

火电业绩将迎拐点，估值仍具性价比

华泰研究

2022年11月10日 | 中国香港

首次覆盖

发电

投资评级(首评):

买入

目标价(港币):

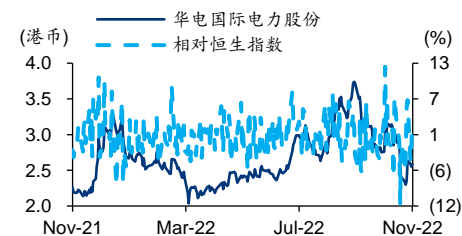
3.73

研究员	王玮嘉
SAC No. S0570517050002	wangweijia@htsc.com
SFC No. BEB090	+(86) 21 2897 2079
研究员	黄波
SAC No. S0570519090003	huangbo@htsc.com
SFC No. BQR122	+(86) 755 8249 3570
联系人	李雅琳
SAC No. S0570121040031	liyalin018092@htsc.com
SFC No. BTC420	+(86) 21 2897 2228
联系人	胡知
SAC No. S0570121120004	huzhi019072@htsc.com
	+(86) 21 2897 2228

基本数据

目标价(港币)	3.73
收盘价(港币 截至11月9日)	2.58
市值(港币百万)	25,464
6个月平均日成交额(港币百万)	53.09
52周价格范围(港币)	2.22-3.85
BVPS(人民币)	4.05

股价走势图



资料来源: S&P

火电业绩将迎拐点，参股新能源快速发展，估值仍具性价比

截至 1H22, 公司控股装机 53.4GW, 其中火电装机占比超 95%; 我们预计公司 21/25 参股新能源权益装机近 8.5/23GW, 公司 22-24 年归母净利润 31/57/67 亿元。采用分部估值法, 我们预计 22 年公司参股新能源公司贡献投资收益 27 亿元, 公司水电/火电归母净资产为 74/266 亿元, 参考可比公司 2022E Wind 一致预期 PE/PB/PB 均值 14.7x/1.9x/0.7x, 给予公司参股新能源权益资产/水电/火电目标 PE/PB/PB 13x/1.5x/0.4x (新能源折价考虑公司拥有的为参股资产, 水电折价考虑与可比公司水电盈利能力有差距, 火电折价考虑可比公司拥有控股新能源资产), 公司参股新能源权益资产/水电/火电目标估值为 355/111/106 亿元。扣除永续债持有者权益 233.6 亿元, 公司目标市值 368 亿港元, 对应目标价 3.73 港元, “买入”。

火电扭亏还待 2023 年煤价下行，辅助服务长远价值值得挖掘

21 年公司因高煤价归母净亏损 33.4 亿元, A 股三季报显示公司火电前三季度仍亏损, 投资收益加持下实现归母净利 23 亿元。4Q22 我们判断煤价或仍处于高位, 公司火电扭亏还待 23 年煤价在煤炭供需宽松背景下下行。双碳背景下, 火电机组将逐步由发电主力转换为辅助服务提供者, 目前火电企业灵活性改造意愿不强主要系调峰补偿力度不足, 我们测算在公司拥有 41%火电装机的山东省, 不考虑现货市场, 假设生命周期 10 年, 300MW/600MW 机组在负荷率 40%和 30%时可获得较好收益。

可再生能源重新布局，参股新能源权益资产价值或被低估

由于集团战略调整, 21 年公司新能源发展由控股转变为参股。截至 21 年底, 公司持有集团旗下新能源平台 31.03%股权, 该平台装机体量 (27GW) 与三峡能源/龙源电力 (23/25GW) 相当, 我们预计其十四五末风光规模 75GW, 高于三峡/龙源的 49/52GW, 估值应至少与三峡/龙源并驾齐驱。我们预计公司参股新能源平台 22-24 年将为公司贡献投资收益 27/31/34 亿元 (暂假设公司持股比例不变), 占公司 22-24 年归母净利润的 87/55/51%, 22 年公司新能源权益目标市值 386 亿港元, 较公司当前市值高出 52%。发展空间大且盈利有保障的抽蓄有助于长期价值提升。

目标价 3.73 港元，首次覆盖给予“买入”评级

我们预计公司 22-24 年归母净利润 31/57/67 亿元, 采用分部估值得到公司目标市值 368 亿港元, 对应目标价 3.73 港元, “买入”评级。

风险提示: 长协煤履约不及预期, 煤电电价上涨不及预期, 参股新能源平台的股权比例被稀释风险, 参股新能源平台发展不及预期。

经营预测指标与估值

会计年度	2020	2021	2022E	2023E	2024E
营业收入(人民币百万)	89,382	100,984	107,303	112,305	113,786
+/-%	(2.58)	12.98	6.26	4.66	1.32
归属母公司净利润(人民币百万)	4,167	(3,342)	3,125	5,676	6,744
+/-%	23.08	(180.21)	193.49	81.66	18.81
EPS(人民币, 最新摊薄)	0.42	(0.34)	0.32	0.58	0.68
ROE(%)	5.70	(5.25)	4.97	8.48	9.50
PE(倍)	5.62	(7.01)	7.50	4.13	3.47
PB(倍)	0.32	0.38	0.37	0.35	0.33
EV EBITDA(倍)	9.72	69.31	12.91	10.40	9.47

资料来源: 公司公告、华泰研究预测

正文目录

投资概要	3
区别于市场的观点.....	3
新能源重大资产重组，主营业务专注传统能源发展	4
华电国际：华电集团旗下装机规模最大的 A+H 电力上市公司.....	4
集团内部资产重组，公司新能源发展模式从控股转变为参股.....	5
火电龙头之一，在逆境中砥砺前行.....	5
市场表现复盘，估值有望重塑.....	7
火电盈利有望改善，灵活性改造行稳致远	9
亏损或已见底，23 年火电业绩有望迎来扭亏.....	9
煤电灵活性改造空间大，辅助服务收益有待挖掘.....	11
山东火电调峰补偿上涨，华电国际面临较大机遇.....	15
南方区域提升煤电调峰补偿，仍旧力度不足.....	16
可再生能源重新布局，参股新能源权益资产价值未充分体现	18
抽水蓄能为公司重要新发展方向，落实开发项目容量可观.....	18
参股新能源权益项目增长可期.....	20
参股新能源权益资产可对标绿电龙头，1-9M22 公司整体已扭亏	22
2022/2023/2024 年营收有望同比增长 6.3%/4.7%/1.3%.....	22
预计 2022/2023/2024 年营业成本将同比-6.3%/+1.1%/持平.....	24
预计 2022/2023/2024 年归母净利润转盈利/同比+81.7%/+18.8%.....	25
火电业绩改善+参股新能源快速发展，市场价值仍有修复空间.....	25
风险提示.....	27

投资概要

火电扭亏还待 2023 年煤价下行，挖掘公司煤电灵活性改造带来新增盈利潜力。A 股三季报数据显示 1-9M22 公司火电板块整体仍处于亏损状态，我们判断 4Q22 在水电或因来水偏枯而发电减少、产地局部疫情及安全事故带来煤炭供给扰动、传统冬季取暖强支撑下，动力煤价格或仍将处于较高水平，公司火电业绩环比改善挑战较大，因此 2022 年火电或较难完成扭亏。2023 年动力煤价格或在煤炭供需格局偏松的背景下下行，根据华泰煤炭于 2022 年 10 月 14 日发布的《2023：行业强 α 与宏观弱 β 的较量》：北港 5500 卡动力煤均价有望从 2022 年的 1250 元/吨下移至 2023 年的 950 元/吨。我们认为 2023 年煤价下行或带动公司火电扭亏。双碳背景下，火电机组将逐步由发电主力转换为辅助服务提供者，目前火电企业灵活性改造意愿不强主要系调峰补偿力度不足。目前公司灵活性改造水平也不高，若不考虑现货市场，我们测算在公司拥有 41%火电装机的山东省，300MW 机组负荷率 50%/40%/30%分别可获年度调峰补贴收入 319/1274/2230 万元/年，600MW 机组负荷率 50%/40%/30%分别可获年度调峰补贴收入 637/2549/4460 万元/年。

参股新能源平台有望成为新能源行业领军者，参股新能源权益资产价值或被显著低估。公司持股集团旗下新能源唯一发展平台 31.03%股权，截至 2021 年底该平台新能源装机约 27GW，我们预计其十四五末新能源装机有望增加至 75GW，测算其十四五期间营收/归母净利润 CAGR 均达到 24%。22-25 年，参股新能源平台预计为公司贡献投资收益 27/31/34/37 亿元（暂假设公司持有该平台股权比例未来保持不变）。公司参股新能源平台规模与三峡能源和龙源电力相当，估值可比性较高，2022E 其可比公司 Wind 一致预期 PE 为 14.7x，该新能源平台预计 22-25 年新能源装机增量（48GW）高于三峡能源（26GW）和龙源电力（28GW），考虑公司拥有的为参股新能源权益资产，给予公司参股新能源权益资产 13x 22E PE，公司仅参股新能源权益资产目标市值为 386 亿港元，较公司 2022 年 11 月 9 日市值 255 亿港元高出 52%。

盈利较有保障的抽蓄将提升公司远期价值。公司已有 4 个抽水蓄能项目进入可研阶段，分别位于浙江、湖北、湖南和广东，装机容量合计约 300 万千瓦。列入十四五和十五五项目储备和项目规划的抽水蓄能项目，公司落实开发权的有约 1002 万千瓦。按照我们对抽水蓄能电站盈利测算模型，40 年运营期抽蓄电站平均单位净利润约为 0.18 元/W，待公司规划容量 1002 万千瓦（假设均为控股装机）全部投产，每年或将贡献净利润 18 亿元。基于公司目前可研抽蓄项目所在四个省份 0.4143-0.453 元/千瓦时的基准电价，1700-2000 的利用小时情景下，我们测算抽蓄电站的资本金整体 IRR 可高达 11.6%-13.3%。

区别于市场的观点

市场对公司煤电灵活性改造带来新增盈利潜力认知不足。市场对煤电灵活性改造盈利仍处于悲观状态。我们认为十三五期间煤电灵活性改造规模不及预期较大程度上是由于我国各省份辅助服务补偿机制不够完善。但十四五以来，我国多个省份辅助服务补偿水平已上调，目前东北三省、山东等地调峰补偿已处于较高水平。我们以公司拥有 41%火电装机的山东省为例进行了模拟测算，不考虑现货市场，虽然火电参与深度调峰一方面需要带来灵活性改造的固定成本，另一方面调峰过程中低负荷运行会增加燃煤、运维、耗油等变动成本，但我们测算得到 300MW 机组在负荷率 40%和 30%时的灵活性改造成本回收期为 5.79 和 9.88 年，600MW 机组在负荷率 40%和 30%时的灵活性改造成本回收期为 4.59 和 7.7 年，低于生命周期假设 10 年，说明调峰收益已达到不错水平。公司目前灵活性改造水平较低且山东省调峰补偿机制相对较优，辅助服务收益挖掘空间较大。

市场对公司参股新能源权益资产估值不够充分。在公司将新能源资产注入集团下唯一新能源发展和整合平台后，市场普遍将公司作为纯火电公司进行估值。公司参股新能源平台在十四五期间将迎来快速发展，即使公司是参股，但仍能够获得丰厚投资收益。因此我们认为市场应该考虑其参股新能源权益资产估值，我们预计 22 年该部分合理估值为 386 亿港元，已高于公司当前市值。

