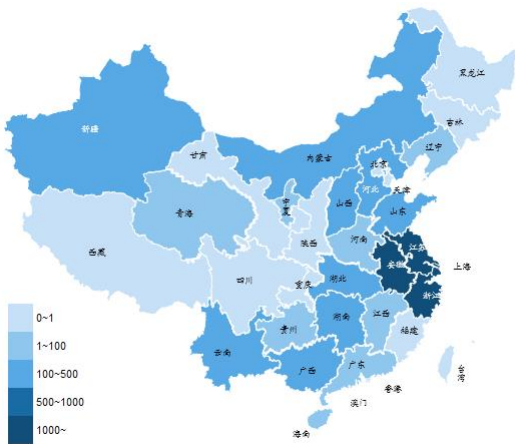
图 5: 2025年公司清洁能源占比拟达60%+



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

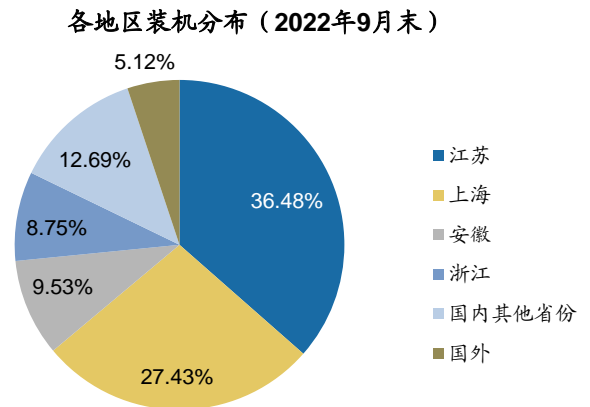
公司电力业务立足上海及周边省份、辐射全国并拓展海外。从公司装机分布区域来看,公司电力业务以上海及周边省份为基础,截至2022年9月末江苏、上海、安徽、浙江装机分别为7.29、5.48、1.91、1.75GW,合计占总装机比例82.2%,国内其他17个省份主要为风电和光伏装机,装机占比达12.7%;同时公司在土耳其、马耳他、日本还分别拥有0.66、0.20、0.16GW。2022年10月10日,土耳其胡努特鲁项目2号机组商运,投产装机增至1.32GW。

图 6: 公司电力业务覆盖国内21个省份



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

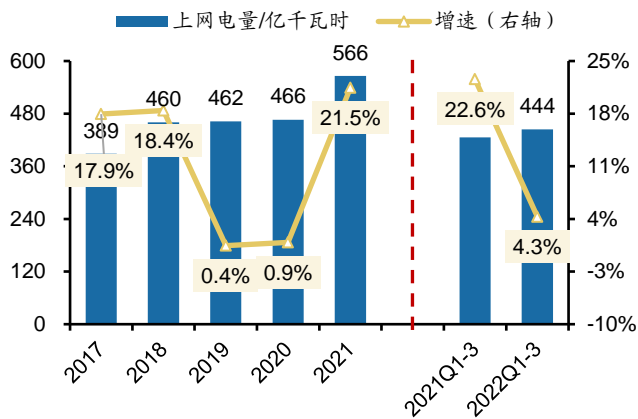
图 7: 公司电力业务主要位于上海及周边省份



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

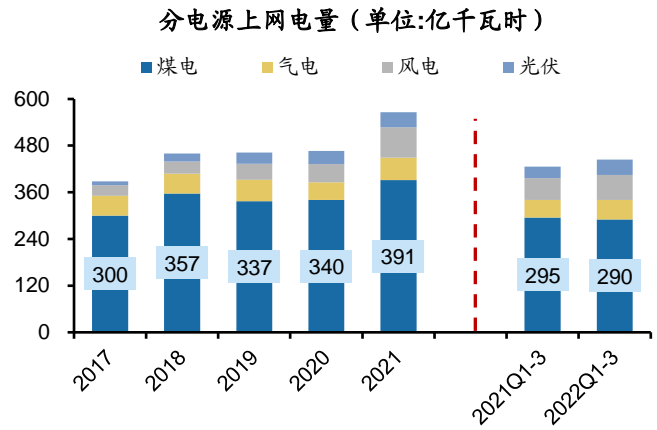
2022年前三季度完成上网电量444亿千瓦时,其中清洁能源电量占35%。受火电利用小时数提升和新能源装机增长影响,2021年公司完成发电量597亿千瓦时(同比+21.6%)、上网电量566亿千瓦时(同比+21.5%);2022年前三季度完成发电量465亿千瓦时(同比+3.9%)、上网电量444亿千瓦时(同比+4.3%),其中煤电上网电量290亿千瓦时(占65.3%),气电、风电、光伏分别为50、64、40亿千瓦时,合计占34.7%。

图 8: 2022年前三季度公司上网电量同比+4.3%



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

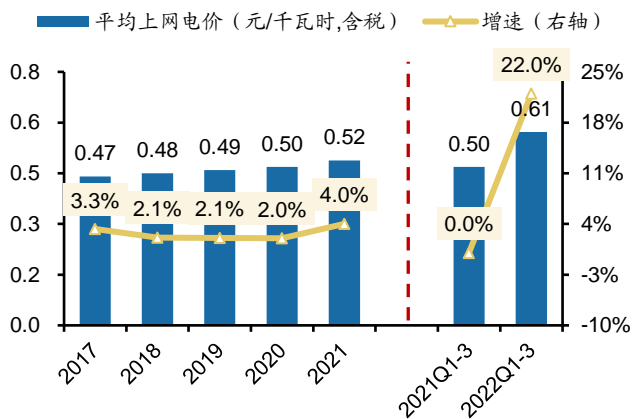
图 9: 2022年前三季度公司清洁能源电量占35%



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

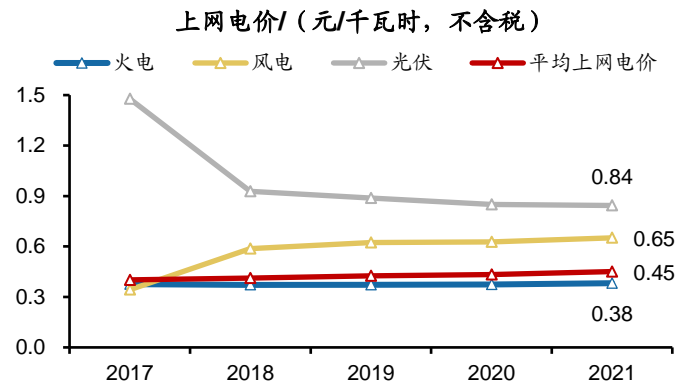
2022年前三季度上网电价达0.61元/千瓦时，同比提升22.0%。受益于新能源高上网电价及装机占比提升，公司平均上网电价逐年提高，由2017年的0.47元/千瓦时（含税，下同）提升至2021年0.52元/千瓦时。2022年火电电价上浮充分体现，前三季度公司上网电价达0.61元/千瓦时，同比增长22.0%，计算Q1、Q2、Q3分别为0.58、0.60、0.64元/千瓦时，同比分别增长13.7%、17.9%、32.6%。

图 10: 2022年前三季度公司上网电价同比+22.0%



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

图 11: 公司风电、光伏上网电价较高



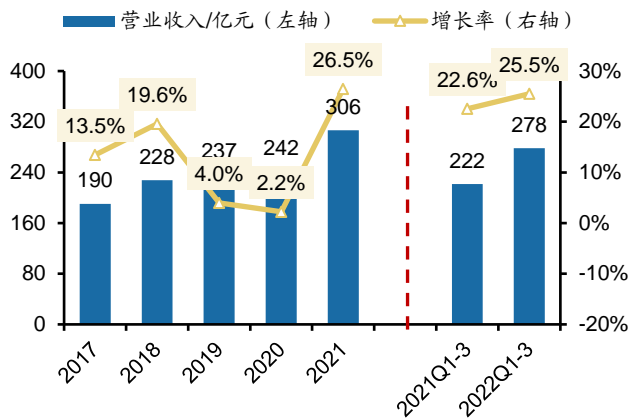
数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

（二）年内煤价大涨火电亏损，投资收益贡献稳定盈利

2021年公司营收同比增长26.5%，业绩受煤价大涨影响亏损18.9亿元。2021年公司实现营业收入306.31亿元，同比增长26.5%，主要系火电利用小时数提升及清洁能源装机并网，发电量增加带动营收增长。同时由于煤价大涨，火电成本大幅提升导致2021年公司归母净利润亏损18.93亿元。

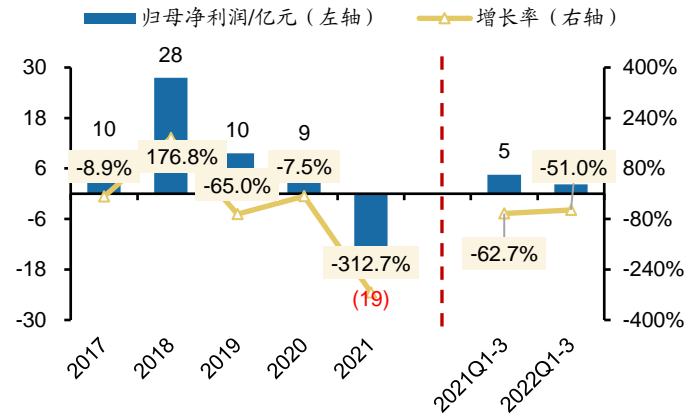
2022年煤价仍居高位，叠加上半年上海疫情影响电量下降（2022H1上网电量同比-4.6%），上半年公司业绩仍为亏损0.47亿元；三季度高温蔓延用电需求提振，而来水偏枯，公司发电量大幅提升（2022Q3上网电量同比+20.5%），综合影响下前三季度公司实现营收278亿元（同比+25.5%）、归母净利润2.21亿元。

图 12: 2022年前三季度公司营收同比+25.5%



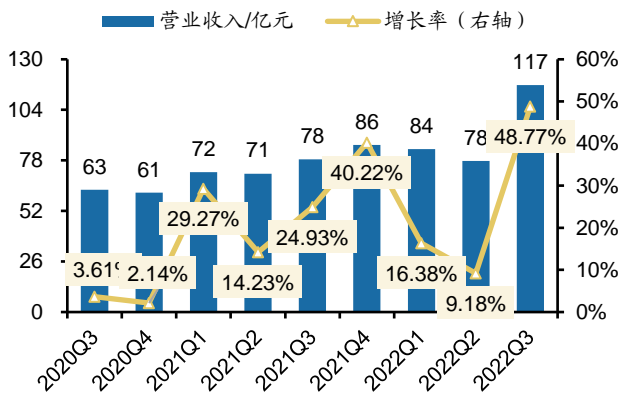
数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

图 13: 2022年前三季度公司归母净利润回正



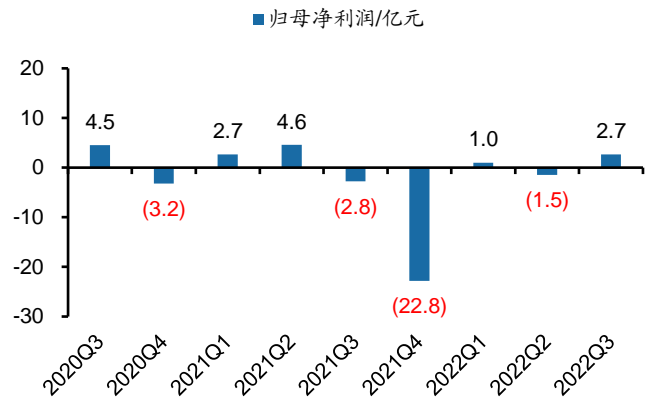
数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

图 14: 2022年单三季度公司营收同比+48.77%



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

图 15: 2022年单三季度公司归母净利润环比大幅改善

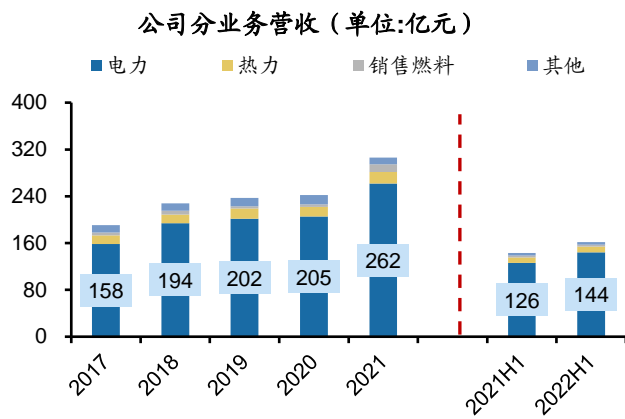


数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

电力业务贡献主要收入, 2017-2021年新能源业务营收CAGR达36.7%。公司业务以发电供热为主, 2021年电力业务营业收入262亿元, 占比85.5%。在电力业务中, 火电贡献主要收入, 风电和光伏业务快速增长, 2017-2021年, 风电、光伏业务收入CAGR分别达52.8%、22.3%。

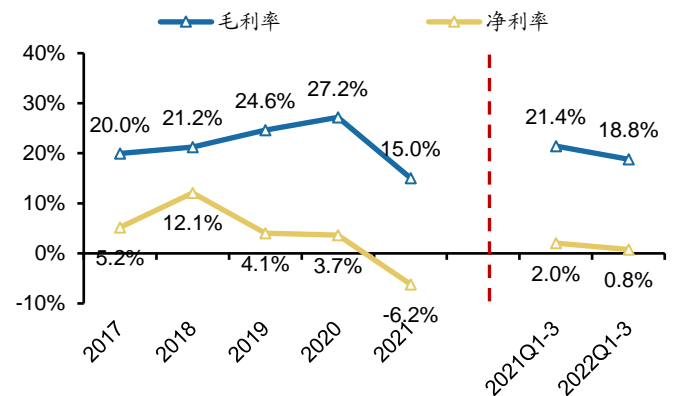
同时由于新能源业务高上网电价带来高毛利率, 伴随风光装机放量、营收体量不断提升, 公司毛利率由2017年20.0%提高至2020年27.2%, 2021年由于煤价攀高影响下降至15.0%。2022年受益于电价上浮、煤价较2021Q3回落, 前三季度公司毛利率、净利率分别恢复至18.8%、0.8%。

图 16: 公司电力业务营收占比超85%



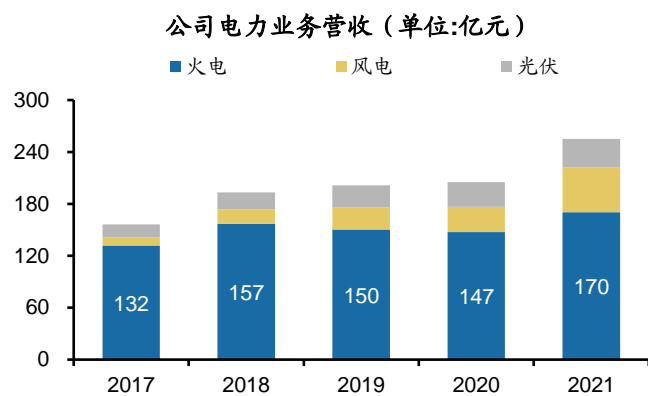
数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