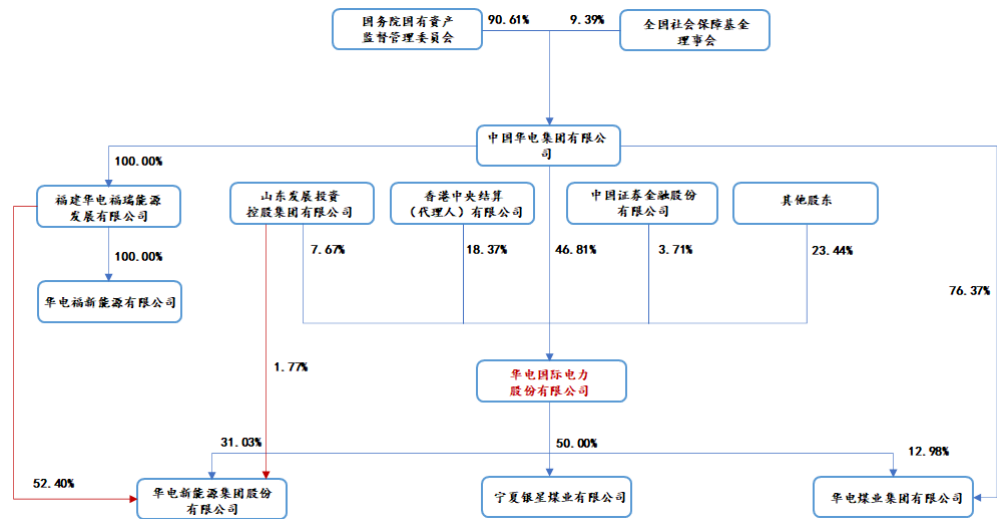
新能源重大资产重组，主营业务专注传统能源发展

华电集团新能源发展战略调整，公司通过资产注入及现金出资方式持有集团旗下新确立新能源发展平台 31.03% 股权（截至 2022 年 6 月底）。公司的新能源发展模式由控股转换为参股，暂时专注于传统能源开发，截至 2022 年 6 月底，公司控股火电及水电装机容量 5341.3 万千瓦，仍系华电集团旗下装机规模最大的全国型 A+H 电力上市公司。2017-2020 年，公司经营业绩稳步提升，2021 年公司因煤价大幅上涨产生归母净亏损 33.4 亿元，1H22 火电板块虽仍处于亏损状态，但总归母净利在投资收益加持下已实现 15.8 亿元。

华电国际：华电集团旗下装机规模最大的 A+H 电力上市公司

公司控股股东为华电集团，参股多家优质新能源/煤矿公司。华电国际于 1994 年 6 月 28 日在山东省济南市注册成立，主要业务为建设、经营发电厂和其它与发电相关的产业，并先后于 1999 年 6 月和 2005 年 1 月在香港联交所和上交所挂牌上市。公司控股股东为中国华电集团有限公司。截至 2022 年 9 月底，华电集团合计持有公司 46.81% 股权。同时，公司持有数家公司股权，涉及新能源、煤炭行业，对公司发展具有战略意义。2021 年，公司持股煤矿公司/新能源公司为公司带来投资收益约 19/7 亿元。1H22, 公司参股煤矿及新能源平台分别为公司贡献投资收益 11.78/15.89 亿元。

图表1：华电国际股权结构图（截至 2022 年 9 月 30 日）



注：华电福瑞为华电集团为华电福新港股私有化阶段设立的载体
资料来源：Wind、华泰研究

公司系华电集团旗下发电装机容量最大的电力上市公司。截至 2022 年 6 月底，华电国际合计控股装机容量 5341.3 万千瓦（燃煤/燃气/水电 4236/858.9/245.9 万千瓦），远高于集团旗下其他上市公司，亦是集团旗下唯一一家 A+H 上市电力平台。华电能源的电厂分布在黑龙江省主要中心城市，全部为火力发电厂；黔源电力主营业务为水电，装机集中在贵州省；金山股份为综合能源企业，但整体装机规模不大，主要分布在辽宁省；华电福新于 2020 年 9 月 29 日退市，其新能源资产目前重新整合在公司参股的新能源平台。

图表2：截至 2022 年 6 月底华电集团旗下主要电力公司分电源装机情况（万千瓦）

	华电国际	福新发展 (2021 年底)	华电能源	黔源电力	金山股份
火电	5094.91	-	648.70	-	520.00
水电	245.90	-	-	323.35	-
风电	-	2060.00	-	-	46.93
光伏	4.84	690.00	-	75.00	0.95
合计	5345.65	2750.00	648.70	398.35	567.88

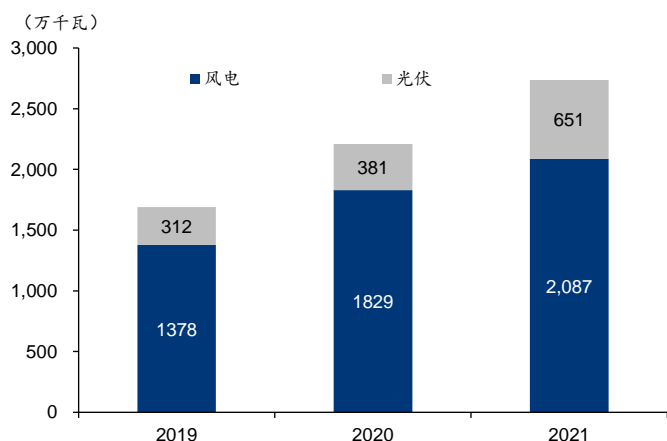
注：1) 国电南自经营业务不涉及发电装机，故未列入上表；2) 华电国际光伏装机为自用光伏，不统计在总控股装机中
资料来源：各公司公告、华泰研究

集团内部资产重组，公司新能源发展模式从控股转变为参股

通过资产注入和现金出资的方式，公司参股集团旗下新能源发展平台。2021年5月24日，公司向集团旗下新能源发展平台转让公司新能源资产（对价：212.37亿元），认购该平台的新增注册资本58.97亿元，交易完成后公司持有该平台37.19%股权。重大资产重组后，公司还陆续出售了新能源相关资产给参股的新能源平台。2021年12月7日，该新能源平台于北交所引入战略投资，增资完成后，华电国际持有其股权比例被稀释至31.03%。

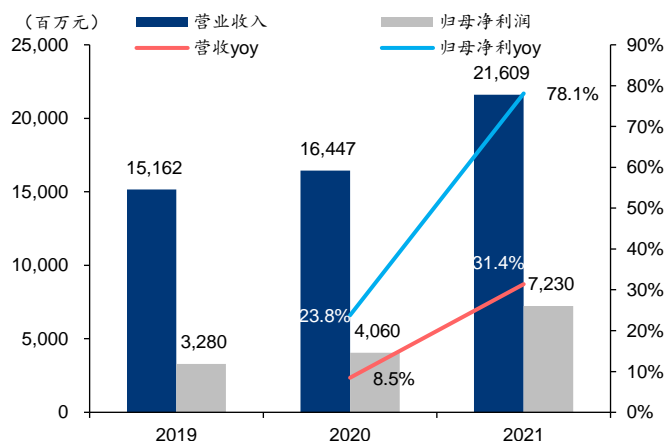
获得新能源资产注入后，参股新能源平台收入与归母净利润均大幅提升。华电集团新能源发展战略调整后，陆续将旗下新能源资产整合至公司参股的新能源平台。截至2021年底，该平台拥有风电装机2087万千瓦，光伏装机651万千瓦，共计2737万千瓦。

图表3：2019-2021年公司参股新能源平台分电源装机情况



资料来源：公司公告、参股新能源平台招股说明书、华泰研究预测

图表4：2019-2021年公司参股新能源平台营业收入与归母净利润

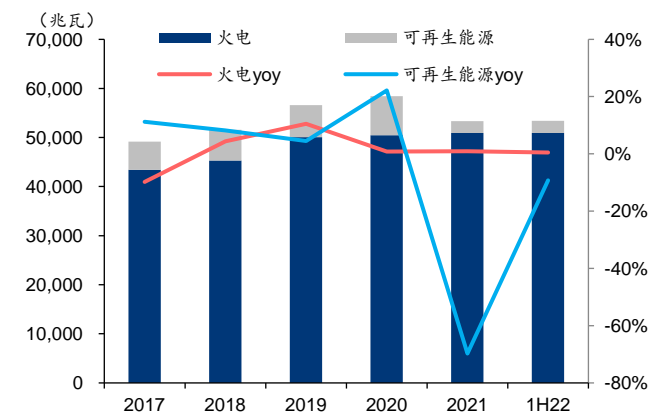


资料来源：公司公告、参股新能源平台招股说明书、华泰研究

火电龙头之一，在逆境中砥砺前行

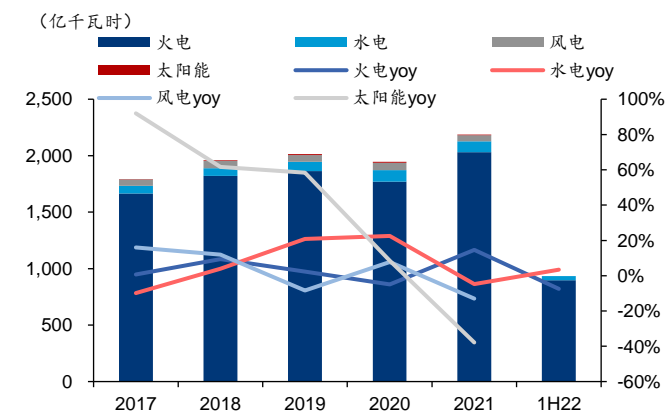
公司火电装机基本保持稳定，可再生能源重新布局。2017-2021年，公司火电控股装机容量新增2810.05兆瓦，CAGR仅为1.14%；火电售电量CAGR为4.19%。截至1H22，公司火电装机50949.05兆瓦，90%以上是300兆瓦及以上的大容量、高效率、环境友好型机组，其中600兆瓦及以上的装机比例约占60%，远高于全国平均水平。因公司将大量新能源资产注入/出售给集团旗下唯一新能源发展和整合平台，故2021年公司可再生能源控股装机容量及售电量大幅下降。1H22，公司火电售电量因疫情及全国水电发电量高增影响而同比下滑7.5%。

图表5：2017年-1H22公司分电源装机情况



注：1) 火电包含燃煤和燃气；2) 可再生能源包含水电、风电、光伏
资料来源：公司公告、华泰研究

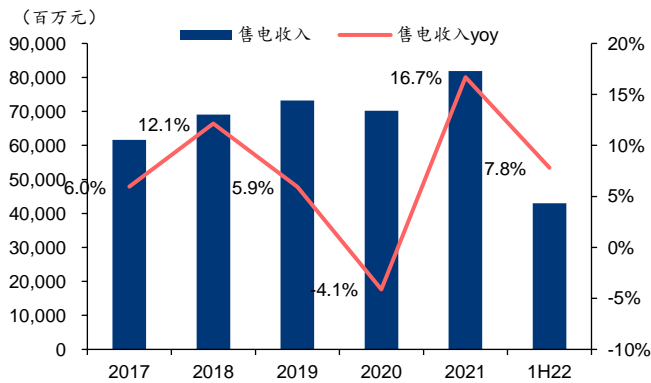
图表6：2017年-1H22公司分电源售电量情况



资料来源：公司公告、华泰研究

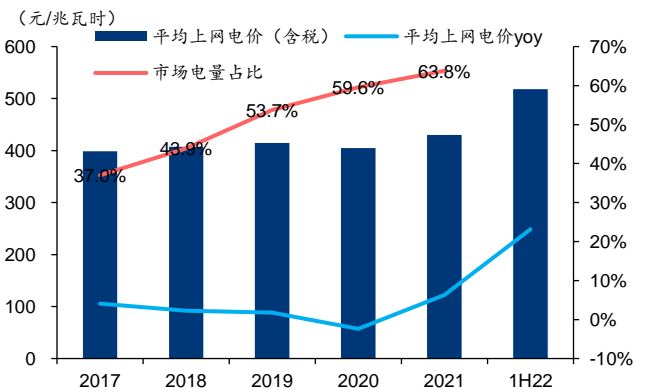
除 2020 年小幅下降，2017-2021 年公司售电收入整体呈直线上涨。2017-2021 年公司售电收入整体稳定增长，CAGR 为 7.1%。2020 年，公司售电收入同比下降 4.1%，主要系该年售电量/平均上网电价同比下降 3.4%/2.4%。2021 年，由于全社会用电量上涨及煤价大幅上升，公司售电量及电价均同比增长，带动公司 2021 年售电收入同比大幅增长 16.7% 至 819 亿元。2021 年公司市场化交易电量占比为 63.80%，同比提升 4.2 个百分点，但 2021 年下半年电价市场化改革以来市场化电价较基准电价的普遍上浮仍促使公司平均上网电价同比增长 6.3%。1H22，公司平均上网电价进一步提升至 518.05 元/兆瓦时，带动公司售电收入同比增长 7.8%。

图表7：2017 年-1H22 公司电力收入情况



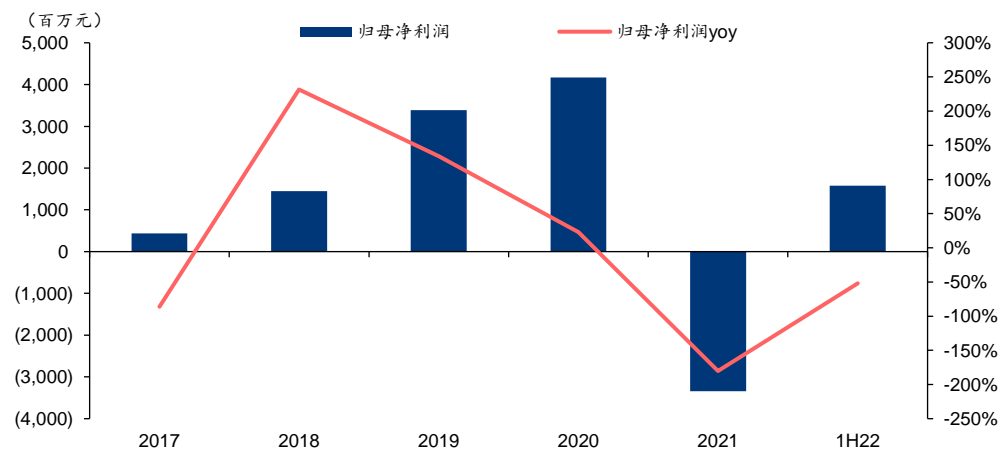
资料来源：公司公告、华泰研究

图表8：2017 年-1H22 公司平均上网电价（含税）及市场化比例



资料来源：公司公告、华泰研究

图表9：2017 年-1H22 公司归母净利润情况

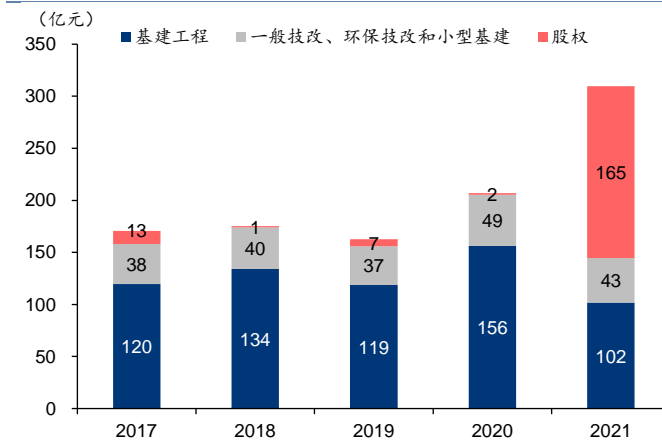


资料来源：公司公告、华泰研究

2017/2021 年公司归母净利润大幅下降主要系燃煤成本大幅增长，1H22 归母净利已转正。2017 年公司归母净利润同比大幅下降 86%，主要系当年燃料费用、煤炭销售成本大幅增加；2021 年公司归母净利润-33.4 亿元，主要系煤炭价格大幅上涨导致公司燃料费用同比增长 79.9%。截至 2021 年底，公司火电装机容量为 5094.9 万千瓦，占公司总装机容量 95.49%，因此燃料费用对公司盈利影响较大。1H22，公司归母净利润已转正，为 15.8 亿元，主要得益于投资收益贡献 28.9 亿元。

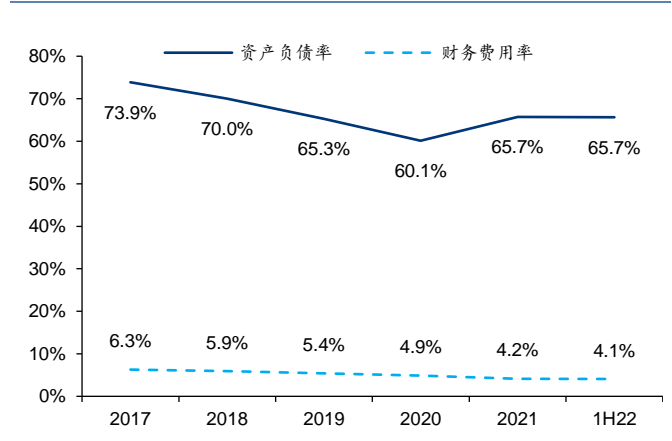
公司资本开支大幅增加，但资产负债率整体下降。2017-2021 年公司资本支出 CAGR 高达 16.09%，资产负债率却从 2017 年的 73.9% 下降至 2021 年的 65.7%，财务费用率也呈现持续降低趋势。1H22，公司资产负债率较 2021 年底保持平稳，财务费用率较 2021 年底进一步下降至 4.1%。2021 年公司总资本支出 309.75 亿元，同比增长 49.67%，主要来源于股权投资的增长。2021 年公司股权投资 165.3 亿元，主要系用于对参股新能源平台的增资扩股。2022 年公司安排资本开支预计约 170 亿元。

图表10: 2017-2021年公司分部资本支出



注: 以上数据来源于公司年报, 与华泰模型历史数据口径存在差异
资料来源: 公司公告、华泰研究

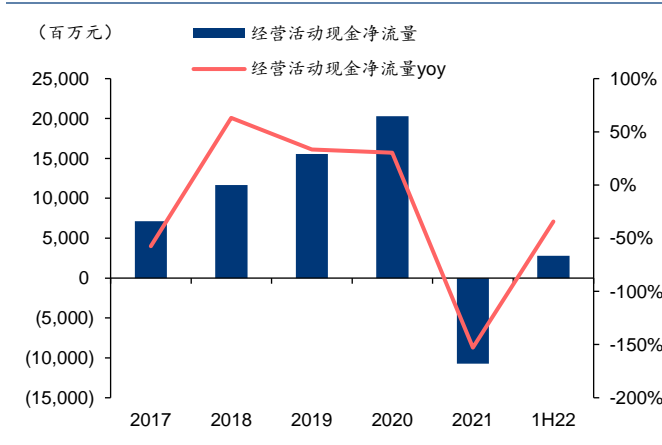
图表11: 2017年-1H22公司资产负债率及财务费用率



资料来源: Wind、华泰研究

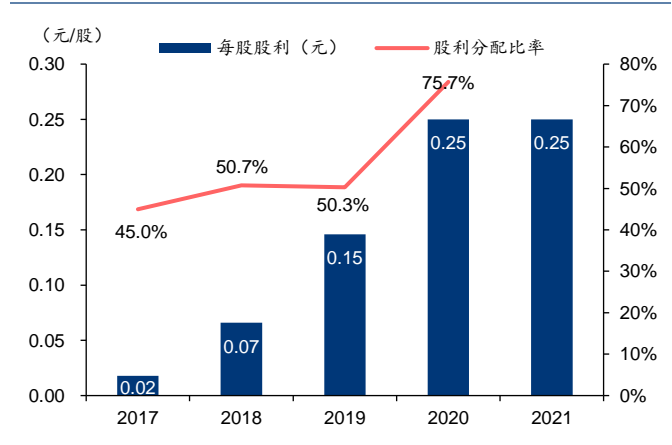
2018-2021年, 公司经营现金流同比增速波动较大, 每股股利持续上升。2017年, 公司经营业绩欠佳, 经营现金流和每股股利均同比大幅下降, 之后三年逐渐恢复提升。2021年公司经营现金流-107.2亿元, 较2020年的202.86亿元同比下降152.8%, 主要系电煤价格大幅上涨给公司带来大额亏损。但公司2021年仍派发每股股利0.25元, 与2020年一致。1H22, 公司经营现金净流量已经较2021年由负转正。

图表12: 2017年-1H22公司经营现金净流量



资料来源: Wind、华泰研究

图表13: 2017-2021年公司每股股利及分红比率



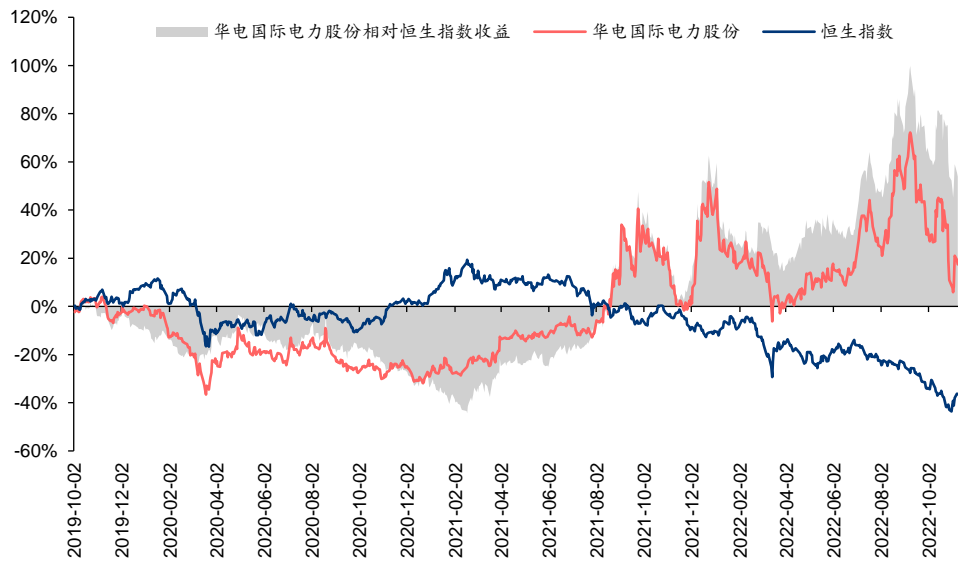
资料来源: 公司公告、华泰研究

市场表现复盘, 估值有望重塑

复盘公司相对恒生指数收益, 估值有望重塑。我们采用相对收益观察2019年10月电价改革后的公司收益。2019年10月至2020年12月31日, 秦皇岛动力煤价平均市场价较低, 仅为573元/吨, 但受疫情影响, 2020年需求偏弱, 公司市场表现总体较为低迷。2021年8-9月, 公司股价大涨, 相对收益可观, 我们判断该轮上涨主要系2021年习主席提出双碳目标后纯新能源公司最先开始上涨, 当绿电股估值相对较贵时, 投资者开始关注估值严重被低估的转型新能源的火电公司。受煤价高企影响, 火电企业面临大额亏损, 投资者给予涨价电价预期, 认为电价上涨能够为火电公司带来较大业绩弹性, 但2022年10月8日国常会发布市场化电价上涨幅度放宽至20%, 高耗能行业电价不受该限制的通知后, 火电股开始大幅下挫, 我们判断系投资者前期对电价上涨预期过高导致政策落地不及预期。