图 17: 2022年前三季度公司净利率回正



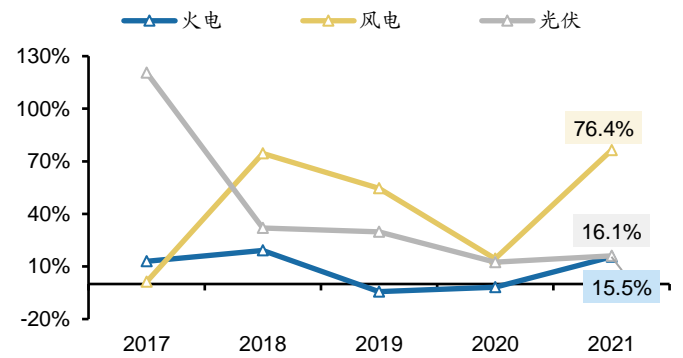
数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

图 18: 风光业务营收占比不断提升



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

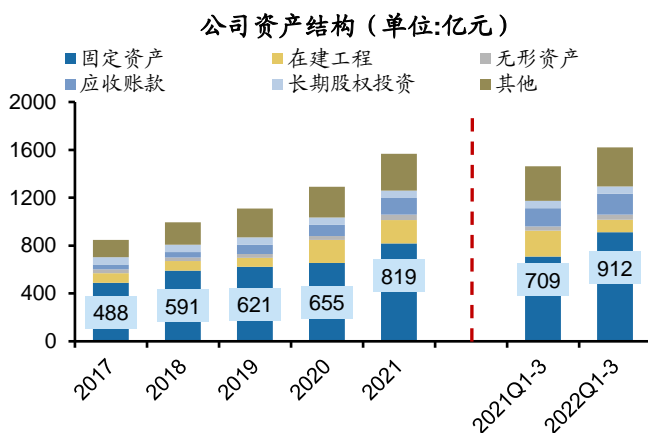
图 19: 2017-2021年风光营收CAGR达36.7%



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

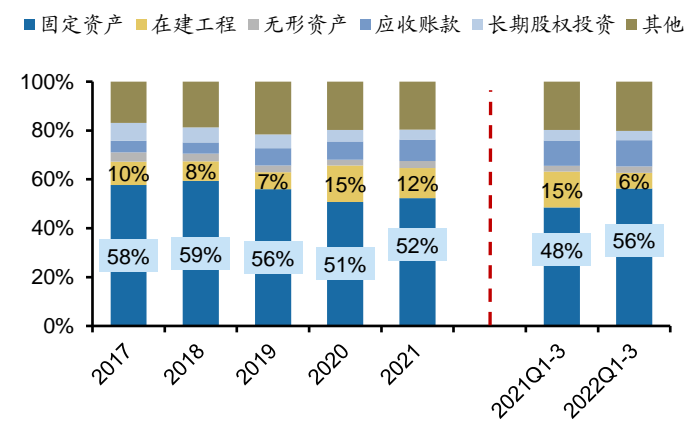
伴随在建项目陆续投产, 公司资产体量不断提升, 2017-2021年总资产CAGR达16.6%。从资产端来看, 截至2022年9月末公司总资产1621亿元, 其中固定资产912亿元, 在建工程104亿元, 二者占总资产比例达62.7%。2022年9月末较年初在建工程大幅减少, 主要系公司土耳其EMBA火电工程及江苏电力风电工程转固所致。

图 20: 2017-2021年公司总资产CAGR达16.6%



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

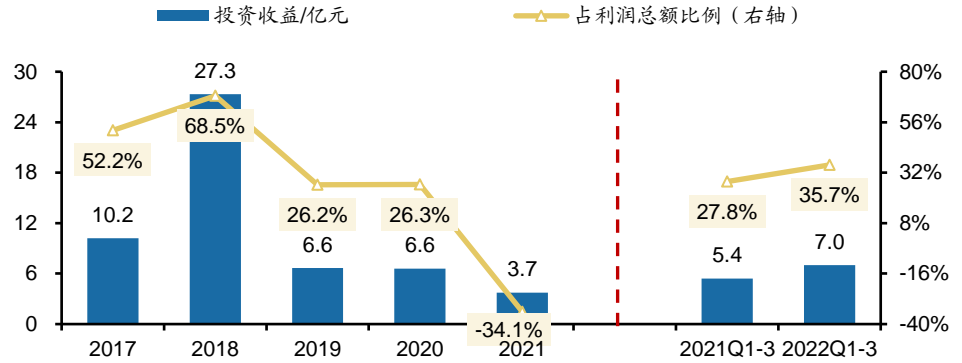
图 21: 公司资产以固定资产和在建工程为主



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

公司联营、合营企业众多，每年贡献较为稳定的投资收益。公司长期股权投资占比较大，联营和合营企业中多为火力发电企业、同时参股35%集团融资租赁平台投资收益稳定提升，2020、2021及2022上半年公司长期股权投资收益分别为7.13、4.70、4.49亿元，2020、2021及2022年前三季度投资收益分别为6.60、3.74、7.02亿元，显著增厚业绩。

图 22：2021年公司实现投资收益3.7亿元



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

表 1：公司主要联营、合营企业投资收益情况（亿元）

	2017	2018	2019	2020	2021	2022H1
淮沪煤电	1.32	1.58	0.54	0.40	1.02	0.67
吴泾第二发电	0.22	0.01	0.07	0.34	-1.00	-0.35
外高桥第三发电	0.69	0.61	0.81	1.29	0.17	-0.03
临港燃机	0.74	0.77	0.77	0.67	0.53	0.21
融和租赁	2.13	2.07	2.18	3.61	4.27	2.98
其他	0.40	1.32	1.09	0.82	-0.28	1.02
长期股权投资收益/亿元	5.49	6.36	5.46	7.13	4.70	4.49

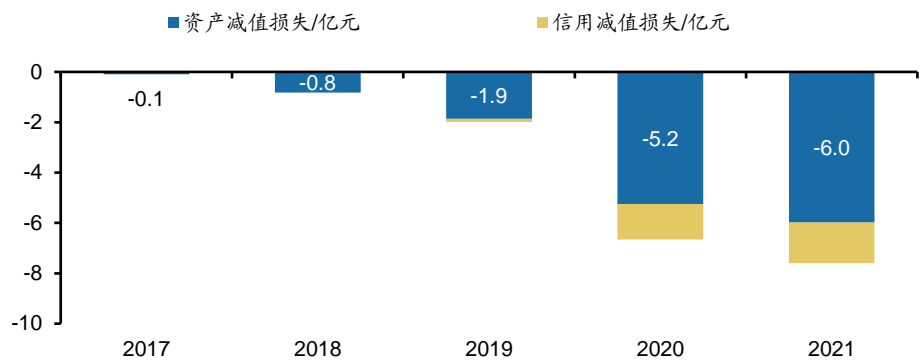
数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

近两年减值计提金额较大，主要为哈密燃气机组效益不佳影响。2019~2021年公司计提减值损失分别为1.99、6.66、7.60亿元，其中资产减值损失分别为1.87、5.24、5.98亿元。

具体来看，2019年公司对褐煤提质、巴基斯坦KE、坦桑尼亚燃气电站等多个在建工程项目计提减值1.72亿元。2020年对哈密燃气机组项目计提固定资产减值4.25亿元，主要为项目投运后，因净化设备无法正常运行、兰炭尾气加压形成大量含酚废水无法排放，导致燃机运行经济性较差。2021年经专家对上电哈密项目调研后判断机组停止运行发电，公司再次计提3.01亿元资产减值；同时由于哈密电厂两套9E联合循环机组为向罗泾燃机电厂租赁使用、且为定制化产品无法再利用，因而对罗泾燃机电厂计提资产减值准备2.81亿元。

截至2022年6月末，公司暂时闲置的固定资产账面价值为0.79亿元，主要为两套9E联合循环机组设备。

图 23: 2021年公司计提减值损失7.6亿元



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

表 2: 公司暂时闲置的固定资产(机器设备)情况(亿元)

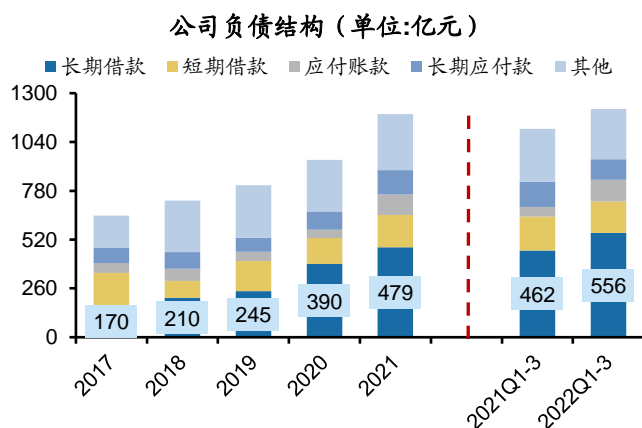
	2021	2022H1
账面原值	6.50	6.35
累计折旧	2.68	2.74
减值准备	2.81	2.81
账面价值	1.01	0.79

数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

备注: 暂时闲置的固定资产主要为罗泾电厂机器设备

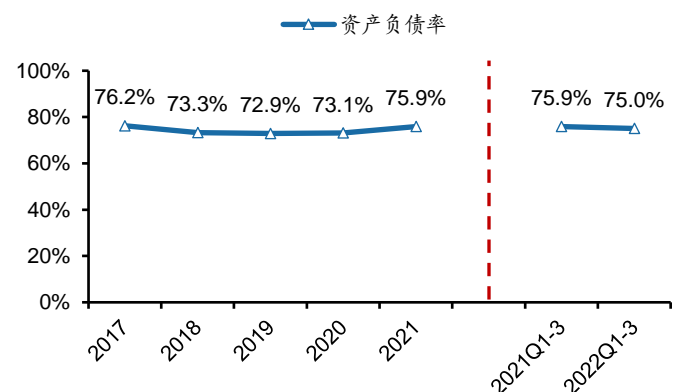
受负债规模持续提升影响, 公司资产负债率维持在70%以上。出于发电项目建设需要, 公司长期借款持续增加, 截至2022年9月末公司长期借款达555.73亿元、短期借款达166.71亿元, 资产负债率为75.0%。负债规模扩大导致公司财务费用持续增加, 2021年公司财务费用达32.60亿元, 同比提升40.3%, 财务费用率达10.6%; 2022年前三季度财务费用达31.13亿元, 财务费用率达11.2%。

图 24: 截至2022Q3公司长期借款达556亿元



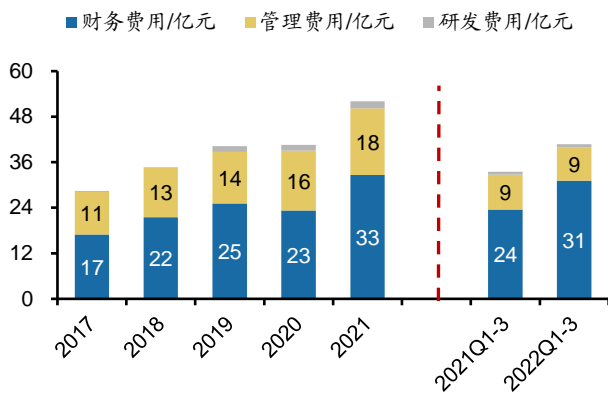
数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

图 25: 截至2022Q3公司资产负债率达75.0%



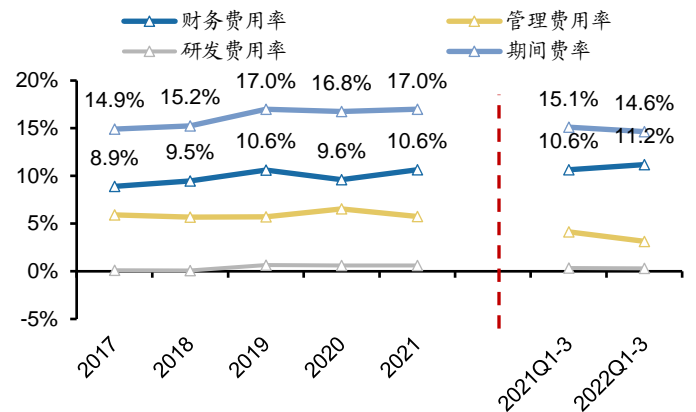
数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

图 26: 2022年前三季度公司财务费用达31亿元



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

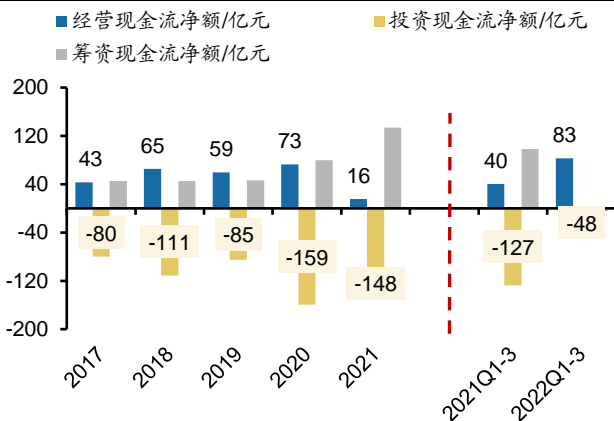
图 27: 2022年前三季度公司财务费用率为11.2%



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

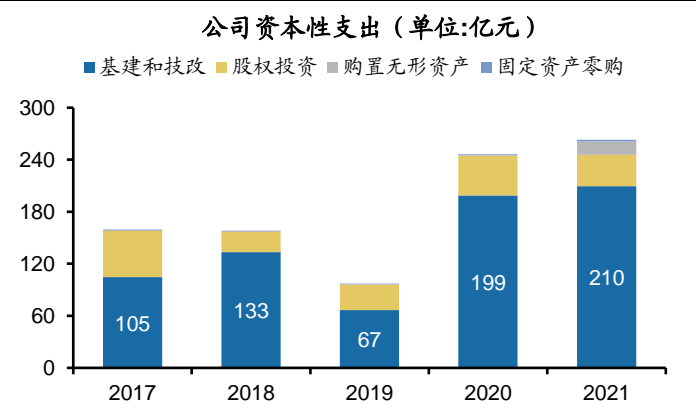
2020年以来公司资本性支出扩大, 投融资规模提升。伴随公司在建项目投入扩大, 公司资本性支出增加, 2021年用于基建和技改的资本性支出达209.51亿元, 股权投资36.24亿元, 持续扩大的资本性支出致公司投、融资现金流增加, 2021年公司投资现金流净额-147.87亿元, 筹资现金流净额133.68亿元。2021年经营现金流受主业亏损影响, 下滑至16亿元, 2022年前三季度已恢复至83亿元(同比+104.2%)。

图 28: 公司投融资规模持续扩大



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

图 29: 2021年公司资本性支出达263亿元



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

(三) 股权激励计划落地实施, 行权价提高彰显发展信心

上市至今公司成功实施3次增发, 其中2次为面向大股东的定增。2003年上市至今, 公司分别于2017年11月、2018年7月、2022年7月完成定增股份的上市发行, 累计募资52.59亿元。其中第一、第二次定增为面向大股东国家电网及东方证券、国金证券等7名特定对象募资共计40.28亿元购买江苏公司100%股权(评估价值30.10亿元, 1.26倍PB)及4个海上风电、1个燃煤发电项目建设。2022年公司面向大股东发行2.00亿股募资12.31亿元, 用于建设4个海上风电项目及补充流动资金。

表 3: 上市至今公司成功实施 3 次定增

	第一次定增	第二次定增	第三次定增
预案日	2016-11-26	2016-11-26	2021-05-29
发行日	2017-11-23	2018-07-30	2022-07-01