2021 年 11 月底，公司 PB 估值再次回到相对较低位置，而后江苏省/广东省陆续公布各自省份 2022 年电力市场年度交易结果，煤电及可再生能源市场化电价均获得大比例上浮，绿电也首次被纳入市场化年度交易，加强了投资者对电力市场化交易的信心，同时煤价快速下跌，公司在此期间股价不断上涨。2022 年开年后，由于政策利好消息偏少及估值已偏高，电力公司股价开始回调，同时火电公司 2021 年业绩预亏公告频发抑制投资热情，公司估值再次回到布局窗口。2022 年 4 月，公司年报发布，2021 年亏损落地，随着国家发改委煤价管控政策的不断出台及趋严，投资者对 2022 年火电业绩扭亏的期待带动公司股价上涨；2022 年 7 月初，公司参股新能源平台于上海证券交易所提交 IPO 募集说明书促使投资者更加关注到公司参股新能源平台的价值，同时来水偏枯带来的局部区域缺电问题凸显火电资产重要性，公司股价大幅上涨。2022 年 10 月，公司 A 股季报发布，入炉煤价下降及火电盈利改善不及市场预期，且市场对四季度煤价下降并不乐观，公司股价出现回调。

图表14：公司收益率走势图（2019 年 10 月-2022 年 11 月）



资料来源：Wind, Bloomberg, 华泰研究

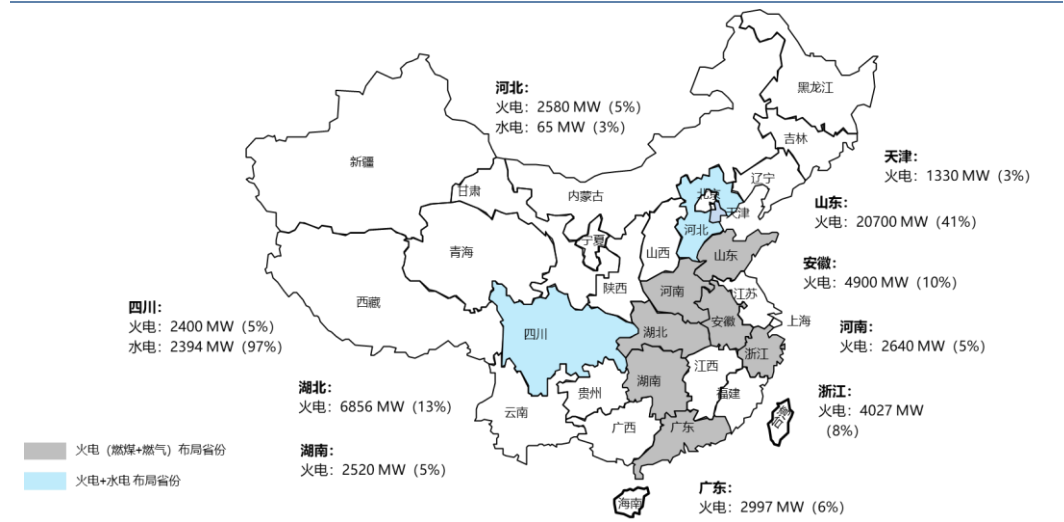
火电盈利有望改善，灵活性改造行稳致远

截至 1H22，公司火电装机占比超 95%。相较可比公司，公司供电煤耗具有明显优势，单位燃料成本由于火电中燃气机组占比高于可比公司而略偏高。2021 年煤价高涨导致公司产生大额亏损，A 股季报数据显示 1-9M22 公司火电板块仍处于亏损状态，4Q22 火电业绩在高煤价影响下或较难环比改善，火电板块扭亏可能需待 2023 年煤价下行。火电机组参与调峰会随着新型电力系统建设进程不断增加，因此对煤电灵活性改造要求越来越高，我们认为我国目前灵活性调节能力较低的原因或为没有良好的辅助服务补偿机制，煤电厂改造意愿不足。在我们的模拟测算情景下，山东省在 2021 年上调调峰补偿后，不考虑现货市场，假设生命周期 10 年，300MW/600MW 机组在负荷率 40%和 30%时可获得较好收益，南方地区调峰补偿机制仍有提升空间。公司 41%火电装机在山东，灵活性改造带来收益增加潜力有较大挖掘空间。

亏损或已见底，23 年火电业绩有望迎来扭亏

公司火电装机分布于全国十个省份。截至 2022 年 6 月底，公司火电装机占比超 95%，分布在全国十个省份，其中 41%/6%的火电装机位于全国用电大省山东/广东。2020 年和 2021 年，山东和广东的全社会用电量一直稳居全国前二。公司水电装机则主要集中在四川省，河北省水电装机仅占公司水电总装机的 3%。

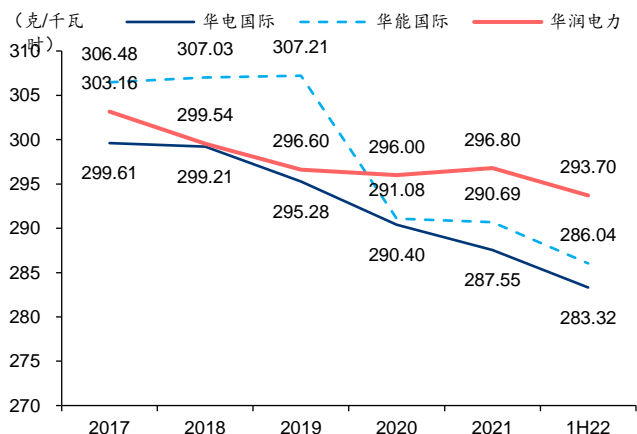
图表15：华电国际装机容量分布图（截至 2022 年 6 月底）



注：1) 水电比例=各省水电装机容量/公司水电装机总容量，火电比例=各省火电装机容量/公司火电装机总容量；2) 公司控股装机中还有 7.99MW 自用光伏，不在上图展示
资料来源：公司公告、华泰研究

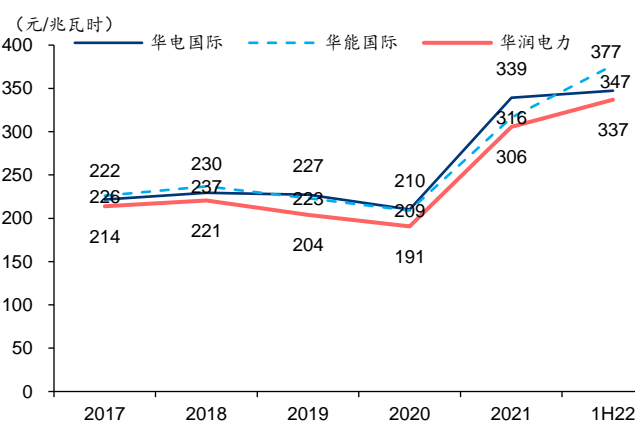
公司火电机组供电煤耗较可比公司更低，但单位燃料成本高于可比公司。2017 年-1H22，公司供电煤耗呈现逐年下降趋势，且一直低于可比公司华能国际及华润电力。1H22，公司供电煤耗为 283.32g/kWh，较华能国际和华润电力分别低 2.72g/kWh 和 10.38g/kWh，且公司 95 台燃煤机组已全部达到超低排放要求。单位燃料成本层面，由于各公司将燃煤和燃气统一核算，而截至 1H22 公司燃气机组（燃气机组单位燃料成本显著高于燃煤）占火电装机的比例接近 17%，显著高于华能国际（12%）和华润电力（1%），故公司单位燃料成本高于可比公司。

图表16: 2017年-1H22火电龙头公司供电煤耗对比



资料来源: 各公司公告、华泰研究

图表17: 2017年-1H22火电龙头公司单位燃料成本对比

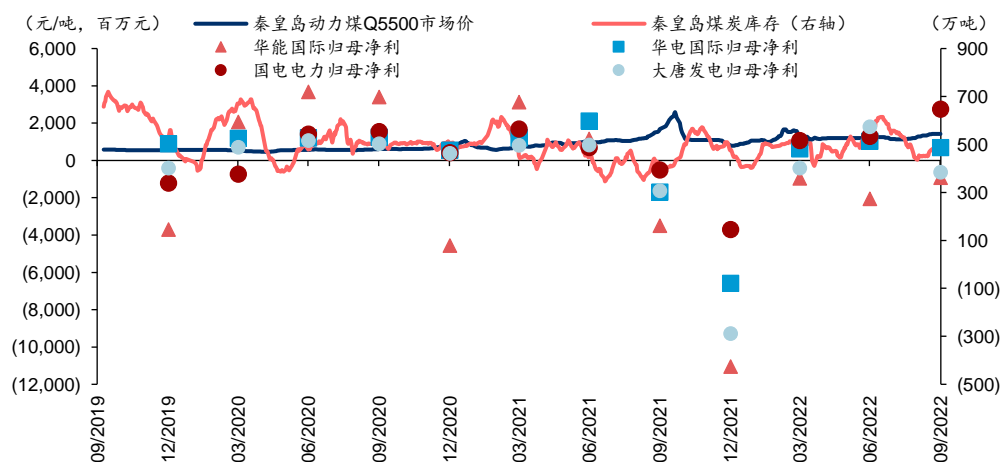


资料来源: 各公司公告、华泰研究

2021年煤价高涨导致公司火电业绩承压。2021年秦皇岛Q5500动力煤市场均价1028元/吨, 同比大幅增长78%。因而华电2021年单位燃料成本同比增长60%。3Q21火电企业开始亏损, 由于煤价长协价格上涨存在滞后性及高煤价库存等原因, 4Q21火电企业亏损环比进一步扩大, 且亏损程度与企业火电发电量基本成正比。

2022年, 煤电市场化电价大幅提升使得火电对煤价的承受能力更强, 但火电扭亏仍有难度。1H22, 秦皇岛动力末煤Q5500平仓均价为1180元/吨, 虽然2022年2月24日, 国家发改委发布的《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》(发改价格〔2022〕303号), 明确要求秦皇岛港下水煤(5500千卡)中长期交易价格较合理区间为570~770元/吨(含税), 自2022年5月1日起实施。5月1日后, 各发电企业煤炭长协并未100%在国家发改委规定的价格区间执行, 除煤炭长协执行率较高的国电外, 华能/华电/大唐火电板块一、二季度均处于亏损状态。3Q22, 秦皇岛动力末煤Q5500平仓均价1253元/吨, 较上半年均价上涨6.2%, 因此各火电企业入炉煤价下降及火电盈利改善有限。即使公司3Q22发电量同比增长21%带来除燃料外其他度电成本分摊下行, 但入炉标煤单价环比增长9.3元/吨至1165元/吨, 导致公司火电盈利改善有限, 但我们测算或基本接近盈亏平衡。从整体业绩看, 由于华电来自参股煤矿及新能源公司投资收益较为丰富, 2022年前三季度公司整体归母净利已转正(A股三季报口径)。

图表18: A股火电公司单季度归母净利与秦皇岛动力煤价/煤炭库存变化图



注: 1) 由于港股公司没有季报, 本图采用华电国际A股公司归母净利, 虽因会计准则与H股归母净利有略微差异, 趋势基本一致; 2) 由于2022年开始秦皇岛动力煤Q5500市场价未更新, 2022年1月1日后该指标采用秦皇岛动力末煤Q5500平仓价
资料来源: Wind、华泰研究