发行价格	9.91	6.52	6.17
增发发行日收盘价	10.02	7.87	10.39
预计募资/亿元	26.75	20.60	12.31
实际募资/亿元	26.75	13.53	12.31
发行对象	大股东	东方证券、国金证券等7名特定对象	大股东
募资用途	收购江苏公司100%股权	支付购买资产的现金对价、项目建设	江苏、浙江公司项目建设、补充流动资金

数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

表 4: 公司历次增发募集资金用途

第一次定增		
净资产账面价值/亿元	评估价值/亿元	PB/倍
23.96	30.10	1.26
第二次定增		
募集资金用途	所需资金总额/亿元	拟使用本次配套资金额/亿元
支付现金对价	-	3.12
滨海北 H2 海上风电 400MW 项目	12.00	12.00
中电投协鑫滨海新建 2*1000MW 燃煤发电工程项目	7.14	3.10
滨海北 H1 海上风电 100MW 项目	3.00	1.63
滨海头瞢风电场三期 50.4MW 项目	0.56	0.535
滨海振东风电场三期 50.4MW 项目	0.56	0.535
合计	23.26	20.92
第三次定增		
募集资金用途	投资总额/亿元	拟使用本次配套资金额/亿元
盐城滨海南 H3#海上风电项目	49.61	1.66
江苏如东 H4#海上风电场项目	69.52	2.83
江苏如东 H7#海上风电场项目	76.64	3.12
浙能嵊泗 2#海上风电场工程项目	72.22	2.84
补充流动资金	1.87	1.87
合计	269.85	12.31

数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

2022年7月公司实施首次股权激励计划, 向152名员工授予2072万份股票期权, 行权价格12.81元/股, 较初始方案行权价格提升超26%。2021年12月公司出台股权激励计划草案, 拟授予的股票期权总量为4979万份, 行权价格10.12元/股, 激励对象不超过159人; 2022年1月修改为拟授予的股票期权总量为2549万份, 行权价格12.81元/股(增幅达26.6%), 激励对象不超过160人; 2022年5月修改为拟授予的股票期权总量为2549万份, 激励对象不超过157人, 价格未调整。

表 5: 公司股权激励计划首次授予结果

姓名	职务	授予股票期权数量/万份	占首次授予股票期权总量比例/%	占目前总股本比例/%
魏居亮	董事、总经理	22	1.06	0.01
黄晨	副总经理	18	0.87	0.01
夏梅兴	董事会秘书	18	0.87	0.01
翟德双	副总经理	18	0.87	0.01

陈文灏	副总经理、总会计师	18	0.87	0.01
李峰	副总经理	18	0.87	0.01
中层管理人员 (合计 108 人)		1656	79.92	0.63
核心骨干人员 (合计 38 人)		304	14.67	0.12
首次授予合计 (152 人)		2072	100	0.79

数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

激励条件彰显公司发展信心, 2024年ROE不低于5.5%为行权条件之一。本次激励包含3个行权期, 分别为授予登记完成后的24~36、36~48、48~60个月。从行权条件来看, 三期分别要求2022~2024年ROE (扣非) 分别不低于4.5%、5.0%、5.5%; 同期净利润 (扣非) CAGR不低于11% (较2020年); 同期清洁能源装机占比分别不低于54%、56%、58%, 与公司2025年清洁能源装机占比超60%目标基本一致。

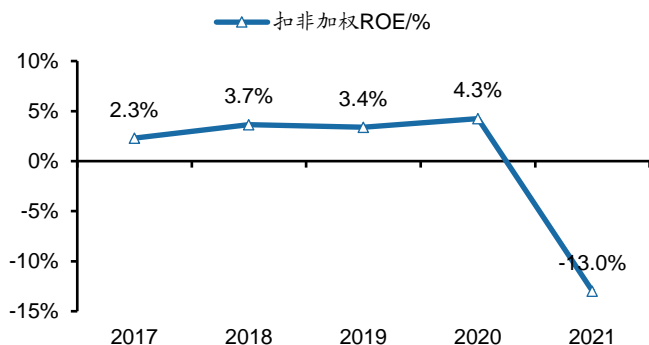
表 6: 上市公司层面业绩考核条件

行权期	业绩考核目标
第一个行权期	2022 年, 净资产收益率不低于 4.5%, 且不低于同行业对标企业 75 分位值水平或行业均值水平; 2022 年较 2020 年净利润复合增长率不低于 11%, 且不低于同行业对标企业 75 分位值水平或行业均值水平; 2022 年完成董事会下达的 EVA 考核目标, 且 $\Delta EVA > 0$; 2022 年清洁能源装机规模占总装机规模比例不低于 54%。
第二个行权期	2023 年, 净资产收益率不低于 5%, 且不低于同行业对标企业 75 分位值水平或行业均值水平; 2023 年较 2020 年净利润复合增长率不低于 11%, 且不低于同行业对标企业 75 分位值水平或行业均值水平; 2023 年完成董事会下达的 EVA 考核目标, 且 $\Delta EVA > 0$; 2023 年清洁能源装机规模占总装机规模比例不低于 56%。
第三个行权期	2024 年, 净资产收益率不低于 5.5%, 且不低于同行业对标企业 75 分位值水平或行业均值水平; 2024 年较 2020 年净利润复合增长率不低于 11%, 且不低于同行业对标企业 75 分位值水平或行业均值水平; 2024 年完成董事会下达的 EVA 考核目标, 且 $\Delta EVA > 0$; 2024 年清洁能源装机规模占总装机规模比例不低于 58%。

数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

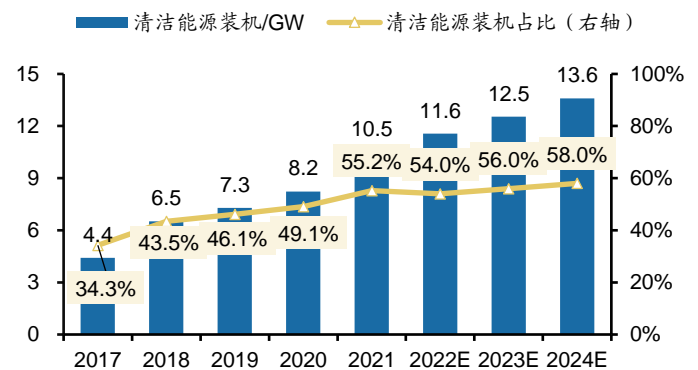
从盈利角度来看, 2020年公司扣非加权ROE为4.25%, 若要达到行权条件, 则公司2022~2024年扣非ROE需要分别提升0.25、0.75、1.25pct。从装机角度来看, 公司土耳其EMBA 2*660MW燃煤电站1号、2号机组已于2022年6月、10月投产, 假设不再考虑新增煤电, 则2022~2024年公司清洁能源装机每年至少增加1.04、0.97、1.07GW。

图 30: 2020年公司扣非加权ROE为4.25%



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

图 31: 2024年公司清洁能源装机至少达13.6GW



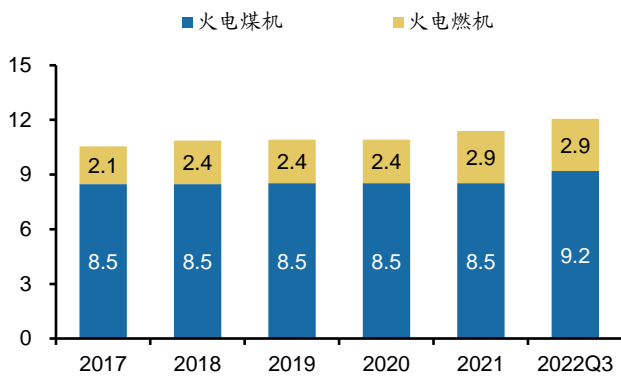
数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

二、国内火电业绩预期改善，海外项目投产增厚业绩

(一) 煤电盈利边际改善显著，供热业务成本疏导能力强

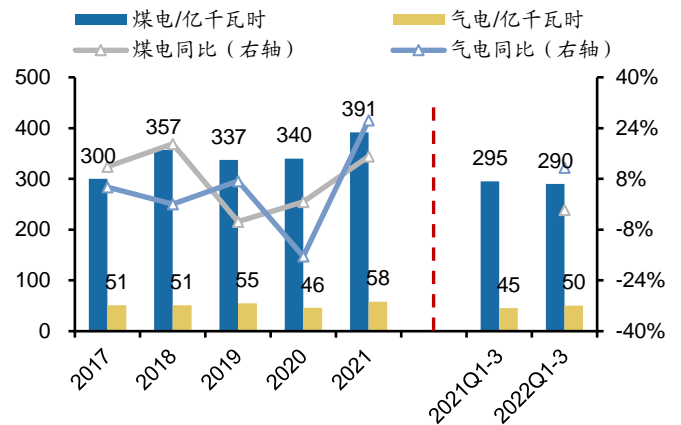
2022年9月末公司火电装机12.05GW，主要集中于上海、江苏、安徽等地。近年公司新增火电机组主要为气电和海外煤电，2021年闵行燃机F级468MW燃机项目投产，2022年6月、10月土耳其EMBA 2*660MW燃煤电站1号、2号机组陆续投产，公司控股火电装机增至12.71GW。2022年前三季度公司完成煤电、气电上网电量分别为290.04、50.45亿千瓦时，同比增速分别为-1.7%、+11.6%；单三季度用电需求提振，煤电、气电上网电量分别达121.87、24.62亿千瓦时，同比+16.9%、+17.4%，环比大幅增长69.4%、91.6%。

图 32: 2022年9月末公司火电装机12.05GW



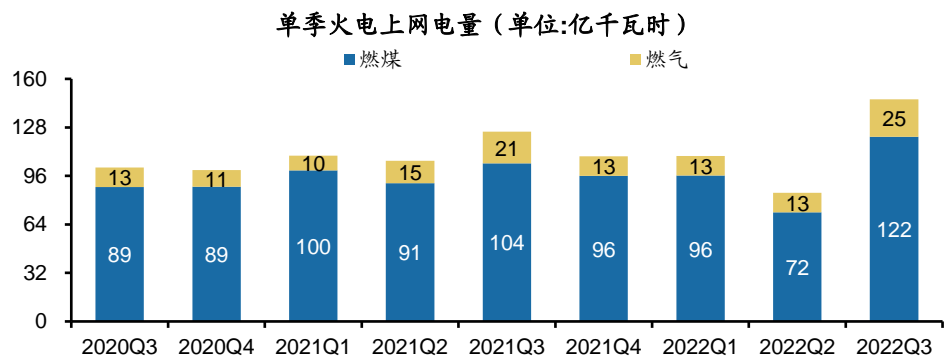
数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

图 33: 2022年前三季度燃煤上网电量同比-1.75%



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

图 34: 2022Q3公司火电上网电量环比大幅提升

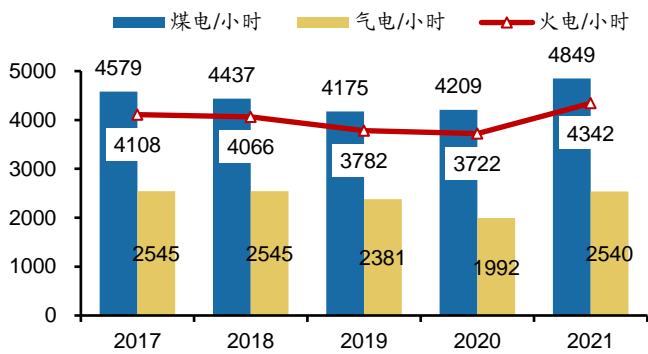


数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

2021年火电量价齐升、营收同比增长15.5%，2022年电价上浮充分、收入有望继续高增。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》，原则上燃煤发电电量全部进入电力市场，还将煤电交易电价上下浮动范围扩大至20%，高耗能企业不受限制。2021年公司火电上网电价小幅提升（火电子公司加权平均电价），受益于利用小时数同比大幅增长620小时、火电上网电量同

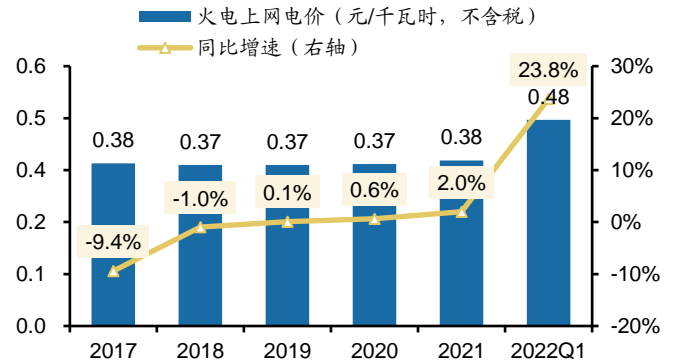
比增长16.4%。2022Q1公司火电上网电价达0.48元/千瓦时，同比提升23.8%。

图 35: 2021年公司火电利用小时同比提升620小时



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

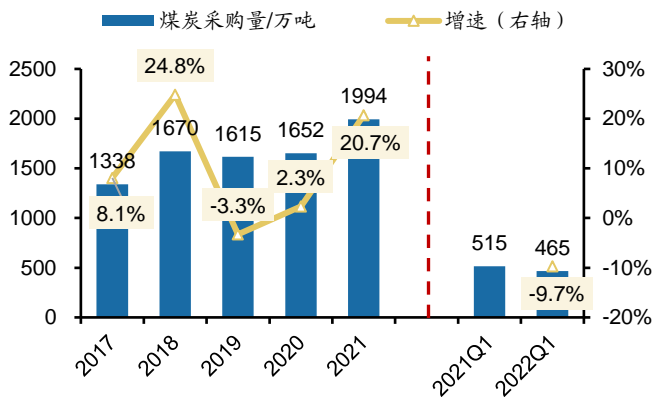
图 36: 2022Q1公司火电上网电价同比+23.8%



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

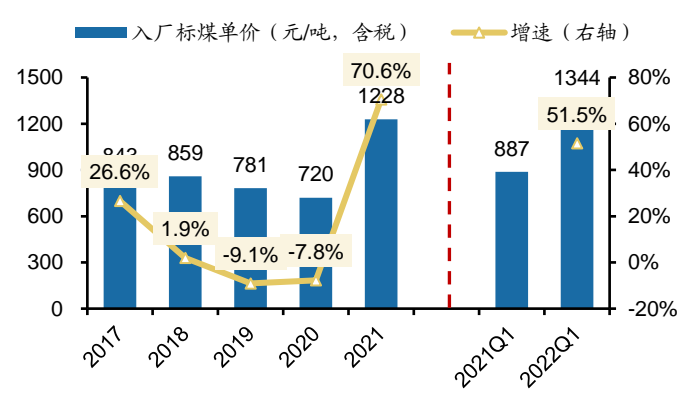
公司自身无控股的煤炭资源，所用燃煤均需外购。公司以子公司上海电力燃料有限公司作为煤炭集中采购平台，煤炭主要来源于国家能源集团、中煤和伊泰集团，同时进口煤以印尼煤为主，2021年公司在沪电厂到厂进口煤约585.7万吨，约占上海地区到厂煤量的64.93%。

图 37: 公司煤炭采购体量逐年提升



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

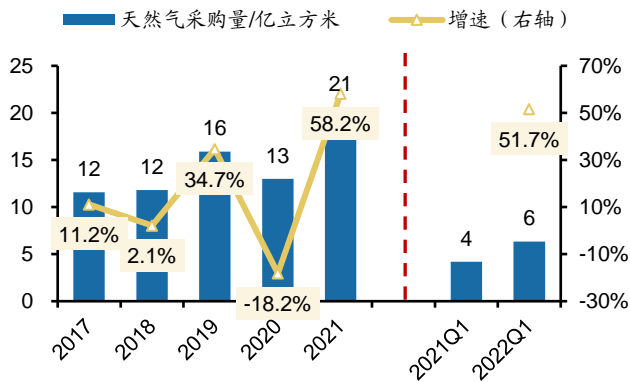
图 38: 2022Q1公司入厂标煤单价达1344元/吨



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

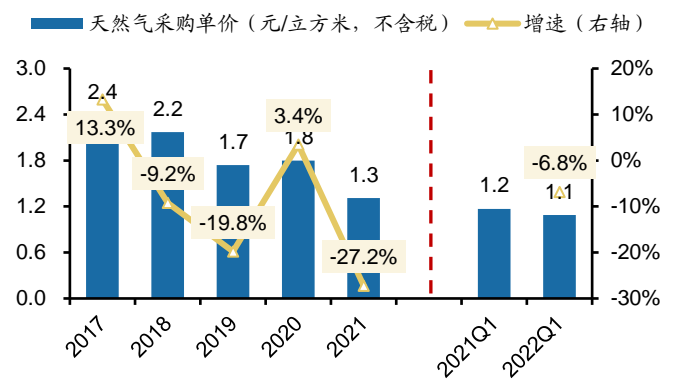
天然气采购方面，公司与申能（集团）有限公司等建立了长期的购销关系，根据发电量需求签订长期合同。受燃气机组发电量增加影响，2021年公司天然气采购量大幅增长58.2%。2021年起，国际天然气价格持续上涨，上海市发改委也陆续上调了天然气价格，但由于公司哈密燃机使用的是兰炭尾气，价格较低且哈密机组用气量同比增加，使得公司天然气采购单价呈下降态势。

图 39: 2021年公司天然气采购量超20亿立方米



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

图 40: 2022Q1公司天然气采购单价为1.09元/立方米

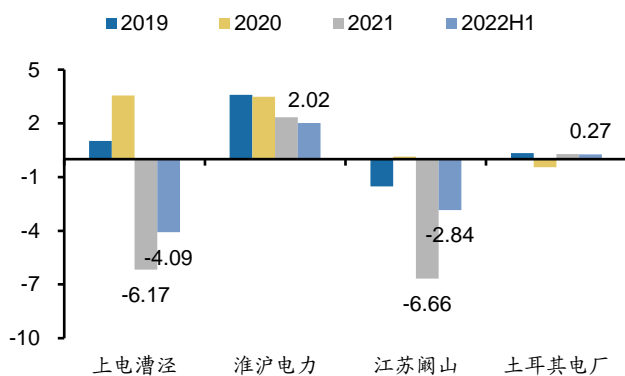


数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

2022上半年部分煤电子公司已实现减亏，气电子公司盈利分化较大。煤电板块子公司主要包括上电漕泾、淮沪电力、江苏阚山，2021年三者合计上网电量占全部煤电上网电量的56.5%。2021年煤价高企，上电漕泾、江苏阚山净利润分别亏损6.17、2.84亿元，度电亏损0.062、0.132元/千瓦时；2022上半年江苏阚山边际改善明显，度电实现减亏；淮沪电力盈利稳健，2022上半年度电盈利已达0.067元/千瓦时。

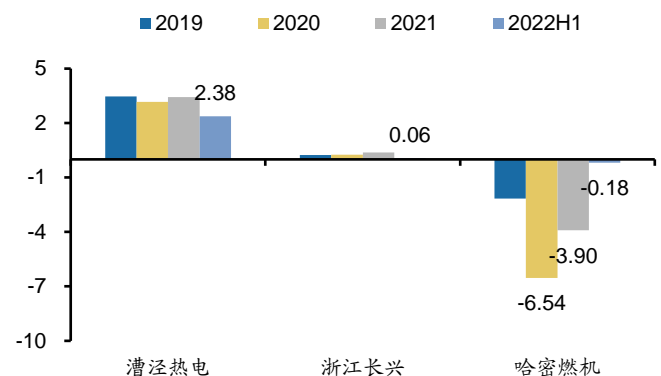
气电板块子公司主要包括漕泾热电、浙江长兴、哈密燃机，2021年三者合计上网电量占全部气电上网电量的90.6%。漕泾热电贡献主要利润来源，2021、2022H1净利润分别为3.44、2.38亿元；哈密燃机由于2台机组运行效率不佳、计提大额减值，导致亏损严重。

图 41: 部分煤电子公司净利润(单位:亿元)



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

图 42: 部分气电子公司净利润(单位:亿元)



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

表 7: 部分煤电、气电子公司上网电量及度电盈利情况

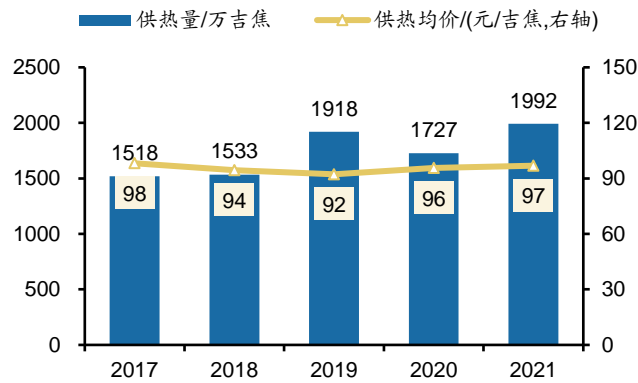
类型	项目公司	2019	2020	2021	2022H1
上网电量/亿千瓦时					
煤电	漕泾发电	88.83	89.86	100.02	49.66
煤电	淮沪电力	70.38	69.38	70.79	30.27
煤电	江苏阚山	39.99	38.80	50.37	23.35
煤电	土耳其电厂	-	-	-	1.71

气电	漕泾热电	44.26	33.80	35.39	13.81
气电	浙江长兴	3.10	2.65	10.43	5.46
气电	哈密燃机	2.67	1.89	6.75	3.74
度电净利润(元/千瓦时)					
煤电	上电漕泾	0.011	0.040	-0.062	-0.082
煤电	淮沪电力	0.051	0.050	0.033	0.067
煤电	江苏阚山	-0.038	0.004	-0.132	-0.122
煤电	土耳其电厂	-	-	-	0.159
气电	漕泾热电	0.078	0.094	0.097	0.172
气电	浙江长兴	0.075	0.099	0.037	0.011
气电	哈密燃机	-0.808	-3.453	-0.578	-0.049

数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

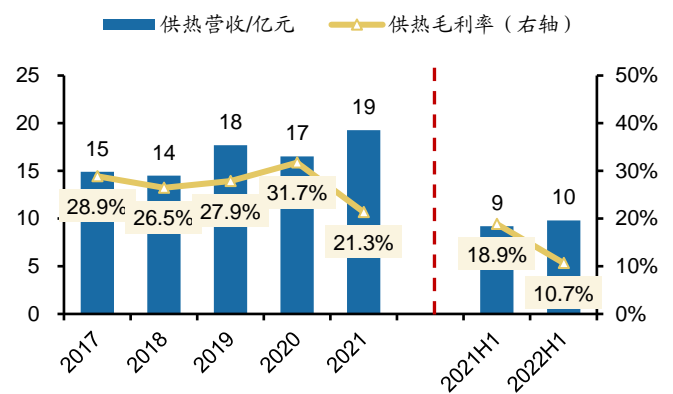
供热业务成本疏导能力强, 煤价大涨下利润下滑相对有限。公司部分火电子公司从事热电联产业务, 2021年公司供热量1991.9万吉焦, 同比增长15.4%。公司售热业务主要集中于上海地区, 是上海市最大的热能供应商, 热力收入主要来自公司所属漕泾热电、上电漕泾、吴泾热电、外高桥发电等电厂, 主要服务对象为重点工业企业。公司所属漕泾热电是国内最大的燃气蒸汽联合循环热电联供机组, 在2021年煤炭价格大涨的情况下, 漕泾热电净利润仍保持增长。2022上半年受燃料成本继续攀升影响, 公司供热业务毛利率同比下滑8.2pct至10.7%。

图 43: 2021年公司供热量同比增长15.4%



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

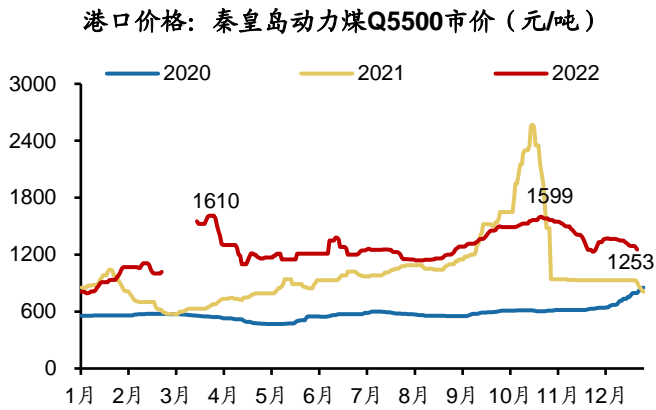
图 44: 2022H1公司供热业务毛利率为10.7%



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

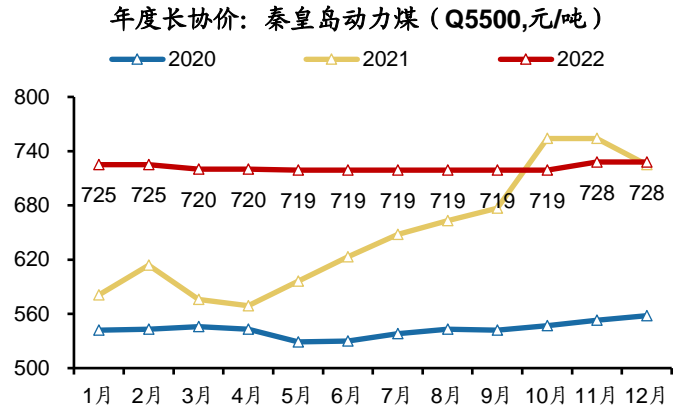
市场煤及印尼进口煤价震荡回落, 年度长协煤价小幅增至728元/吨。根据百川盈孚数据, 秦皇岛5500大卡动力煤港口价自8月下旬起再次攀升, 至10月25日达到1599元/吨高点后开始回落, 12月27日已降至1253元/吨。**进口煤价方面,** 印尼4200大卡动力煤自8月中旬起攀升, 至9月29日955元/吨高点后开始回落, 12月27日降至880元/吨。而长协煤基本保持稳定, 11月、12月秦皇岛5500大卡动力煤年度长协煤为728元/吨, 仅增长7元/吨。

图 45: 12月27日秦皇岛动力煤市价为1253元/吨



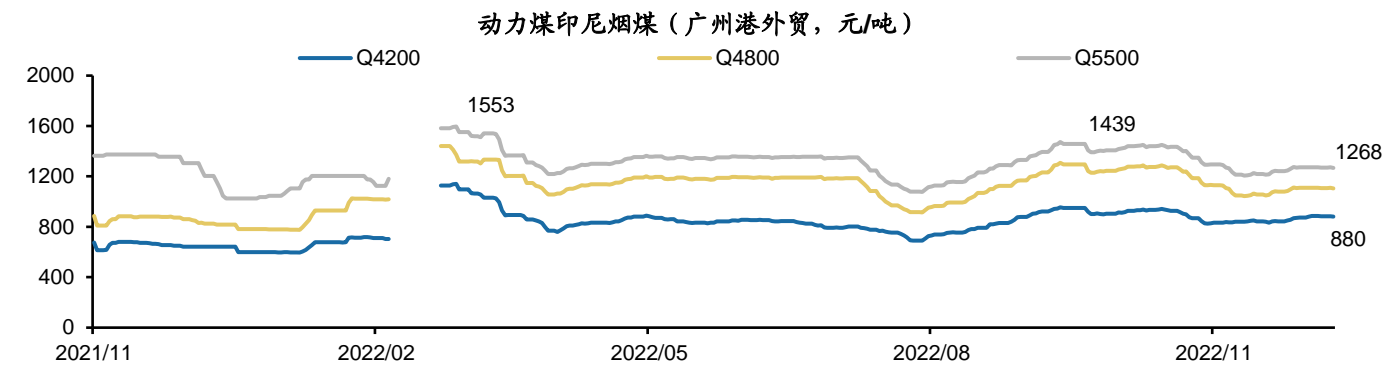
数据来源: 百川盈孚, 广发证券发展研究中心

图 46: 2022年12月秦皇岛年度长协煤价为728元/吨



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

图 47: 2022年10月下旬印尼动力煤价有所回落



数据来源: 百川盈孚, 广发证券发展研究中心

电价高位保持+长协严履约燃料成本改善下, 测算2023年煤电毛利润环比大幅改善。假设2022、2023年公司煤电利用小时数下滑至4700、4600小时, 煤耗同比持平, 2022、2023年进口煤采购比例参考2021年水平保持不变(30%), 进口煤价同比下滑、内贸煤持平, 则2022、2023年燃料采购成本同比+15%、-7%, 测算2022年煤电业务毛利润较2021年减亏9.25亿元左右, 2023年煤电业务毛利润较2021年增厚20.73亿元左右。

表 8: 测算 2023 年煤电业务毛利润环比大幅改善

	2020	2021	2022E	2023 (悲观)	2023 (中观)	2023 (乐观)
单位上网电价 (元/兆瓦时, 不含税)	374	382	458	458	458	458
电价同比/%-假设值			20%	0%	0%	0%
利用小时数/小时	4209	4849	4700	4600	4600	4600
内贸煤采购单价/(Q5500,元/吨)			1000	1000	1000	1000
进口煤采购单价/(Q4800,元/吨)			1200	1080	960	840
进口煤占比-假设值		30%	30%	30%	30%	30%
燃料采购单价/(元/吨)	720	1228	1416	1363	1311	1258
单价同比/%			15%	-4%	-7%	-11%
单位燃料成本 (元/兆瓦时)	203	348	401	387	372	357

增厚单位毛利润（元/兆瓦时）

23

38

53

68

增厚煤电毛利润/亿元

9.25

14.89

20.73

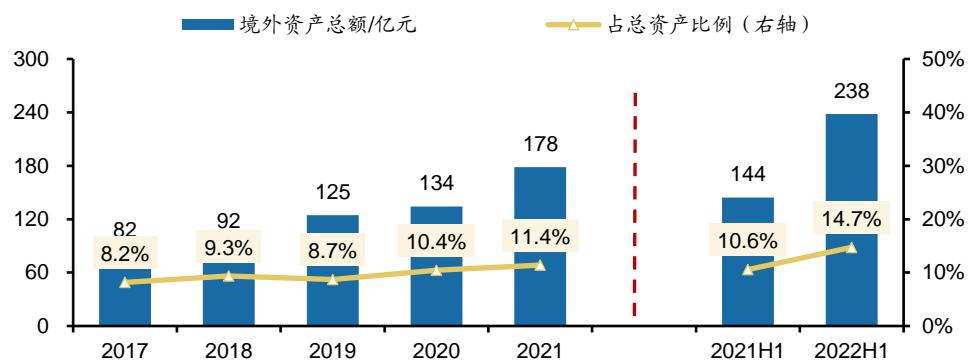
26.57

数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

（二）海外业务开拓成效显著，期待项目落地释放业绩

海外业务开拓成效显著，2022年6月末境外总资产已超200亿元。早在2011年公司即提出“实现由基本依赖国内资源向依托统筹国内海外两种资源转变”的工作方针，在后续10年中积极推进海外业务，境外资产总额已从2017年的82亿元升至2022年6月末的238亿元，占总资产比例达14.7%。伴随“走出去”战略的不断推进，公司国际业务已经涉及日本、马耳他、土耳其等近20个国家。