煤价高企倒逼市场化电价改革，燃煤上网电价 4Q21 以来上涨可观，1-9M22 持续位于高位。自 2021 年 10 月 8 日，国常会将市场交易电价上下浮动范围[-10%,+15%]调整为原则上不超过 20%，且高耗能行业不受上浮 20%限制，各省纷纷响应落实，近期市场化电价多数较基准电价顶格上浮，2022 年 3-5, 8-10 月，广东省月度双边协商交易电价较基准电价上浮程度均为 22.3%，甚至超过 20%上限。公司层面，1-9M22 华电国际实现平均上网电价 0.5166 元/千瓦时（含税），去年同期为 0.4171 元/千瓦时，同比增速达到 23.9%。

图表19：2021 年 12 月以来各省份市场化交易结果节选（元/千瓦时）

省份	市场化成交价格	基准电价	较基准电价浮动	交易类型
江苏	0.464-0.469	0.391	19%-20%	2022 年 1-10 月每月月度集中竞价
江苏				2022 年电力市场年度交易总结果（含双边和挂牌交易）
	0.467	0.391	19.40%	
广东	0.497	0.453	9.70%	2022 年电力市场年度交易总结果
广东	0.554	0.453	22.30%	2022 年 3-5/8-10 月每月月度双边协商交易
冀南	0.43725	0.3644	20.00%	2022 年年度电力直接交易
福建省	0.459	0.3932	16.70%	2022 年第一阶段（1-7 月）年度双边协商直接交易
辽宁	0.44891	0.3749	19.70%	2022 年 2 月月度集中竞价无约束交易
广西	0.491618	0.4207	16.90%	2022 年度电力市场化长协交易
湖南	0.508	0.45	12.90%	2022 年 1 月月度双边协商交易
湖南	0.539	0.45	19.80%	2021 年 12 月月度双边协商交易

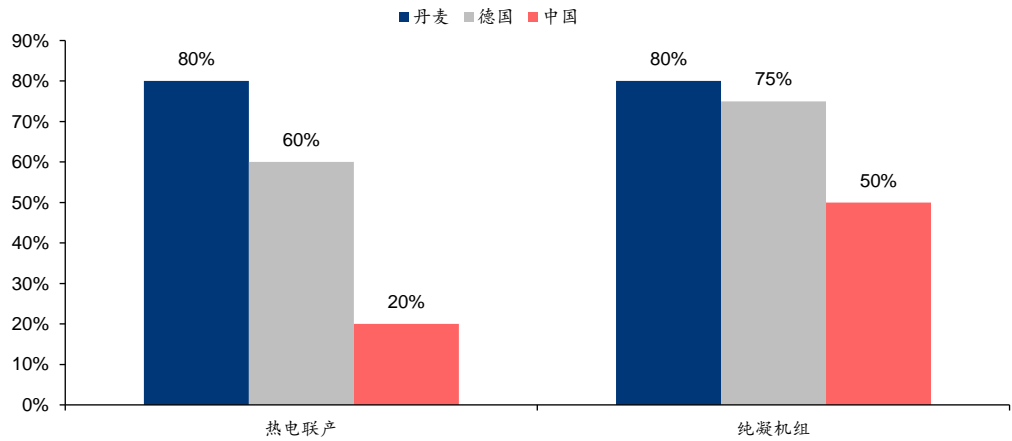
资料来源：各省电力交易中心、北极星电力网、华泰研究

4Q22 煤价或将继续保持强势，火电扭亏需待 2023 年煤价下行。根据华泰煤炭于 2022 年 10 月 14 日发布的《2023：行业强 α 与宏观弱 β 的较量》：中国煤炭行业 2023 年起供需将有一定幅度宽松化，尽管 4Q22 煤炭价格或将继续保持强势。北港 5500 卡动力煤均价有望从 2022 年的 1250 元/吨下移至 2023 年的 950 元/吨。9 月以来，5500 卡动力煤价格出现明显上涨，我们认为 4Q22 在水电或因来水偏枯而发电减少、产地局部疫情及安全事故带来煤炭供给扰动及传统冬季取暖强支撑下，动力煤价格或仍将处于较高水平，因此火电 4Q22 盈利环比改善希望较小，但 4Q22 的高煤价或对火电企业 2023 年年度电力市场化交易价格签订有利。2023 年煤价下行判断主要基于：1) 供给侧新增煤炭产能释放带来边际供给增量；2) 需求侧在海外经济衰退背景下或迎来下行。我们认为 2023 年煤电市场化交易电价或仍将处于较高水平，煤价下行或带动火电行业扭亏。

煤电灵活性改造空间大，辅助服务收益有待挖掘

我国火电机组调峰能力远低于世界领先水平，有较大提升空间。丹麦和德国是煤电灵活性改造较为领先国家。丹麦从 1995 年起开始大力发展煤电灵活性改造，目前处于世界领先水平，其火电机组以供热为主，供热期最低运行负荷可达 15%-20%。德国装备制造协会针对煤电灵活性改造制定了改造专项清单，其供热机组/纯凝机组最低运行负荷达到 40%/25%。相比于丹麦和德国，我国的火电机组最低运行负荷较高，调峰能力较弱，说明我国火电机组灵活性还有较大提升空间。据《火电机组灵活性改造形势及技术应用》（2018 年，作者：侯玉亭、李晓博、刘畅等）分析，经过灵活性改造，预计我国热机组最低运行负荷可达到 40%-50%，纯凝机组最低运行负荷可达到 30%-35%。

图表20：2018年各国火电机组调峰能力比较



资料来源：《火电机组灵活性改造形势及技术应用》（2018年，作者：侯玉亭、李晓博、刘畅等）、华泰研究

全国煤电灵活性改造进程缓慢，严重滞后于国家“十三五”目标。我国 2016 年开始煤电灵活性改造试点工作，并在《电力发展“十三五”规划》中提出了“三北”地区煤电灵活性改造 2.15 亿千瓦的目标。据国家电网《服务新能源发展报告 2021/2020》显示，截至 2020 年年底，“三北”地区实际只完成煤电灵活性改造 8241 万千瓦，仅为目标的 38%，其中内蒙古、山西、新疆、甘肃分别仅达到其目标的 2.1%、3.3%、2.4%和 4.1%；截至 2019 年底，煤电灵活性改造试点实际完成约 5340 万千瓦，仅达到规划目标的 31.4%。我们认为煤电灵活性改造落后的主要原因有：调峰辅助服务市场机制仍需要完善、灵活性改造对燃煤机组运行本身带来的负面影响、灵活性改造对煤电企业带来的低成本负担。

十四五国家对煤电灵活性改造提出新要求，火电调节能力挖掘潜力大。2021 年 11 月，国家发改委、能源局发布《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》，推动煤电行业“三改联动”：节能降耗改造、供热改造和灵活性改造。通知发布了“十四五”期间改造目标，其中煤电机组灵活性改造 2 亿千瓦、增加系统调节能力 3000-4000 万千瓦，煤电机组灵活制造规模 1.5 亿千瓦。2022 年 4 月 24 日，国家能源局提出：今年我国将大力推动煤电节能降碳改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”，改造升级煤电规模超过 2.2 亿千瓦。国家能源局统计，2021 年上半年辅助服务市场交易费用共 110.1 亿元，其中调峰、调频费用各占比 84.3%、15.3%，一定程度缓解了部分煤电企业经营压力。电力规划设计总院初步测算，“十四五”末期我国辅助服务年补偿资金规模将达到约 800 亿元，进一步释放火电机组的调节潜力。

东北、西北、华北、华东、华中等地区已建立区域和省级两级调峰辅助服务市场。据国家能源局统计，2019 年上半年，全国除西藏外 31 个省（区、市、地区）参与电力辅助服务补偿的发电企业共 4566 家，装机容量共 13.70 亿千瓦，补偿费用共 130.31 亿元，占上网电费总额的 1.47%。南方、东北和西北电力辅助服务补偿总额较高，分别为 46.35 亿、24.93 亿、24.20 亿；南方辅助服务补偿费用占上网电费总额比重最高，为 3.37%，华中最低，为 0.36%。

全国不同地区调峰补偿机制存在一定差异性。大部分地区调峰补偿标准按照负荷率进行分档；东北三省、新疆除负荷率档位外，还额外考虑火电机组类型以及是否处于供热期；江苏则按照时间跨度以及时段进行补偿，短期调峰补偿高于中长期，峰段高于谷段。华北区域（河北南网、京津唐、山西、蒙西和山东）的基准负荷率高达 70%，大部分地区基准负荷率为 50%左右。除南方区域（广东、广西、贵州、海南、云南）设定具体补偿标准，其他区域均设定报价范围。整体来看，东北三省、山东等地调峰补偿较高，贵州、甘肃等地调峰补偿较低。

图表21: 2019年上半年电力辅助服务补偿基本情况表

地域	省份	发电企业数量 (家)	装机容量 (万千瓦)	总补偿费用 (万元)	补偿费用占比 (%)					总补偿费用占上网 电费比重 (%)
					调频	调峰	备用	调压	其他	
华北	河北南网	43	2667	12619	78.67	15.12	0	5.16	1.05	0.55
	京津唐	324	9785	41780	51.27	46.82	0.75	0.9	0.26	0.66
	蒙西	47	3336	40588	99.28	0	0	0.72	0	1.91
	山东	196	6723	49087	16.72	80.86	0	2.41	0	0.88
	山西	313	7157	40580	40.54	56.14	0	3.24	0.08	1.08
	合计	923	29668	184653	52.15	45.46	0.17	2.07	0.15	0.92
东北	黑龙江	109	2472	59025	0	100	0	0	0	3.7
	吉林	130	2249	33435	0.76	99.24	0	0	0	0.95
	辽宁	129	3854	116402	0.15	96.58	3.27	0	0	4.7
	蒙东	103	2985	40421	0	100	0	0	0	2.5
	合计	471	11561	249283	0.17	98.3	1.53	0	0	2.71
西北	甘肃	329	4195	43192	26.22	55.5	8.24	10.04	0	2.1
	宁夏	255	3901	54353	36.1	20.84	28.53	14.51	0.02	4.25
	青海	300	2819	17717	25.52	14.42	24.69	35.37	0	2.53
	陕西	175	3692	60169	36.82	8.69	43.73	10.47	0.29	3.13
	新疆	521	5277	66588	25.66	27.2	33.37	13.61	0.16	4.63
	合计	1580	19883	242019	30.87	25.29	29.74	13.99	0.12	3.27
华东	安徽	49	3204	8594	47.52	1.74	35.91	13.15	1.68	0.29
	福建	120	4975	43350	13.37	70.16	12.52	3.82	0.12	1.17
	华东电网	22	2943	4720	54.13	1.47	27.95	11.25	5.21	0.19
	江苏	178	10609	24188	43.06	41.29	6.98	8.53	0.15	0.29
	上海	54	2372	4673	45.06	42.61	3.48	6.79	2.05	0.28
	浙江	54	5730	29820	47.08	19.65	7.69	24.98	0.6	0.68
	合计	477	29833	115345	33.81	42.02	12.12	11.4	0.66	0.49
华中	河南	63	5447	15638	0	50.36	44.7	4.94	0	0.49
	湖北	48	3576	3878	48.5	0.96	48.71	1.21	0.62	0.14
	湖南	38	2333	18817	24.61	62.9	10.87	1.62	0	1.16
	江西	30	2039	3849	78.2	8.05	2.5	11.25	0	0.22
	四川	386	5956	1374	76.43	0	1.66	12.31	9.61	0.05
	重庆	51	1834	4687	15.53	58.28	7.14	18.28	0.77	0.46
	合计	616	21184	48243	23.42	47.24	23.59	5.35	0.4	0.36
南方	广东	162	9521	361086	9.17	9.56	81.18	0.03	0.06	4.58
	广西	83	3429	41742	3.95	8.13	87.2	0.3	0.42	1.99
	贵州	80	4348	28209	28.57	1.72	67.94	1.58	0.19	1.19
	海南	16	576	5398	8.07	16.28	75.55	0.1	0	0.92
	云南	158	7032	27107	18.97	0.44	73.24	3.89	3.45	1.07
	合计	499	24906	463542	35.24	10.44	8.5	80.39	0.37	3.37
全国合计	4566	137035	1303085	20.73	38.44	36.38	4.23	0.22	1.47	