图 48：2022H1公司境外资产总额已超200亿元



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

表 9：公司历年海外业务相关发展战略和经营计划

年份	具体内容
2012 年度报告	海外项目积极推进。 在资源获取方面，积极开拓澳大利亚、印尼等国家和地区的煤炭及其他矿产资源，拓展海外煤炭和其他资源供给渠道；在电站服务方面，伊拉克华士德 4 台 300MW 机组中的 2 号机组一次并网成功，极大缓解了该国的电力紧缺状况。
2013 年度报告	海外发展取得实质性进展， 海外布局遍及日本、澳大利亚、坦桑尼亚、伊拉克、印度尼西亚、土耳其等国家。（1）6 个日本光伏项目获得国家发改委核准；（2）完成对土耳其 EMBA 公司 50.01% 股权的收购；（3）与坦桑尼亚电力公司签署 Kinyerezi-III 600MW 燃机电站项目合资协议；（4）印尼卡扬流域水电项目完成流域和一级坝址勘察，流域规划方案已由中电投集团组织审查；（5）马耳他项目、澳大利亚维州型煤项目、印尼东加里曼丹煤矿项目、美国 SR 公司光热合作项目等都在积极按序推进。
2014 年度报告	提出“做精上海、做优国内、做强海外”的发展思路。 日本大阪南港 2.4MW 光伏项目顺利投产；并购及开发的马耳他能源项目实现交易。土耳其胡努特鲁项目、坦桑尼亚燃机项目、莫桑比克煤电一体化项目以及澳洲型煤项目正按计划稳步推进。
2015 年度报告	土耳其大型燃煤发电项目通过土耳其政府的核准，成为目前中国企业在该国最大的投资项目。坦桑尼亚燃气电站完成可研审批，正式获得项目开发权。埃及煤电、莫桑比克煤电以及黑山新能源项目等也取得了积极进展。
2016 年度报告	海外开拓成效显著。 正式签署收购巴基斯坦 KE 公司 66.4% 股权的买卖协议，并获得中国发改委和商务部的批准；马耳他 D3 电厂油改气一期工程完成轻油改造。坦桑尼亚气电、莫桑比克煤电、埃及煤电、南非气电等项目前期工作正积极推进。
2017 年度报告	国际业务已经涉及日本、马耳他、土耳其等近 20 个国家。预计至 2020 年，公司控股装机容量达到 1680 万千瓦，其中海外控股装机 580 万千瓦。
2019 年度报告	土耳其胡努特鲁 2 台 66 万火电项目实现高质量全面开工； 中国-马耳他-黑山三方合作项目黑山莫祖拉风电实现商业运行；日本那须乌山项目实现复工，福岛项目前期工作取得突破；与马耳他政府签署关于深化马耳他能源与水利领域合作的谅解备忘录；西班牙光伏项目签订合作谅解备忘录，积极推进欧洲和环地中海地区清洁能源项目开发。
2021 年度报告	到 2025 年，成为国内领先的、具有一定国际影响力的清洁能源企业。到 2030 年，初步建成具有全球竞争力的清洁能源企业。

识别风险，发现价值

请务必阅读末页的免责声明

到 2035 年，基本建成具有全球竞争力的世界一流清洁能源企业。

数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

2014年收购完成土耳其EMBA公司50.01%股权，2022年两台燃煤机组已投产商运。为积极响应国家“走出去”战略，积极开拓土耳其能源市场，公司入股土耳其EMBA Electricity Production Inc.公司（简称“EMBA公司”），开展土耳其煤电项目前期工作。2014年1月10日，公司完成对土耳其EMBA公司50.01%股权的股权收购，收购价格为人民币99.75万元（1倍PB）。

2.45亿元收购匈牙利光伏项目100%股权，为公司在中东欧地区落地的首个新能源项目。2022年12月公司全资子公司羲和新能源完成匈牙利Tokaj光伏项目100%股权的交割手续，最终交易对价合计3305万欧元（约2.45亿元人民币）。匈牙利Tokaj项目位于匈牙利东北部，资产包含5家项目公司，总装机容量约200MW。项目预计于2023年开工，计划于2024年并网，投产后预计年发电量约2.88亿千瓦时。

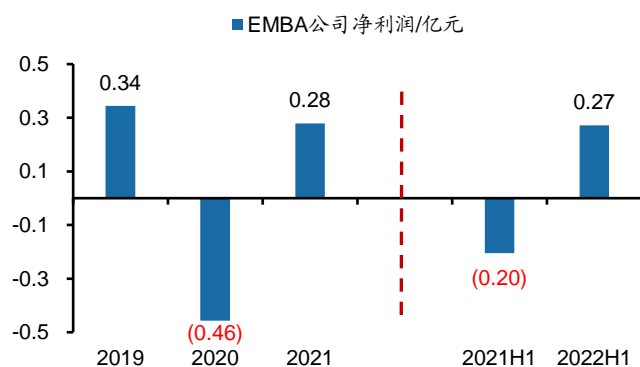
表 10：2013 年 11 月董事会同意公司入股土耳其 EMBA 公司

	具体内容
入股方案	公司拟与中航国际成套公司共同收购 EMBA 公司 5 名自然人股东持有的 53% 股权。收购完成后，EMBA 公司共有 7 名股东，各方持股比例为：上海电力 50.01%；中航国际 2.99%；5 名土耳其股东 47%。
EMBA 公司净资产	以 2013 年 9 月 30 日为评估基准日，EMBA 公司的净资产账面价值为人民币 199.46 万元，评估价值为人民币 207.81 万元。公司收购其 50.01% 股权的交易价格为人民币 99.7499 万元（折合美元为 16.35 万美元）。
合作项目情况	公司拟合作开发胡努特鲁（Hunutlu）煤电项目和克尔克拉雷利（Kirklareli）煤电项目，是 EMBA 公司向土耳其能监会申请的进口煤发电项目，申请容量均为 1200 兆瓦（允许 ± 15%）。

数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

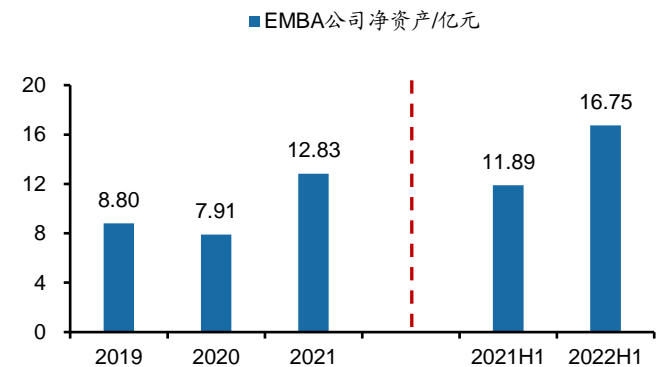
2022H1土耳其EMBA公司净资产已达16.75亿元，机组顺利投产有望逐步释放业绩。土耳其胡努特鲁项目建设两台660兆瓦超超临界参数燃煤机组，总装机容量1.32GW，1号、2号机组分别于2022年6月、10月已实现投产商运，预计每年可向土耳其供应电力约90亿千瓦时。

图 49：2022H1土耳其EMBA公司净利润0.27亿元



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

图 50：2022H1土耳其EMBA公司净资产16.75亿元



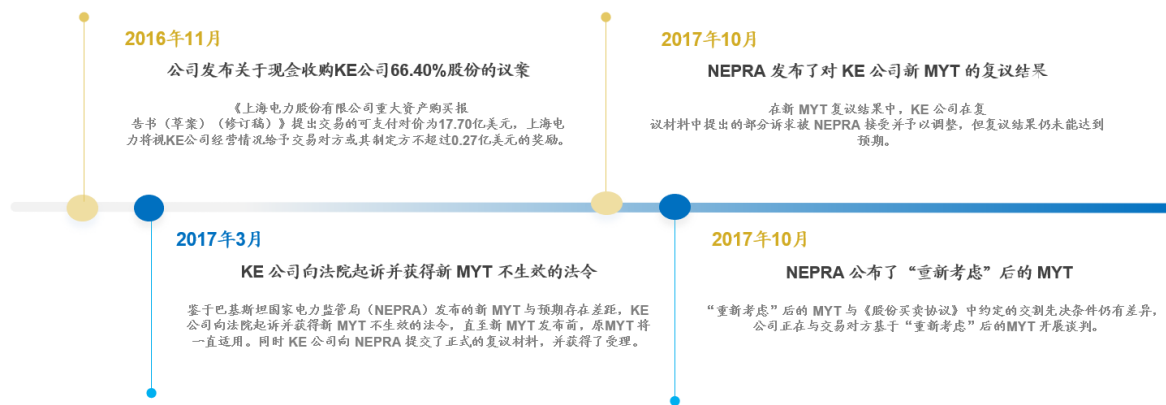
数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

拟作价17.70亿美元收购KE公司66.40%股份，因新多年电价机制影响盈利、收购事宜仍在谈判中。2016年11月公司发布关于现金收购KE公司66.40%股份的议案，交易的可支付对价为17.70亿美元，上海电力将视KE公司经营情况给予交易对方或其指定方不超过0.27亿美元的奖励。

KE公司是卡拉奇地区(巴基斯坦第一大城市)具有战略重要性的电力公司，从事发电、输电、配售电业务的垂直一体化上市公司，拥有卡拉奇市及其毗邻地区的发电、输电及配电业务许可。

巴基斯坦国家电力监管局(NEPRA)于2017年10月公布了KE公司新多年期电价机制(MYT)的复议结果，复议结果仍未能达到预期。巴基斯坦政府相关主管部门就KE公司的新MYT电价复议结果正式致函NEPRA，要求其电价复议结果进行重新考虑。NEPRA已公布了“重新考虑”后的MYT，“重新考虑”后的MYT与《股份买卖协议》中约定的交割先决条件仍有差异，公司正在与交易对方基于“重新考虑”后的MYT开展谈判。

图 51: 收购KE公司66.40%股份事宜仍在谈判中



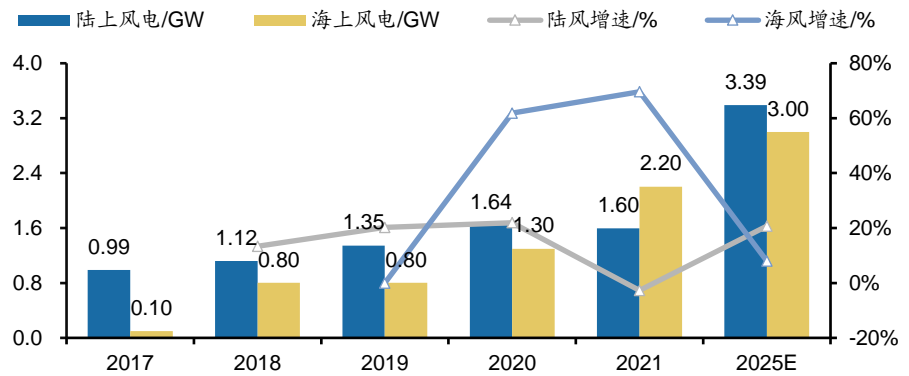
数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

三、十四五拟新增绿电 11.6GW，清洁能源占比超 60%

(一) 江苏高质量海风并网，21-25 年拟新增风电 2.6GW

2022Q3公司风电装机3.88GW，其中海上风电2.20GW、陆上风电1.68GW。2017年公司收购控股股东国家电投旗下江苏公司，开发建设江苏省海上风电项目，到2021年海上风电项目基本投产。同时，根据公司十四五规划，拟新增陆上风电1.75GW、海上风电1.70GW，2021-2025年陆风、海风装机CAGR分别达20.7%、8.0%。

图 52: 2021-2025年陆风、海风装机CAGR分别达20.7%、8.0%



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

公司已投产海上风电2.20GW，享受0.85元/千瓦时上网电价。公司海上风电项目位于江苏省滨海、大丰、如东等地区，合计装机2.20GW，总投资366.7亿元，平均单位投资16648元/千瓦，设计利用小时数在2400-3200小时之间，由于项目均在2021年末前投产，可享受国家补贴，上网电价均为0.85元/千瓦时。同时公司联营企业在上海奉贤、浙江嵊泗拥有海上风电项目。

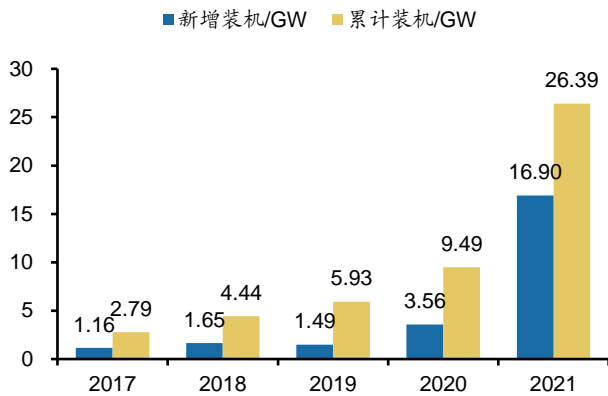
表 11: 公司已投产海上风电装机2.20GW

项目	装机/MW	投资总额/亿元	单位投资/元/KW	投产时间	设计利用小时数/小时	上网电价/元/千瓦时
滨海北 H1 海上风电项目	100	13.74	13744	2016/05	2440	0.85
滨海北 H2 海上风电项目	400	59.97	14992	2018/06	2551	0.85
大丰 H3 海上风电	302.4	48.81	16141	2018/12	2792	0.85
江苏如东 H2 海上风电	300	48.38	16127	2020/12	2683	0.85
江苏滨海南 H3 海上风电	300	49.61	16537	2021/03	2833	0.85
江苏如东和风 H4 海上风电	400	69.52	17379	2021/12	3009	0.85
江苏如东海翔 H7 海上风电	400	76.64	19159	2021/12	3153	0.85
合计	2202.4	366.7	16648			

数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

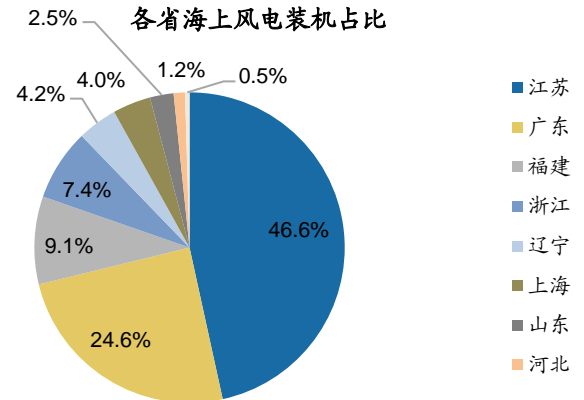
截至2021年底，全国海上风电装机26.39GW，江苏省海风装机占比近50%。根据中电联数据显示，2021年全国新增海上风电装机16.90GW，累计装机达26.39GW，其中江苏省装机达11.81GW，占比46.6%，是国内海上风电第一大省。同时沿海省份陆续出台海上风电装机规划，江苏省在《“十四五”海上风电规划环境影响评价第二次公示》中规划28个海上风电场区，总规模达9.09GW。上海市规划十四五期间新增1.80GW，浙江省规划十四五末海风装机达5GW。