注: 绝大多数省份缺乏 1H19 之后的最新数据

资料来源: 国家能源局、华泰研究

图表22: 各地区现行火电机组调峰补偿政策(上)

地区	发布日期	档位	负荷率	调峰补偿(元/千瓦时)	地区	发布日期	档位	负荷率	调峰补偿(元/千瓦时)
河北南网	2019/9/27	第一档	70%-100%	0	蒙西	2021/5/25	第一档	70%-100%	0
京津唐		第二档	60%-70%	0-0.3			第二档	60%-70%	
山西		第三档	50%-60%	0-0.3			第三档	50%-60%	
		第四档	40%-50%	0-0.4			第四档	40%-50%	
		第五档	30%-40%	0-0.5			第五档	30%-40%	0-0.4
		第六档	20%-30%	0-0.5			第六档	20%-30%	
		第七档	10%-20%	0-0.5			第七档	10%-20%	
		第八档	0%-10%	0-0.5			第八档	0%-10%	
山东	2021/9/3	第一档	60%-70%	0-0.1	福建	2021/12/28	第一档	55%-60%	0-0.1
		第二档	50%-60%	0-0.1			第二档	50%-55%	0-0.2
		第三档	40%-50%	0-0.6			第三档	45%-50%	0-0.4
		第四档	30%-40%	0-0.6			第四档	40%-45%	0-0.5
		第五档	20%-30%	0-0.8			第五档	35%-40%	0-0.6
		第六档	10%-20%	0-0.8			第六档	20%-35%	0-1
		第七档	0%-10%	0-0.8					
甘肃	2021/5/6	第一档	40%-50%	0-0.2	安徽	2018/8/22	第一档	45%-50%	0-0.3
		第二档	35%-40%	0-0.3			第二档	40%-45%	0-0.4
		第三档	30%-35%	0-0.4			第三档	35%-40%	0-0.6
		第四档	20%-30%	0-0.6			第四档	30%-35%	0-0.8
		第五档	0-20%	0-0.8			第五档	0%-30%	0-1
湖北	2020/6/4	第一档	45%-50%	0-0.2	江西	2020/8/3	第一档	45%-50%	0-0.2
重庆	2019/4/28	第二档	40%-45%	0-0.3			第二档	40%-45%	0-0.3
		第三档	35%-40%	0-0.4			第三档	35%-40%	0-0.4
		第四档	30%-35%	0-0.5			第四档	30%-35%	0-0.5
		第五档	0%-30%	0-6			第五档	20%-30%	0-6
广东	2022/3/22	第一档	40%-50%	0.099	海南	2022/3/22	第一档	40%-50%	0.0744
		第二档	30%-40%	0.792			第二档	30%-40%	0.5952
		第三档	0%-30%	1.188			第三档	0%-30%	0.8928
广西	2022/3/22	第一档	40%-50%	0.0495	云南	2022/3/22	第一档	40%-50%	0.0828
		第二档	30%-40%	0.396			第二档	30%-40%	0.6624
		第三档	0%-30%	0.594			第三档	0%-30%	0.9936
贵州	2022/3/22	第一档	40%-50%	0.0297	河南	2019/8/17	第一档	40%-50%	0-0.3
		第二档	30%-40%	0.2376			第二档	30%-40%	0.3-0.5
		第三档	0%-30%	0.3564			第三档	0%-30%	0.5-0.7
宁夏	2021/5/6	第一档	40%-50%	0-0.3					
青海	2020/12/1	第二档	0%-40%	0.3-0.7					

资料来源: 国家能源局、华泰研究

图表23: 各地区现行火电机组调峰补偿政策(中)

地区	发布日期	类型	时段	调峰补偿(元/千瓦时)
江苏	2020/11/6	中长期	谷段	0-0.25
			平段	0-0.6
			峰段	0-0.9
		短期	大于等于4小时	0-1
			小于4小时	0-2

资料来源: 国家能源局、华泰研究

图表24：各地区现行火电机组调峰补偿政策（下）

地区	发布日期	时期	档位	火电厂类型	负荷率	调峰补偿（元/千瓦时）
黑龙江	2020/12/23	非供热期	第一档	纯凝火电机组	40%-50%	
吉林				热电机组	40%-48%	0-0.4
辽宁			第二档	全部火电机组	0%-40%	0.4-1
		供热期	第一档	纯凝火电机组	40%-48%	
				热电机组	40%-50%	0-0.4
			第二档	全部火电机组	0%-40%	0.4-1
新疆	2020/1/16	非供热期	第一档	纯凝火电机组	40%-50%	
				热电机组	40%-45%	0-0.22
			第二档	全部火电机组	0%-40%	0.22-0.7
		供热期	第一档	纯凝火电机组	40%-45%	
				热电机组	40%-50%	0-0.22
			第二档	全部火电机组	0%-40%	0.22-0.7

资料来源：国家能源局、华泰研究

山东火电调峰补偿上涨，华电国际面临较大机遇

图表25：火电机组深度调峰增加的供电成本测算

	300MW 亚临界机组			600MW 超临界机组		
	50%	40%	30%	50%	40%	30%
深度调峰负荷率	50%	40%	30%	50%	40%	30%
深度调峰频率（次/年）	100	100	100	100	100	100
深度调峰单次时长（小时/次）	6	6	6	6	6	6
合计营业成本增加（元/小时）	7274	11379	18310	11499	18265	28014
燃煤成本增加（元/小时）	3108	4213	4944	7333	9099	10648
主机寿命成本增加（元/小时）	166	166	166	166	166	166
维护成本增加（元/小时）	4000	7000	10000	4000	9000	14000
耗油成本增加（元/小时）	0	0	3200	0	0	3200
年度营业成本增加（万元/年）	436	683	1099	690	1096	1681
财务费用增加（万元/年）	-	74	221	-	147	441
合计年度成本增加（万元/年）	436	756	1319	690	1243	2122

注：1) 标煤单价按900元/吨进行测算，如果标煤单价上升，年度成本增加值预计会小幅增长，从而静态投资回收期变长；2) 在30%负荷时通常需投入1-2支油枪，耗油按0.4吨/小时进行测算；3) 假设灵活性改造投资自有资金30%，融资资金70%，融资年利率3.5%

资料来源：《火电机组深度调峰经济性分析》（2019年，作者：郭庆凤）、华泰研究预测

火电机组参与深度调峰增加燃煤、运维、耗油等营业成本。不同参数、形式的机组在实际运行中，负荷率对成本的影响有所不同，但整体变化趋势相同。参考《火电机组深度调峰经济性分析》中一台300MW亚临界机组和一台600MW超临界机组的测算数据，假设所有机组参与深度调峰的频次系100次，每次深度调峰时长为6小时，则300MW机组负荷率50%/40%/30%会分别增加年度营业成本436/683/1099万元/年，600MW机组负荷率50%/40%/30%会分别增加年度成本690/1096/1681万元/年。财务成本增加主要系假设灵活性改造的固定成本30%采用自有资金，70%由融资获得，融资年利率3.5%（参考公司最新发布的两期5年期中期票据的利率分别为3.39%/3.57%）。因此300MW和600MW机组负荷率50%/40%/30%会分别增加年度成本合计436/756/1319万元和690/1243/2122万元。同一台机组，负荷率越低，经济成本越大；同一负荷率，大机组经济成本更高。

完善辅助服务机制，山东能源监管办大幅提升直调公用火电机组调峰补偿。2021年9月3日，山东能源监管办发布《山东电力辅助服务市场运营规则(试行)(2021年修订版)(征求意见稿)》，提升了山东省火电机组调峰补偿上限。我们在所有调峰收入测算时不考虑现货交易。按补偿标准上限、年深度调峰时长600小时/年进行测算，300MW机组负荷率50%/40%/30%分别可获年度补贴收入319/1274/2230万元/年，600MW机组负荷率50%/40%/30%分别可获年度补贴收入637/2549/4460万元/年。同一台机组，深度调峰负荷率越低，调峰补贴收入越高；同一负荷率，大机组调峰补贴收入更高。

图表26: 山东火电机组深度调峰补贴收入测算

	300MW 亚临界机组			600MW 超临界机组		
	70%	70%	70%	70%	70%	70%
基准负荷率	70%	70%	70%	70%	70%	70%
深度调峰负荷率	50%	40%	30%	50%	40%	30%
补贴标准 (元/千瓦时, 不含税)						
第一档: 60%-70%	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
第二档: 50%-60%	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
第三档: 40%-50%	0	0.53	0.53	0	0.53	0.53
第四档: 30%-40%	0	0	0.53	0	0	0.53
补贴收入 (元/小时)	5,310	21,239	37,168	10,619	42,478	74,336
第一档: 60%-70%	2,655	2,655	2,655	5,310	5,310	5,310
第二档: 50%-60%	2,655	2,655	2,655	5,310	5,310	5,310
第三档: 40%-50%	0	15,929	15,929	0	31,858	31,858
第四档: 30%-40%	0	0	15,929	0	0	31,858
年度补贴收入 (万元/年)	319	1,274	2,230	637	2,549	4,460

注: 1) 实际补贴标准=含税补贴标准/(1+电价增值税), 电价增值税为 13%; 2) 每档补贴收入 (元/小时)=额定功率*(档位上限-档位下限)*该档位补贴标准; 3) 补贴收入 (元/小时)=每档补贴收入之和
资料来源: 山东能源监管办、华泰研究预测

经测算, 公司若对山东火电机组进行灵活性改造并提供调峰服务, 收益或较好。根据之前调峰成本和补贴收入测算结果, 可得出年度调峰利润。根据中电联数据, 煤电灵活性改造单位调峰容量成本约为 500-1500 元/千瓦。煤电灵活性改造成本相对于抽水蓄能、气电、储能电站等其他系统调节手段更低, 具有最高性价比。假设煤电机组原最低运行负荷率为 50%, 并且增强最低负荷率至 40%/30%的灵活性改造单位调峰容量成本分别为 1000/1500 元/千瓦, 可得出灵活性改造成本。考虑大多数煤电机组已经运行较长年份, 即使进行灵活性改造, 也并不能够增加机组寿命, 同时不考虑残值, 我们假设灵活性改造后煤电机组可使用年限为 10 年。经测算, 300MW 和 600MW 机组负荷率 40%、30%时静态投资回收期均小于报废年限 (假设 10 年), 故可获利; 负荷率为 50%时, 即使不产生灵活性改造成本, 由于调峰补助不足以覆盖调峰成本, 调峰将亏损。公司 41%的火电机组集中在山东省, 若进行灵活性改造, 将最低运行负荷降低至 40%甚至 30%, 调峰带来的辅助服务盈利或较好。

图表27: 山东煤电灵活性改造静态投资回收期测算

	300MW 亚临界机组			600MW 超临界机组		
	50%	40%	30%	50%	40%	30%
深度调峰负荷率	50%	40%	30%	50%	40%	30%
年度调峰利润 (万元/年)	-118	518	911	-53	1306	2338
煤电灵活性改造单位调峰容量成本 (元/千瓦)	-	1000	1500	-	1000	1500
灵活性改造成本 (万元)	-	3000	9000	-	6000	18000
静态投资回收期 (年)	-	5.79	9.88	-	4.59	7.70

注: 1) 因假设原最低运行负荷为 50%, 故深度调峰负荷 50%时不需灵活性改造; 2) 灵活性改造成本=煤电灵活性改造单位调峰容量成本*(原最低运行负荷率-改造后最低运行负荷率)*额定功率; 3) 静态投资回收期=灵活性改造成本/年度调峰利润
资料来源: 中国电力企业联合会、华泰研究预测

南方区域提升煤电调峰补偿, 仍旧力度不足

为进一步鼓励煤电机组灵活性改造, 南方能源监管局提升南方区域深度调峰补偿。2022 年 3 月 22 日, 南方能源监管局发布《南方区域新型储能并网运行及辅助服务管理实施细则 (征求意见稿)》, 提升广东、广西、云南、贵州、海南各省的煤电深度调峰补偿。以其中调峰补偿最高的广东为例, 第一档由 0.066 元/千瓦时提高至 0.099 元/千瓦时; 第二档由 0.132 元/千瓦时提高至 0.792 元/千瓦时; 新增第三档 1.188 元/千瓦时。根据广东新补偿标准, 按年深度调峰时长 600 小时/年进行测算, 300MW 机组负荷率 50%/40%/30%分别可获年度补贴收入 0/158/1419 万元/年, 600MW 机组负荷率 50%/40%/30%分别可获年度补贴收入 0/315/2839 万元/年, 远低于山东补贴收入。

图表28：广东煤电机组深度调峰补贴收入测算

	300MW 亚临界机组			600MW 超临界机组		
	50%	40%	30%	50%	40%	30%
基准负荷率	50%	50%	50%	50%	50%	50%
深度调峰负荷率	50%	40%	30%	50%	40%	30%
补贴标准 (元/千瓦时, 不含税)						
第一档: 40%-50%	0	0.09	0.09	0	0.09	0.09
第二档: 30%-40%	0	0	0.70	0	0	0.70
补贴收入 (元/小时)	0	2628	23655	0	5257	47310
第一档: 40%-50%	0	2628	2628	0	5257	5257
第二档: 30%-40%	0	0	21027	0	0	42053
年度补贴收入 (万元/年)	0	158	1419	0	315	2839

注: 1) 实际补贴标准=含税补贴标准/(1+电价增值税), 电价增值税为 13%; 2) 每档补贴收入 (元/小时)=额定功率*(档位上限-档位下限)*该档位补贴标准; 3) 补贴收入 (元/小时)=每档补贴收入之和

资料来源: 南方能源监管局、华泰研究预测

根据我们的模拟测算, 南方区域提升后的调峰补偿仍不足。同样不考虑现货市场, 深度调峰所增加的成本仍采用《火电机组深度调峰经济性分析》中的测算数据, 结合广东年度补贴收入, 可以计算出年度调峰毛利润。300MW 和 600MW 机组在负荷率 50%、40% 的情况下都产生调峰亏损, 调峰补贴收入不足以弥补调峰所增加的变动成本。虽然 300MW 和 600MW 机组在负荷率 30% 的情况下调峰利润为正, 但是静态投资回收期均超出了报废年限 (假设 10 年), 并不能覆盖灵活性改造的固定成本。广东的调峰补偿在南方区域最高, 我们测算仍旧产生亏损, 故推测南方区域其他省份 (广西、贵州等) 也会产生亏损。

图表29：广东煤电灵活性改造静态投资回收期测算

	300MW 亚临界机组			600MW 超临界机组		
	50%	40%	30%	50%	40%	30%
深度调峰负荷率	50%	40%	30%	50%	40%	30%
年度调峰利润 (万元/年)	-436	-599	100	-690	-928	717
煤电灵活性改造单位调峰容量成本 (元/千瓦)	-	1000	1500	-	1000	1500
灵活性改造成本 (万元)	-	3000	9000	-	6000	18000
静态投资回收期 (年)	-	-	89.83	-	-	25.11

注: 1) 因假设原最低运行负荷为 50%, 故深度调峰负荷 50% 时不需灵活性改造; 2) 灵活性改造成本=煤电灵活性改造单位调峰容量成本*(原最低运行负荷率-改造后最运行低负荷率)*额定功率; 3) 静态投资回收期=灵活性改造成本/年度调峰利润

资料来源: 中国电力企业联合会、华泰研究预测

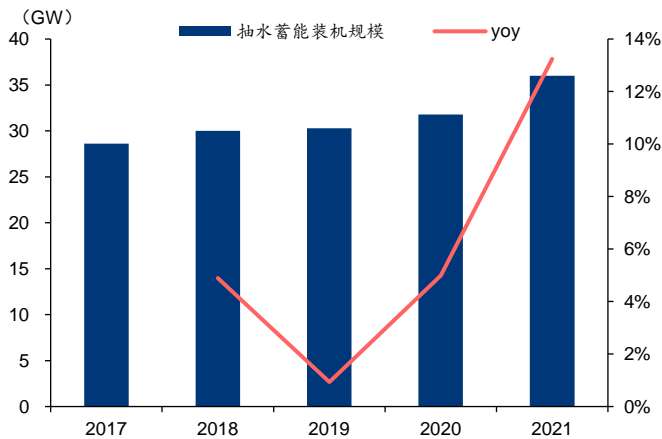
可再生能源重新布局，参股新能源权益资产价值未充分体现

自集团新能源发展战略调整，公司新能源发展模式由控股转换为参股，截至 2021 年底，公司参股新能源权益装机近 849 万千瓦，2021 年 7-12 月参股新能源权益资产为公司贡献投资收益约 7 亿元。我们预计公司 2025 年参股新能源权益装机为 2323 万千瓦，来自参股新能源平台收益贡献或达 37 亿元。此外，抽水蓄能为公司未来重要发展方向，公司已有 1002 万千瓦抽蓄项目列入十四五和十五五项目储备和项目规划，我们测算这些项目的资本金整体 IRR 或高达 11.6%-13.3%，全部投产后或将为公司每年贡献净利润约 18 亿元。

抽水蓄能为公司重要新发展方向，落实开发项目容量可观

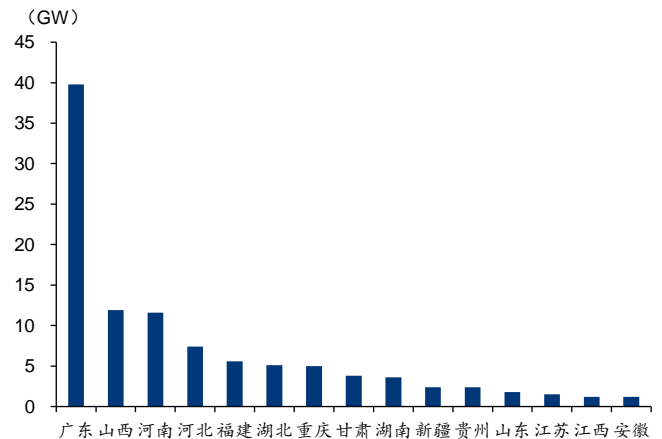
新型电力系统建设下，抽水蓄能作为调峰电源发展潜力较大。国家发改委、能源局印发的《“十四五”现代能源体系规划》明确，加快推进抽水蓄能电站建设，推动已纳入规划、条件成熟的大型抽水蓄能电站开工建设，完善抽水蓄能价格形成机制。抽蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）中提到，我国计划到 2025 年，抽水蓄能投产总规模 6200 万千瓦以上；到 2030 年，投产总规模 1.2 亿千瓦左右。国家能源局数据显示，截至 2021 年底，全国抽水蓄能装机 36GW，同比增长 13.24%。据国际能源网统计，目前省级续建和即将投建的抽水蓄能项目加总起来已经超过 100GW，投资额超 6000 亿。

图表30：2017-2021 年我国抽水蓄能装机规模



资料来源：各年度《全国可再生能源电力发展监测评价报告》、华泰研究

图表31：省级续建和即将投建的抽水蓄能规模（截至 2022 年 4 月）



资料来源：国际能源网、华泰研究

公司已紧密开展抽蓄项目部署，规划 1002 万千瓦全部投产后或将每年贡献 18 亿净利润。公司管理层于 2021 年业绩会提到公司已有 4 个抽水蓄能项目进入可研阶段，分别位于浙江、湖北、湖南和广东，装机容量合计约 300 万千瓦。列入十四五和十五五项目储备和项目规划的抽水蓄能项目，公司落实开发权约 1002 万千瓦。按照我们以下对抽水蓄能电站盈利测算模型，40 年运营期抽蓄电站平均单位净利润约为 0.18 元/W，待公司规划容量（假设均为控股装机）全部投产，每年净利润贡献为 18 亿元。

抽水蓄能执行两部制电价，收益有最低保障。2021 年 4 月 30 日，国家发改委发布发改价格〔2021〕633 号文《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（2023 年开始实施），指出要“以两部制电价政策为主体，进一步完善抽水蓄能价格形成机制，以竞争性方式形成电量电价，将容量电价纳入输配电价回收，同时强化与电力市场建设发展的衔接，逐步推动抽水蓄能电站进入市场”。

两部制电价=容量电价+电量电价。容量电费回收的是除抽发运行成本外的综合性成本。电量电价用于回收抽水、发电的运行成本，以体现抽水蓄能电站提供调峰服务的价值。根据电力现货市场运行与否，抽水电价及上网电价所执行的电价政策不同。电力现货市场运行机制下，电量电价盈利主要取决于峰谷价差大小，峰谷价差越大，盈利越好。在无现货市场背景下，由于抽蓄电站存在 25% 能量转换损耗（抽水电价=75%燃煤基准电价，上网电价=燃煤基准电价），容量电价盈利占抽蓄电站盈利的绝大部分。

容量电价测算：根据发改价格〔2021〕633号文所规定的容量电价计算机制，按6.5%核定经营期内部收益率；年净现金流=年现金流入-一年现金流出（均不含税），其中年现金流入为实现累计净现金流折现值为零时的年平均收入水平，包括固定资产残值（仅经营期最后一年计入）；年现金流出=资本金投入+偿还的贷款本金+利息支出+运行维护费+税金及附加。基于我们的核心假设，使用excel单变量求解得到**抽水蓄电站容量电价为0.574元/W**。

图表32：抽水蓄能电站盈利测算核心假设

容量电价部分指标	假设值	备注
抽水蓄电站建设单位综合成本*	6元/W	
电站运营年限（折旧年限）	40年	根据发改委633号文
资本金比例	20%	根据发改委633号文
固定资产残值率	5%	一般残值率0%-10%，取中间值
造价中缴纳增值税部分成本占比	75%	若采购方、施工单位不具有一般纳税人资格，其增值税不能抵扣进项税，保守考虑为造价的75%
所得税率	15%	三年免税，三年减半
运维费用率	2.5%	基于《基于全寿命周期成本的储能成本分析》（傅旭、李富春等，2020年），每年费用占造价比例约为2.5%
贷款期限	25年	根据发改委633号文
还款方式	等额本金	
贷款利率*	4.4%	5年期以上贷款基准利率4.9%，假设较基准利率下浮10%
经营期内部收益率	6.5%	根据发改委633号文
电量电价部分指标	假设值	备注
是否有现货市场*	无	
年有效利用小时数*	1800小时	参考2021年开始陆续投产的丰宁抽水蓄电站设计利用小时约1837小时
基准电价（放电电价）*	0.372元/千瓦时	取任一省份基准电价（由于假设无现货市场，不影响容量电价测算结果，但会影响调峰成本）
抽水电价	0.279元/千瓦时	由于“抽四发三”，基准电价的75%