图 53: 2021年全国新增海上风电装机17GW



数据来源: 中电联, 广发证券发展研究中心

图 54: 江苏省海上风电装机占全国比例为46.6%



数据来源: CWEA, 广发证券发展研究中心

表 12: 各省海上风电装机规划

省份	2020年海上风电装机/GW	2021年海上风电装机/GW	相关政策
江苏	6.82	11.81	《江苏省“十四五”海上风电规划环境影响评价第二次公示》规划 28 个海上风电场区, 规模 9.09GW。
广东	1.36	6.24	广东省《促进海上风电有序开发和相关产业可持续发展的实施方案》提出, 到 2025 年底, 全省海上风电力争达到 1800 万千瓦, 在全国率先实现平价并网。
福建	1.02	2.32	《福建省“十四五”能源发展专项规划》提出, 十四五期间推进省管海域新增海上风电 1030 万千瓦, 委托推进国管海域深远海风电项目, 示范开发 480 万千瓦。
浙江	0.41	1.89	《浙江省能源发展十四五规划》提出, 到 2025 年全省海上风电装机达到 500 万千瓦以上。
辽宁	0.43	1.05	《辽宁省“十四五”海洋经济规划》提出到 2025 年力争海上风电累计并网装机容量达到 4050 兆瓦。
上海	0.42	1.01	《上海市能源发展“十四五”规划》提出, 近海风电重点推进奉贤、南汇和金山三大海域风电开发, 探索实施深远海域和陆上分散式风电示范试点, 力争新增规模 180 万千瓦。
山东	0.02	0.62	山东省《能源保障网建设行动计划》提出, 2022 年, 海上风电开工 500 万千瓦, 建成 200 万千瓦左右。到 2025 年, 开工 1200 万千瓦, 建成 800 万千瓦; 到 2030 年, 建成 3500 万千瓦。
河北	0.30	0.30	-
天津	0.12	0.12	《天津市可再生能源发展“十四五”规划》提出加快推进远海 90 万千瓦海上风电项目前期工作。
广西	-	-	《广西可再生能源发展“十四五”规划》提出力争核准开工海上风电装机规模不低于 750 万千瓦, 其中并网装机规模不低于 300 万千瓦。
海南	-	-	《海南省海洋经济发展“十四五”规划 (2021-2025 年)》提出以浅海域优选 5 处海上风电开发示范项目场址, 总装机容量 300 万千瓦, 2025 年实现投产规模约 120 万千瓦。《海南省海上风电项目招商(竞争性配置)方案》, 规划 11 个场址作为十四五期间重点项目, 总开发容量为 1230 万千瓦。

数据来源: 各省官网、发改委等, 广发证券发展研究中心

江浙沪区域靠近东部沿海风能富集区, 发展海上风电具备先天优势。江浙沪沿海地区海上风能资源丰富, 等效满负荷小时数可达到2800~3500小时(北极星风力发电网, 周小彦《海上风机价格降到5000元/kW 可以实现平价》), 具备发展海上风电的优越区位条件。

表 13: 江浙沪海上风电等效满负荷小时数可达 2800~3500 小时

省份	平均风速/(米/秒)	等效满负荷小时数/小时	2020 年平均造价水平/(元/千瓦)
浙江	7.0-8.0	2800-3500	17000
江苏	7.0-8.0	2800-3500	16000
上海	7.0-8.0	2800-3500	16000
辽宁	6.5-8.0	2500-2800	16500
天津	6.5-8.0	2500-3000	16500
河北	6.5-8.0	2500-3000	16500
山东	6.5-8.0	2500-3200	16500
福建	7.5-10.0	3000-4500	18000
广东	7.0-9.0	2500-3800	18000
广西	6.5-8.0	2200-2800	17500
海南	6.5-8.5	2200-3000	17500

数据来源: 北极星风力发电网, 广发证券发展研究中心

2022年新增海风平价上网略显劣势, 部分沿海省份出台相关政策助发展。2022年起中央财政不再对新建海上风电项目进行补贴, 鼓励地方政府自行补贴, 支持本省海上风电项目的建设。目前已有上海、广东、浙江、山东明确发布地方补贴/支持政策, 预计其余沿海省市地补有望跟进。

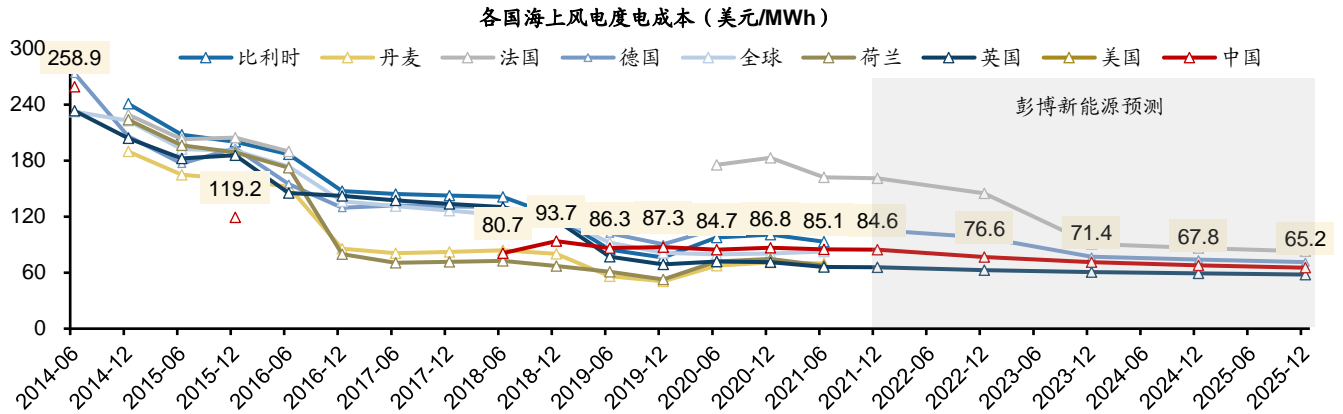
表 14: 海上风电重点省市补贴政策

时间	省市区	政策名称	主要内容
2021-3-15	上海	《上海市可再生能源和新能源发展专项资金扶持办法(2020版)》	对于企业投资的风电、光伏项目, 根据实际产生的电量对项目投资主体给予奖励, 奖励时间为连续5年, 单个项目年度奖励金额不超过5000万元。近海风电奖励标准为0.1元/千瓦时 , 深远海风电项目奖励标准另行研究确定。
2021-6-11	广东	《促进海上风电有序开发和相关产业可持续发展的实施方案》	到2021年底, 全省海上风电累计建成投产装机容量达到400万千瓦; 到2025年底, 力争达到1800万千瓦, 在全国率先实现平价并网。直接实施财政补贴。补贴范围为2018年底前已完成核准、在2022年至2024年全容量并网的省管海域项目, 对2025年起并网的项目不再补贴; 补贴标准为2022年、2023年、2024年全容量并网项目 每千瓦分别补贴1500元、1000元、500元 。
2021-11-29	浙江	《关于促进浙江省新能源高质量发展的意见(修改稿)》征求意见稿	2022-2025年通过竞争性配置确定需要扶持的项目, 分年度装机总容量分别不超过50万千瓦、100万千瓦、150万千瓦、100万千瓦。 加大绿色金融支持力度 。综合运用绿色信贷、绿色保险、绿色债券、绿色产业基金等绿色金融产品和工具, 在风险可控的前提下加大对海上风电、光伏项目、生物质能的支持力度。符合条件的能源领域公益性项目可申请地方政府专项债券支持。探索开展风电、太阳能电站基础设施不动产投资信托基金(REITs)、资产证券化(ABS)业务。
2022-4-1	山东	省政府新闻办召开的新闻发布会	对2022年至2024年建成并网的“十四五”海上风电项目, 省财政分别按照每千瓦800元、500元、300元的标准给予补贴 , 补贴规模分别不超过200万千瓦、340万千瓦、160万千瓦。

数据来源: 政府官网, 广发证券发展研究中心

受益技术进步风电降本, 海上风电平价在望。对海上风电从单位投资和利用小时数两个指标进行敏感性测算。收入端假设海上风电上网电价0.4元/千瓦时(含税), 成本端假设折旧年限为20年, 采用年限平均法折旧, 同时考虑资本金为20%, 贷款期限15年, 运维费用0.05元/千瓦时, 风力发电增值税50%返还以及所得税1-3年免征、4-6年减半情形。根据以上假设条件, 在利用小时数3400小时下, 海上风电单位投资降至13元/W时IRR可达6.6%, 可满足项目盈利要求。

图 55: 预计我国2025年海上风电度电成本将下降23.3%



数据来源: BNEF, 广发证券发展研究中心

表 15: 平价海上风电项目敏感性测算

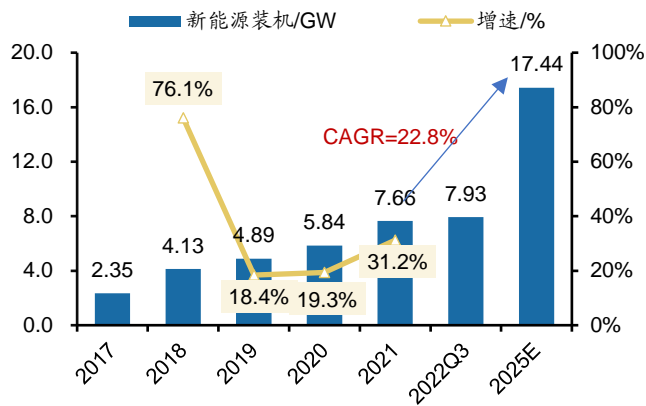
利用小时数/小时	2800	2900	3000	3100	3200	3300	3400	3500	3600	3700	3800
11	5.8%	6.9%	7.9%	9.0%	10.0%	11.1%	12.2%	13.3%	14.4%	15.5%	16.6%
12	3.4%	4.4%	5.3%	6.3%	7.2%	8.2%	9.2%	10.1%	11.1%	12.1%	13.1%
13	1.4%	2.3%	3.1%	4.0%	4.9%	5.7%	6.6%	7.5%	8.4%	9.3%	10.2%
14	-0.3%	0.5%	1.3%	2.1%	2.9%	3.7%	4.5%	5.3%	6.1%	6.9%	7.8%
15	-1.8%	-1.0%	-0.3%	0.4%	1.2%	1.9%	2.7%	3.4%	4.2%	4.9%	5.7%
16	-3.1%	-2.4%	-1.7%	-1.0%	-0.3%	0.4%	1.1%	1.8%	2.5%	3.2%	3.9%
17	-4.2%	-3.6%	-2.9%	-2.2%	-1.6%	-0.9%	-0.3%	0.4%	1.0%	1.7%	2.3%
18	-5.2%	-4.6%	-4.0%	-3.4%	-2.8%	-2.1%	-1.5%	-0.9%	-0.3%	0.3%	0.9%

数据来源: 广发证券发展研究中心

(二) 21-25 年拟新增光伏 8.2GW, 对应装机 CAGR 超 30%

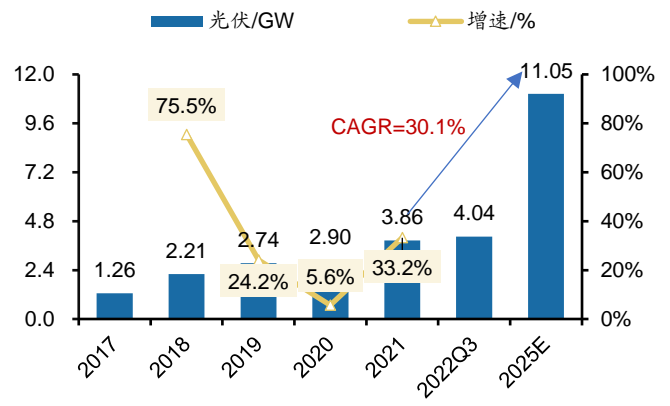
截至2022年9月末, 公司光伏装机4.04GW、新能源装机共7.93GW。公司在上证路演中心互动交流中提到, 规划十四五新增光伏装机8.15GW、陆上风电1.75GW、海上风电1.70GW, 到2025年末清洁能源装机占比超60%, 则预计2021-2025年公司年均新增新能源装机2.44GW、其中光伏1.80GW, 新能源装机CAGR达22.8%, 其中光伏装机CAGR达30.1%。根据规划值, 我们预计十四五末公司光伏装机有望达11.05GW、新能源装机达17.44GW。

图 56: 预计21-25年公司新能源装机CAGR达22.8%



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

图 57: 预计21-25年公司光伏装机CAGR达30.1%



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

截至2021年末国家电投光伏装机超38GW，规划十四五末光伏装机达80GW。截至2021年末，国家电投总装机195GW，新能源装机超75GW（其中光伏装机超38GW），清洁能源装机占比达60%。根据国家电投十四五规划，十四五末集团电力总装机达2.2亿千瓦，光伏装机达到80GW以上，清洁能源装机占60%，预计2022-2025年均新增光伏装机超10GW，清洁能源装机占比目标已提前完成。公司作为集团主要发电上市平台，预计将在集团规划中承担重要责任。

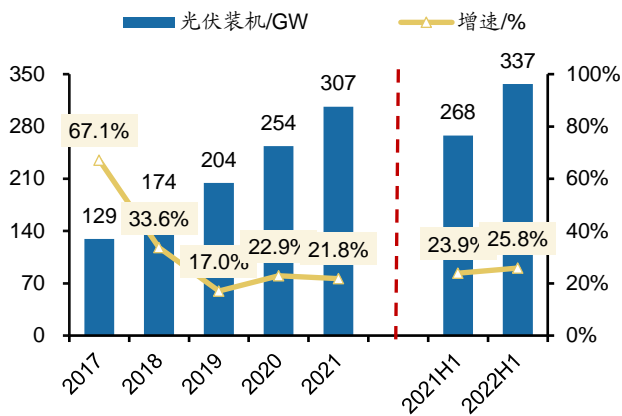
表 16: 国家电投规划十四五末光伏装机达80GW

	新能源装机/GW	总装机/GW	十四五规划目标
国家能源集团	58.17	270.86	新增新能源装机 70-80GW，清洁能源占比达到 40%
华能集团	38.29	205.92	新增新能源装机 80GW 以上，清洁能源装机占比 50%
国家电投	76.23	195.44	电力总装机达 2.2 亿千瓦，光伏装机达到 80GW 以上，清洁能源装机占比 60%
华电集团	29.44	178.72	新增新能源装机 75GW，非化石能源装机占比 50%
大唐集团	27.85	160.06	非化石能源装机占比 50%

数据来源: 各集团官网, 广发证券发展研究中心

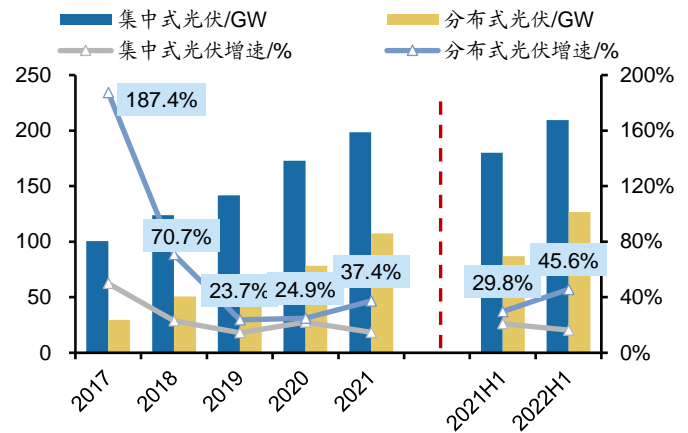
全国光伏装机快速增长，分布式光伏持续发力。2017-2021年光伏装机CAGR达24.1%，截至2022H1，全国光伏装机已达337GW，同比增长25.8%。同时分布式光伏高速增长，2017-2021年分布式光伏装机CAGR达38.0%，截至2022H1，分布式光伏装机同比增长45.6%，达到127GW，预计在政策推动“整县推进”下，行业空间有望进一步打开。根据CPIA预测，“十四五”期间，我国光伏年均新增装机或将超过75GW。

图 58: 2017-2021年光伏装机CAGR达23.8%



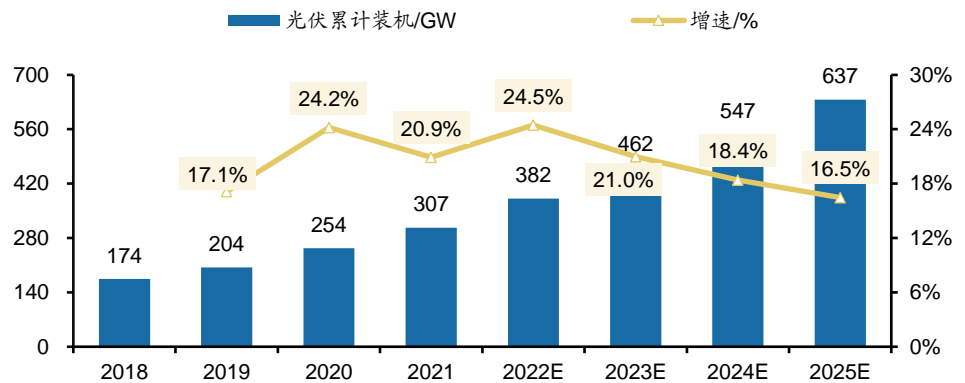
数据来源: 中电联, 广发证券发展研究中心

图 59: 2017-2021年分布式光伏装机CAGR达38.0%



数据来源: 中电联, 广发证券发展研究中心

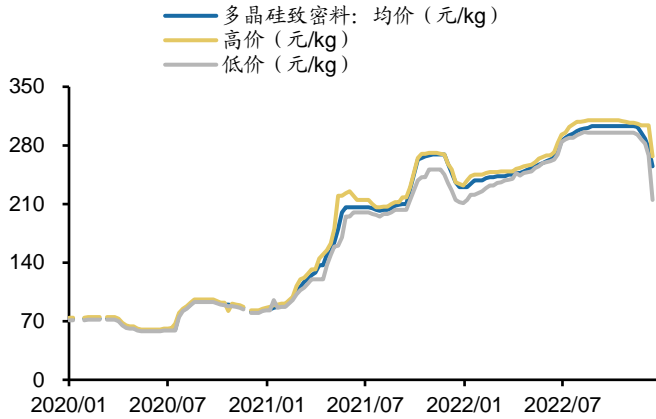
图 60: 预测2022-2025年光伏装机年均新增超75GW



数据来源: CPIA, 广发证券发展研究中心

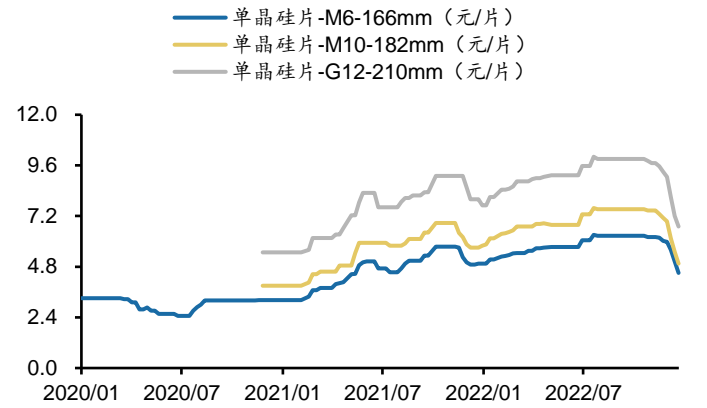
技术迭代推动成本降低, 增强平价光伏盈利。在光伏装机快速增长下, 组件价格持续上涨, 根据CPIA《中国光伏产业发展路线图(2021年版)》, 2021年我国地面光伏系统的初始全投资成本为4.15元/W左右, 同比提升4%, 其中, 组件约占投资成本的46%, 占比较2020年上升7pct。近期我们观察到硅料、硅片价格已大幅回落, 12月28日166、182、210mm单晶硅片现货价格分别为4.50、4.95、6.70元/片, 较7月末高位降幅达28.7%、34.7%、33.1%; 期待2023年成本端下降后提升绿电运营项目IRR和装机增速预期。

图 61: 多晶硅致密料价格见顶回落



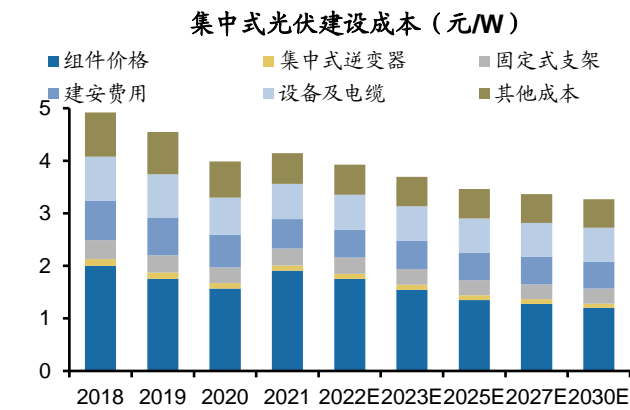
数据来源: PVinfolink, 广发证券发展研究中心

图 62: 单晶硅片价格近期大幅回落



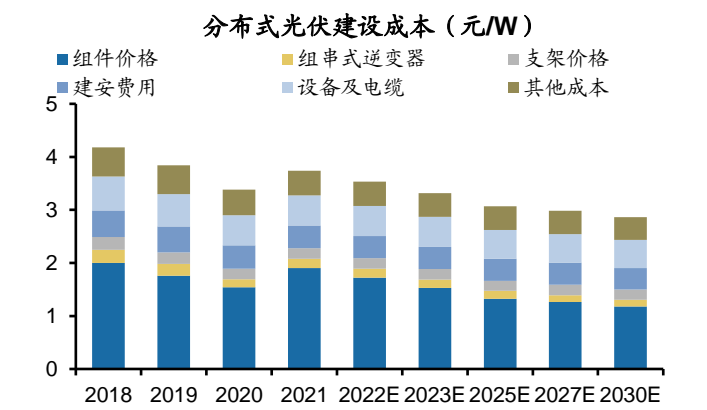
数据来源: PVinfolink, 广发证券发展研究中心

图 63: 集中式光伏单位投资预测



数据来源: CPIA, 广发证券发展研究中心

图 64: 分布式光伏单位投资预测



数据来源: CPIA, 广发证券发展研究中心

以50MW光伏项目为例,假设光伏系统生命周期25年,系统效率80%,首年衰减2.5%,首年以后每年衰减0.6%,生命周期内年均利用小时数1100小时左右,假设上网电价为0.39元/千瓦时;成本端假设单位投资成本为4元/瓦,折旧年限为25年,采用年限平均法折旧,同时考虑资本金为30%,贷款利率4.9%,贷款期限15年,使用等额本息方式还款。

在以上假设条件下,测算光伏项目资本金IRR达8.7%。在光伏投产初期,毛利率接近50%,随着效率衰减,毛利率有所降低,但伴随贷款逐渐偿还,利息支出逐年降低,净利率逐年提高,在贷款偿还完毕后,净利率可超30%。

表 17: 测算平价光伏项目IRR可达8.7%

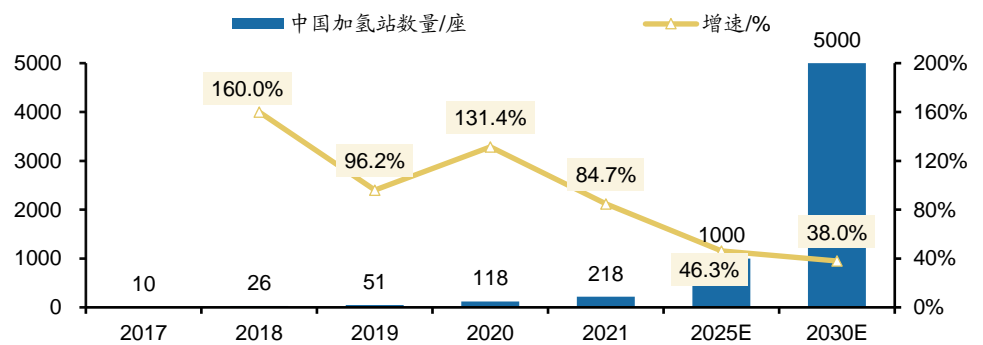
运营期	1	2	3	4	5	...	14	15	16	...	23	24	25
收入													
电力销售收入(含税,万元)	2282	2268	2254	2241	2227	...	2110	2097	2085	...	1999	1987	1975
电力销售收入(不含税,万元)	2019	2007	1995	1983	1971	...	1867	1856	1845	...	1769	1758	1747
税金及附加													
增值税销项税/万元	262	261	259	258	256	...	243	241	240	...	230	229	227

税金及附加/万元	26	26	26	26	26	...	24	24	24	...	23	23	23
成本费用													
运营成本/万元	225	225	225	225	225	...	225	225	225	...	225	225	225
折旧费/万元	800	800	800	800	800	...	800	800	800	...	800	800	800
利息支出/万元	686	654	620	585	548	...	122	63	0	...	0	0	0
本金偿还/万元	654	686	719	755	792	...	1217	1277	0	...	0	0	0
毛利率 (%)	49.2%	48.9%	48.6%	48.3%	48.0%	...	45.1%	44.8%	44.4%	...	42.0%	41.7%	41.3%
所得税													
税前利润/万元	282	302	324	347	372	...	696	744	796	...	721	710	700
企业所得税/万元	0	0	0	43	47	...	174	186	199	...	180	178	175
净利润													
净利润/万元	282	302	324	304	326	...	522	558	597	...	540	533	525
净利率 (%)	14.0%	15.0%	16.2%	15.3%	16.5%	...	27.9%	30.1%	32.4%	...	30.6%	30.3%	30.0%
现金流													
净现金流/万元	428	416	404	349	334	...	104	81	1397	...	1340	1333	1325
IRR	8.7%												

数据来源：广发证券发展研究中心

公司聚焦“新跑道”，积极发展氢能、储能业务。根据公司机构投资者交流会会议纪要，新兴业务方面，公司目前一是推动上海市域的加氢站项目落地，预计2023年应该有大的突破；二是在江苏等地布局大工业用户储能，并积极尝试省外独立共享储能及新能源配储。预计未来有望通过发展氢能和储能，使其成为公司新的利润增长极。

图 65：预计2021-2030年加氢站数量CAGR达41.6%



数据来源：华经产业研究院，《节能与新能源汽车技术路线图 2.0》，广发证券发展研究中心

备注：2025、2030 年对应增速为复合增速

四、盈利预测和投资建议

（一）关键业务核心假设

（1）火电业务：

装机：截至2021年底，公司煤电装机8.53GW、气电装机2.87GW。煤电方面，公司在建土耳其燃煤电站项目于2022年6月、10月投产1.32GW；气电方面，公司在建闵行燃气蒸汽联合循环机组项目已投产468MW，假设2022年投产其余745MW，假设吴中综合能源80MW燃机创新项目于2023年投产。

发电量：参考上半年数据，假设煤电2022年利用小时数同比降低3%，气电利用小时数同比提升2%；厂用电率保持稳定。

上网电价：2022Q1公司火电电价同比增长23.75%，假设煤电全年电价同比提升20%。

（2）风电业务：

装机：截至2021年底，公司风电装机3.80GW，公司规划十四五期间新增陆上风电装机1.75GW、海上风电装机1.70GW。假设2022-2024年年均新增陆上风电0.44GW，考虑公司无在建海上风电项目，假设2024年新增海上风电装机0.4GW。

发电量：假设新增陆上风电利用小时数2200小时，新增海上风电利用小时数3200小时。厂用电率保持稳定。

上网电价：假设风电历史项目上网电价保持稳定，新增项目平价上网。

（3）光伏业务：

装机：截至2021年底，公司光伏装机3.86GW，公司规划十四五期间新增陆上风电装机8.15GW。假设2022-2024年年均新增光伏装机1.80GW。

发电量：假设光伏历史项目利用小时数提高至1200小时，新增光伏项目稳定运营后利用小时数1200小时。

上网电价：假设光伏历史项目上网电价保持稳定，新增项目平价上网。

表 18：公司电力业务经营数据预测

	火电业务				
	2020	2021	2022E	2023E	2024E
装机容量/GW	10.93	11.39	12.80	13.54	13.54
利用小时数/小时	3722	4342	4160	4112	4088
发电量/亿千瓦时	406.67	475.58	499.79	555.06	553.48
平均上网电价/(元/千瓦时，不含税)	0.38	0.38	0.45	0.44	0.43
发电收入/亿元	147.36	170.24	213.70	232.63	227.24
	风电业务				
	2020	2021	2022E	2023E	2024E
装机容量/GW	2.94	3.80	4.24	4.67	5.51

利用小时数/小时	2130	2638	2498	2533	2564
发电量/亿千瓦时	49.9	81.8	105.8	118.4	141.3
平均上网电价/(元/千瓦时, 不含税)	0.63	0.65	0.63	0.61	0.57
发电收入/亿元	29.43	51.90	63.30	68.36	79.62

光伏业务

	2020	2021	2022E	2023E	2024E
装机容量/GW	2.90	3.86	5.66	7.46	9.26
利用小时数/小时	1235	1235	1124	1148	1163
发电量/亿千瓦时	34.71	40.07	63.6	85.7	107.7
平均上网电价/(元/千瓦时, 不含税)	0.85	0.84	0.69	0.61	0.56
发电收入/亿元	28.36	33.09	43.17	51.02	58.88

数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

(二) 盈利预测与投资建议

基于以上核心业务假设, 预计公司2022~2024年:

电力业务: 营业收入分别为320.17、352.01、363.04亿元, 对应毛利率分别为17.5%、23.9%、26.2%。

供热业务: 营业收入分别为20.26、22.50、22.44亿元, 随着煤价降低, 预计毛利率逐渐提高, 分别为23.0%、25.0%、27.0%。

其他业务: 假设营业收入每年增长5%, 毛利率分别为21.8%、22.2%、21.8%。

表 19: 公司各分部业务预测

	合计				
	2020	2021	2022E	2023E	2024E
营业收入/亿元	242.18	306.31	366.75	402.15	414.49
增速/%	2.2%	26.5%	22.4%	9.7%	3.1%
营业成本/亿元	176.33	260.22	300.20	306.31	307.01
毛利润/亿元	65.84	46.10	66.56	95.85	107.48
毛利率/%	27.2%	15.0%	18.1%	23.8%	25.9%
	电力业务				
	2020	2021	2022E	2023E	2024E
营业收入/亿元	205.20	261.97	320.17	352.01	363.04
增速/%	1.8%	27.7%	25.4%	9.9%	3.1%
营业成本/亿元	150.95	223.07	264.00	267.93	267.95
毛利润/亿元	54.3	38.9	56.17	84.08	95.09
毛利率/%	26.4%	14.8%	17.5%	23.9%	26.2%
	供热业务				
	2020	2021	2022E	2023E	2024E
营业收入/亿元	16.52	19.28	20.26	22.50	22.44
增速/%	-6.6%	16.7%	5.1%	11.1%	-0.3%
营业成本/亿元	11.28	15.17	15.60	16.88	16.38
毛利润/亿元	5.24	4.11	4.66	5.63	6.06

毛利率/%	31.7%	21.3%	23.0%	25.0%	27.0%
其他业务					
	2020	2021	2022E	2023E	2024E
营业收入/亿元	20.5	25.1	26.32	27.64	29.02
增速/%	15.8%	22.6%	5.0%	5.0%	5.0%
营业成本/亿元	14.1	22.0	20.59	21.50	22.68
毛利润/亿元	6.35	3.09	5.73	6.14	6.34
毛利率/%	31.0%	12.3%	21.8%	22.2%	21.8%

数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

预计公司2022~2024年归母净利润分别为7.03、17.32、20.15亿元, 2022-2024年EPS分别为0.25、0.61、0.72元/股, 按最新收盘价对应PE分别为40.08、16.28、13.99倍。公司推进清洁能源转型, 新能源规划力度大, 火电业绩有望触底回升。参考同业估值, 给予公司2023年18倍PE估值, 对应11.07元/股合理价值, 首次覆盖给予“买入”评级。

表 20: 上海电力同业对比 (收盘价日期: 2022/12/30)

公司代码	公司名称	市值/亿元	最新收盘价 元/股	PE/倍				归母净利润/亿元			
				2021A	2022E	2023E	2024E	2021A	2022E	2023E	2024E
600021.SH	上海电力	281.96	10.01	-	40.08	16.28	13.99	-18.93	7.03	17.32	20.15
600023.SH	浙能电力	467.96	3.49	-	50.58	19.48	17.64	47.97	9.26	24.03	26.54
000539.SZ	粤电力 A	291.39	5.55	-	-	21.80	12.31	-15.60	-17.10	13.37	23.67
000543.SZ	皖能电力	101.56	4.48	-	18.98	14.26	11.97	18.22	5.35	7.12	8.49

数据来源: 同业对比公司盈利预测来自 Wind 一致预测, 广发证券发展研究中心

五、风险提示

(一) 煤价持续上行风险

由于公司火电机组占比仍较高, 盈利水平受动力煤价格影响仍然较大。虽预计未来一段时间内, 随着煤炭行业下游需求的放缓和新增产能的增加, 我国煤炭市场供求整体形势将相对宽松, 煤炭价格将处于平稳态势, 但也不排除煤炭价格的再次大幅上涨挤压公司的盈利空间, 带来盈利水平波动的风险。

(二) 项目建设不及预期风险

十四五期间公司规划新增新能源装机11.60GW, 其中新增光伏装机8.15GW、陆上风电1.75GW、海上风电1.70GW, 到2025年末清洁能源装机占比超60%。若公司项目建设进度不及预期, 将对未来3年营收、业绩产生较大影响。

(三) 宏观经济波动大导致利用小时波动超预期

经济发展情况对全社会用电量影响较大, 从而影响电力公司需求, 若江浙沪等地区用电量需求不足则会影响公司火电利用小时数, 对未来营收、业绩产生较大影响。

资产负债表

单位: 百万元

至 12 月 31 日	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
流动资产	18,253	25,440	21,785	22,340	19,888
货币资金	5,800	5,889	5,039	4,035	3,327
应收及预付	9,828	15,402	12,997	14,284	12,643
存货	338	1,296	822	967	857
其他流动资产	2,286	2,853	2,927	3,054	3,060
非流动资产	110,830	131,269	144,893	158,073	170,816
长期股权投资	14,461	15,130	15,630	16,230	16,930
固定资产	65,531	81,922	96,101	108,859	120,491
在建工程	19,292	19,398	17,639	16,583	15,950
无形资产	3,082	4,470	5,328	6,359	7,557
其他长期资产	8,464	10,349	10,195	10,042	9,888
资产总计	129,082	156,709	166,678	180,412	190,704
流动负债	43,873	53,737	56,194	56,772	55,391
短期借款	13,855	17,237	18,237	18,737	16,737
应付及预收	6,141	11,846	12,706	12,650	13,238
其他流动负债	23,878	24,654	25,251	25,385	25,416
非流动负债	50,506	65,164	70,164	80,164	88,164
长期借款	38,988	47,950	52,950	62,950	70,950
应付债券	0	0	0	0	0
其他非流动负债	11,518	17,214	17,214	17,214	17,214
负债合计	94,379	118,901	126,358	136,936	143,555
股本	2,617	2,617	2,817	2,817	2,817
资本公积	6,294	6,627	7,658	7,658	7,658
留存收益	7,820	5,501	5,993	7,206	8,616
归属母公司股东权益	19,634	17,633	19,357	20,569	21,980
少数股东权益	15,069	20,174	20,963	22,907	25,169
负债和股东权益	129,082	156,709	166,678	180,412	190,704

现金流量表

单位: 百万元

至 12 月 31 日	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
经营活动现金流	7,278	1,557	13,516	10,950	16,445
净利润	1,913	-1,681	1,493	3,676	4,277
折旧摊销	4,232	4,953	5,725	6,470	7,207
营运资金变动	-1,347	-5,246	4,044	-1,713	2,148
其它	2,481	3,531	2,254	2,516	2,814
投资活动现金流	-15,935	-14,787	-18,572	-18,778	-19,042
资本支出	-14,419	-11,530	-18,989	-19,183	-19,378
投资变动	-1,984	-2,976	-500	-600	-700
其他	468	-280	917	1,005	1,036
筹资活动现金流	7,985	13,368	4,206	6,823	1,889
银行借款	92,314	83,278	6,000	10,500	6,000
股权融资	4,440	6,334	1,231	0	0
其他	-88,769	-76,244	-3,024	-3,677	-4,111
现金净增加额	-701	19	-850	-1,004	-708
期初现金余额	6,383	5,682	5,701	4,852	3,847
期末现金余额	5,682	5,701	4,852	3,847	3,140

主要财务比率

至 12 月 31 日	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
成长能力					
营业收入增长	2.2%	26.5%	19.7%	9.7%	3.1%
营业利润增长	0.4%	-140.7%	-	146.7%	16.3%
归母净利润增长	-7.5%	-312.7%	-	146.3%	16.3%
获利能力					
毛利率	27.2%	15.0%	18.1%	23.8%	25.9%
净利率	7.9%	-5.5%	4.1%	9.1%	10.3%
ROE	4.5%	-10.7%	3.6%	8.4%	9.2%
ROIC	3.7%	3.4%	3.0%	4.2%	4.5%
偿债能力					
资产负债率	73.1%	75.9%	75.8%	75.9%	75.3%
净负债比率	272.0%	314.5%	313.4%	315.0%	304.5%
流动比率	0.42	0.47	0.39	0.39	0.36
速动比率	0.38	0.40	0.32	0.33	0.29
营运能力					
总资产周转率	0.19	0.20	0.22	0.22	0.22
应收账款周转率	2.55	2.21	3.12	3.09	3.62
存货周转率	71.64	23.63	44.63	41.58	48.35
每股指标 (元)					
每股收益	0.34	-0.72	0.25	0.61	0.72
每股经营现金流	2.78	0.59	4.80	3.89	5.84
每股净资产	7.50	6.74	6.87	7.30	7.80
估值比率					
P/E	20.93	-	40.08	16.28	13.99
P/B	0.95	1.90	1.46	1.37	1.28
EV/EBITDA	8.32	13.67	9.90	8.24	7.72

利润表

单位: 百万元

至 12 月 31 日	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
营业收入	24,218	30,631	36,675	40,215	41,449
营业成本	17,633	26,022	30,020	30,631	30,701
营业税金及附加	182	200	220	241	249
销售费用	1	1	1	1	1
管理费用	1,584	1,759	1,907	2,091	2,155
研发费用	148	186	183	201	207
财务费用	2,325	3,260	3,155	3,107	3,466
资产减值损失	-524	-598	-250	-250	-250
公允价值变动收益	-1	1	0	0	0
投资净收益	660	374	917	1,005	1,036
营业利润	2,498	-1,017	1,941	4,790	5,571
营业外收支	6	-80	10	15	20
利润总额	2,504	-1,098	1,951	4,805	5,591
所得税	591	584	459	1,129	1,314
净利润	1,913	-1,681	1,493	3,676	4,277
少数股东损益	1,022	212	789	1,944	2,262
归属母公司净利润	890	-1,893	703	1,732	2,015
EBITDA	8,919	7,417	10,391	13,873	15,687
EPS (元)	0.34	-0.72	0.25	0.61	0.72

广发证券环保及公用事业研究小组

- 郭 鹏：首席分析师，华中科技大学工学硕士。
- 许 洁：联席首席分析师，复旦大学金融硕士，华中科技大学经济学学士，2016 年加入广发证券发展研究中心。
- 姜 涛：资深分析师，武汉大学金融工程硕士，武汉大学经济学学士，2019 年加入广发证券发展研究中心。
- 陈 龙：高级研究员，新加坡管理大学应用金融学硕士，厦门大学生态学学士，2021 年加入广发证券发展研究中心。
- 荣 凌 琪：研究员，帝国理工学院金融科技硕士，同济大学金融学学士，2021 年加入广发证券发展研究中心。
- 许 子 怡：研究员，硕士，毕业于香港城市大学，2022 年加入广发证券发展研究中心。
- 陈 舒 心：研究员，新加坡国立大学硕士，2022 年加入广发证券发展研究中心。
- 郝 兆 升：研究员，复旦大学金融硕士，中央财经大学经济学学士，2022 年加入广发证券发展研究中心。

广发证券—行业投资评级说明

- 买入：预期未来 12 个月内，股价表现强于大盘 10%以上。
- 持有：预期未来 12 个月内，股价相对大盘的变动幅度介于-10%~+10%。
- 卖出：预期未来 12 个月内，股价表现弱于大盘 10%以上。

广发证券—公司投资评级说明

- 买入：预期未来 12 个月内，股价表现强于大盘 15%以上。
- 增持：预期未来 12 个月内，股价表现强于大盘 5%-15%。
- 持有：预期未来 12 个月内，股价相对大盘的变动幅度介于-5%~+5%。
- 卖出：预期未来 12 个月内，股价表现弱于大盘 5%以上。

联系我们

	广州市	深圳市	北京市	上海市	香港
地址	广州市天河区马场路 26 号广发证券大厦 35 楼	深圳市福田区益田路 6001 号太平金融大厦 31 层	北京市西城区月坛北 街 2 号月坛大厦 18 层	上海市浦东新区南泉 北路 429 号泰康保险 大厦 37 楼	香港德辅道中 189 号 李宝椿大厦 29 及 30 楼
邮政编码	510627	518026	100045	200120	-
客服邮箱	gfzqyf@gf.com.cn				

法律主体声明

本报告由广发证券股份有限公司或其关联机构制作，广发证券股份有限公司及其关联机构以下统称为“广发证券”。本报告的分销依据不同国家、地区的法律、法规和监管要求由广发证券于该国家或地区的具有相关合法合规经营资质的子公司/经营机构完成。

广发证券股份有限公司具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格，接受中国证监会监管，负责本报告于中国（港澳台地区除外）的分销。

广发证券（香港）经纪有限公司具备香港证监会批复的就证券提供意见（4 号牌照）的牌照，接受香港证监会监管，负责本报告于中国香港地区的分销。

本报告署名研究人员所持中国证券业协会注册分析师资质信息和香港证监会批复的牌照信息已于署名研究人员姓名处披露。

重要声明

广发证券股份有限公司及其关联机构可能与本报告中提及的公司寻求或正在建立业务关系，因此，投资者应当考虑广发证券股份有限公司及其关联机构因可能存在的潜在利益冲突而对本报告的独立性产生影响。投资者不应仅依据本报告内容作出任何投资决策。投资者应自主作出投资决策并自行承担投资风险，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者口头承诺均为无效。

本报告署名研究人员、联系人（以下均简称“研究人员”）针对本报告中相关公司或证券的研究分析内容，在此声明：（1）本报告的全部分析结论、研究观点均精确反映研究人员于本报告发出当日的关于相关公司或证券的所有个人观点，并不代表广发证券的立场；（2）研究人员的部分或全部的报酬无论在过去、现在还是将来均不会与本报告所述特定分析结论、研究观点具有直接或间接的联系。

研究人员制作本报告的报酬标准依据研究质量、客户评价、工作量等多种因素确定，其影响因素亦包括广发证券的整体经营收入，该等经营收入部分来源于广发证券的投资银行类业务。

本报告仅面向经广发证券授权使用的客户/特定合作机构发送，不对外公开发布，只有接收人才可以使用，且对于接收人而言具有保密义务。广发证券并不因相关人员通过其他途径收到或阅读本报告而视其为广发证券的客户。在特定国家或地区传播或者发布本报告可能违反当地法律，广发证券并未采取任何行动以允许于该等国家或地区传播或者分销本报告。

本报告所提及证券可能不被允许在某些国家或地区内出售。请注意，投资涉及风险，证券价格可能会波动，因此投资回报可能会有所变化，过去的业绩并不保证未来的表现。本报告的内容、观点或建议并未考虑任何个别客户的具体投资目标、财务状况和特殊需求，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的投资建议。本报告发送给某客户是基于该客户被认为有能力独立评估投资风险、独立行使投资决策并独立承担相应风险。

本报告所载资料的来源及观点的出处皆被广发证券认为可靠，但广发证券不对其准确性、完整性做出任何保证。报告内容仅供参考，报告中的信息或所表达观点不构成所涉证券买卖的出价或询价。广发证券不对因使用本报告的内容而引致的损失承担任何责任，除非法律法规有明确规定。客户不应以本报告取代其独立判断或仅根据本报告做出决策，如有需要，应先咨询专业意见。

广发证券可发出其它与本报告所载信息不一致及有不同结论的报告。本报告反映研究人员的不同观点、见解及分析方法，并不代表广发证券的立场。广发证券的销售人员、交易员或其他专业人士可能以书面或口头形式，向其客户或自营交易部门提供与本报告观点相反的市场评论或交易策略，广发证券的自营交易部门亦可能会有与本报告观点不一致，甚至相反的投资策略。报告所载资料、意见及推测仅反映研究人员于发出本报告当日的判断，可随时更改且无需另行通告。广发证券或其证券研究报告业务的相关董事、高级职员、分析师和员工可能拥有本报告所提及证券的权益。在阅读本报告时，收件人应了解相关的权益披露（若有）。

本研究报告可能包括和/或描述/呈列期货合约价格的事实历史信息（“信息”）。请注意此信息仅供用作组成我们的研究方法/分析中的部分论点/依据/证据，以支持我们对所述相关行业/公司的观点的结论。在任何情况下，它并不（明示或暗示）与香港证监会第5类受规管活动（就期货合约提供意见）有关联或构成此活动。

权益披露

(1) 广发证券（香港）跟本研究报告所述公司在过去12个月内并没有任何投资银行业务的关系。

版权声明

未经广发证券事先书面许可，任何机构或个人不得以任何形式翻版、复制、刊登、转载和引用，否则由此造成的一切不良后果及法律责任由私自翻版、复制、刊登、转载和引用者承担。