注：“*”代表关键假设

资料来源：国家发改委官网、《基于全寿命周期成本的储能成本分析》（傅旭、李富春等，2020年）、华泰研究预测

抽水蓄能电站的造价及贷款利率是影响容量电价的关键因素。我们进行了有关抽水蓄电站造价与借贷利率的容量电价敏感性分析，在4.2%-4.8%的借贷利率、5-7元/W的造价的不同情景下，抽水蓄电站的容量电价约为0.474-0.683元/W。

图表33：关于造价及借贷利率的容量电价（元/千瓦时，含税）敏感性分析

造价（元/W）		借贷利率			
		4.2%	4.4%	4.6%	4.8%
5	5	0.474	0.479	0.483	0.488
5.5	5.5	0.521	0.526	0.531	0.537
6	6	0.569	0.574	0.580	0.586
6.5	6.5	0.615	0.622	0.628	0.634
7	7	0.663	0.670	0.676	0.683

资料来源：华泰研究预测

抽水蓄电站容量电价保证生命周期内至少6.5%的资本金IRR，整体IRR（算上电量电价盈利）与利用小时及电价正相关。我们进行了关于基准电价及利用小时数的抽水蓄能电站调峰成本敏感性分析，基于公司有项目的四个省份0.4143-0.453元/千瓦时的基准电价，1700-2000的利用小时情景下，抽水蓄电站的资本金整体IRR可高达11.6%-13.3%。

图表34：关于基准电价及利用小时数的抽水蓄能电站整体资本金IRR敏感性分析

基准电价（元/kWh）	省份		利用小时数（小时）			
			1700	1800	1900	2000
0.4143	江西	0.4143	11.6%	11.9%	12.3%	12.6%
	浙江	0.4153	11.6%	12.0%	12.3%	12.7%
	湖北	0.4161	11.6%	12.0%	12.3%	12.7%
	广东	0.453	12.1%	12.5%	12.9%	13.3%

资料来源：华泰研究预测

参股新能源权益项目增长可期

公司持有参股新能源平台 31.03% 股权。2021 年 5 月 24 日，华电国际完成资产注入后持有参股新能源平台 37.19% 股权。2021 年 12 月 7 日，该平台于北交所引入战略投资，增资完成后，华电国际持有其股权比例被稀释至 31.03%。根据公司参股新能源平台招股说明书申报稿，待其 IPO 发行后，华电国际对其持股比例将由 31.03% 进一步稀释至 21.7%-26.4%（由于 IPO 具体发行时间未定，后续相关测算均暂不考虑本次稀释）。

公司参股新能源平台为华电集团旗下唯一新能源业务发展与整合平台，以风电资产为主。截至 2021 年底，该平台拥有新能源装机容量合计 2737 万千瓦，其中风电装机容量占比 76.2%，为其目前主要新能源发电装机类型，剩余容量均为光伏装机。该平台的风电项目绝大多数位于我国规划的风资源条件优越的“八大风电基地”，包括新疆、甘肃、蒙西、吉林等资源富集区。

截至 2021 年底，公司参股新能源权益装机预计为 849 万千瓦，十四五末或增长至 2323 万千瓦。截至 2021 年底，该平台拥有新能源装机容量合计 2737 万千瓦，由于公司持有该平台 31.03% 股权，公司截至 2021 年底的参股新能源权益装机容量接近 849 万千瓦。我们预计该平台十四五末新能源装机规模有望达到 7487 万千瓦，则公司十四五末参股新能源权益装机有望达到 2323 万千瓦（暂假设公司对参股新能源平台持股比例未来保持不变）。

我们预计公司参股新能源平台 2022-2025 年新增新能源装机 15/12.5/10/10GW，风：光=3：7。我们预计该平台十四五末将拥有近 75GW 新能源装机，由于近两年，华电集团正陆续整合新能源资产于公司参股新能源平台，我们假设其 2022-2025 年新增新能源装机容量为先快后慢的态势。同时，根据各大发电公司十四五发展规划普遍风电小于光伏，且考虑该平台风电资产已较多，假设 2022-2025 年该平台风：光新增装机比例为 3：7。

利用小时方面：2021 年公司参股新能源平台风电利用小时 2245 小时，同比增长 157 小时，主要由于 2021 年为大风年；今年以来，我国整体来风同比偏差，根据中电联发布的《2022 年 1-6 月电力工业运行简况》，1H22 我国风电平均利用小时同比下降 58 小时至 1154 小时，因此我们预计该新能源平台 2022 年风电利用小时同比下降 40 小时至 2205 小时，且未来保持平稳；同时，该平台 2021 年光伏利用小时数为 1344 小时，1H22 我国光伏平均利用小时同比上升 30 小时至 690 小时，因此我们预计该平台 2022 年光伏利用小时同比增长 20 小时至 1364 小时，未来保持不变。

上网电价方面：2021 年，公司参股新能源平台实现风电/光伏平均不含税上网电价 0.45/0.67 元/千瓦时。对于 2022-2025 年风光项目的平均上网电价，我们假设新增风电/光伏项目均为含税上网电价 0.4 元/千瓦时的平价项目，存量项目保持已有上网电价不变，加权平均得到每年的平均上网电价。

图表 35：公司参股新能源平台风电业务经营情况预测

	2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
期末控股装机容量（万千瓦）	1378	1829	2,087	2,537	2,912	3,212	3,512
发电量（亿千瓦时）	270	304	408	510	601	675	741
平均利用小时数（小时）	2026	2088	2245	2205	2205	2205	2205
上网电量（亿千瓦时）	262	287	390	487	573	645	708
厂用电率	3.0%	5.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%
平均上网电价（不含税，元/千瓦时）	0.430	0.440	0.450	0.433	0.423	0.415	0.408
yoy		2.3%	2.3%	-3.8%	-2.3%	-1.9%	-1.6%
收入（亿元）	113	126	175	211	242	267	289
yoy		12.2%	38.9%	20.1%	15.1%	10.2%	8.0%

资料来源：公司参股新能源平台招股说明书、华泰研究预测

图表36: 公司参股新能源平台光伏业务经营情况预测

	2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
期末控股装机容量 (万千瓦)	312	381	651	1,701	2,576	3,276	3,976
发电量 (亿千瓦时)	43	50	61	160	292	399	495
平均利用小时数 (小时)	1408	1446	1344	1364	1364	1364	1364
上网电量 (亿千瓦时)	41	48	58	152	276	378	469
厂用电率	3.0%	5.1%	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%
平均上网电价 (不含税, 元/千瓦时)	0.800	0.720	0.670	0.475	0.434	0.413	0.399
yoy		-10.0%	-6.9%	-29.1%	-8.6%	-4.8%	-3.3%
收入 (亿元)	33	34	39	72	120	156	187
yoy		3.5%	12.6%	87.0%	66.1%	30.3%	19.9%

资料来源: 公司参股新能源平台债券招股说明书、华泰研究预测

我们测算公司参股新能源平台十四五新能源收入 CAGR 为 24%。基于以上假设, 我们预计公司参股新能源平台风电/光伏 2021-2025 年营收 CAGR 分别为 18%/41%, 公司总营收 2021-2025 年 CAGR 为 24%。成本方面, 2020-2021 年, 该平台风电/光伏度电成本均呈现下行趋势, 我们预计 2022 年随着一批 15GW 新能源项目投产, 公司运维费用等规模效应显现, 风电/光伏度电成本分别同比下降 2%/5%至 0.199/0.255 元/千瓦时, 2023-2025 年风电/光伏度电成本每年分别同比下降 0.5%/1%。但 2022-2025 年, 该平台风电和光伏毛利率仍将随着平价项目增加带来的平均电价下行而下降, 公司整体毛利率将从 2021 年的 56%下降至 2025 年的 46%。

图表37: 公司参股新能源平台盈利预测 (百万元)

	2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
营收							
风电	113	126	176	211	242	267	289
光伏	33	34	39	72	120	156	187
主营业务合计	148	160	215	283	362	424	476
营收 yoy							
风电		11%	40%	20%	15%	10%	8%
光伏		2%	13%	87%	66%	30%	20%
主营业务合计		8%	34%	32%	28%	17%	12%
成本							
风电	55	60	79	97	114	127	139
---度电成本	0.212	0.210	0.203	0.199	0.198	0.197	0.196
yoy		-0.8%	-3.0%	-2.0%	-0.5%	-0.5%	-0.5%
光伏	14	15	15	39	70	95	116
---度电成本	0.332	0.313	0.269	0.255	0.253	0.250	0.248
yoy		-5.8%	-14.0%	-5.0%	-1.0%	-1.0%	-1.0%
主营业务合计	70	75	95	136	184	222	255
毛利率							
风电	51%	52%	55%	54%	53%	52%	52%
光伏	59%	56%	60%	46%	42%	39%	38%
主营业务合计	52%	53%	56%	52%	49%	48%	46%
归母净利润	3,280	4,060	7,230	8,803	10,103	11,073	11,945
yoy	-	23.8%	78.1%	21.8%	14.8%	9.6%	7.9%
归属于华电国际利润				2,732	3,135	3,436	3,707
华电国际持股比例				31.03%	31.03%	31.03%	31.03%

注: 2019 年公司营收中还有 1 亿元左右天然气业务收入, 后续年份无该业务, 故不列示

资料来源: 公司公告、公司参股新能源平台招股说明书、华泰研究预测

我们预计公司参股新能源权益资产贡献的归母净利润将由 2021 年大约 7 亿元提升至 2025 年的 37 亿元。我们基于上述核心假设, 预计 2022-2025 年公司参股新能源公司归母净利润为 88/101/110.7/119.5 亿元, 十四五 CAGR24%。2021 年该平台只有 7-12 月为华电国际贡献投资收益 (约 7 亿元), 至 2025 年, 我们预计将贡献 37 亿元。

参股新能源权益资产可对标绿电龙头，1-9M22 公司整体已扭亏

我们预计公司 2022-2024 年归母净利润 31/57/67 亿元，其中 2022-2024 年投资收益分别为 54/57/59 亿元。采用分部估值法，2022 年我们预计公司参股新能源权益资产归母净利润贡献为 27 亿元，参考 2022E 可比公司 Wind 一致预期 PE 均值为 14.7x，考虑公司拥有的为参股新能源资产，给予公司参股新能源资产 13x 2022E PE，公司参股新能源权益资产市值为 355 亿元；预计 2022 年公司水电/火电归母净资产为 74/266 亿元，参考可比公司 2022E Wind 一致预期 PB 均值 1.9x/0.7x，给予公司水电/火电目标 PB 1.5x/0.4x（水电折价考虑与可比公司水电资产盈利水平有一定差距，火电折价考虑可比公司有控股新能源资产），公司水电/火电板块估值为 111/106 亿元。公司参股新能源权益资产/火电/水电估值合计 572 亿元，扣除永续债持有者权益 233.6 亿元，公司目标市值 339 亿元（368 亿港元），对应目标价 3.73 港元，首次覆盖给予“买入”评级。

2022/2023/2024 年营收有望同比增长 6.3%/4.7%/1.3%

售电业务为公司主要收入来源。公司主营业务分为售电、售热、售煤。2019-2021 年，售电发电业务年均贡献公司营收的 80%左右，为公司主要收入来源，其中火电发电仍占主导地位。2021 年，即使新能源资产于 6 月底剥离，可再生能源收入同比下降，但由于全社会用电需求同比大幅增长 10.3%（国家能源局数据），公司火电售电量同比增长 14.6%，上网电价同比增长 6.6%至 0.438 元/千瓦时，火电量价齐升仍带动公司 2021 年营业收入同比增长 13%。对于售热业务，由于 2021 年其收入同比增速下降 4.4 个百分点至 12.2%，我们预计 2022-2024 年其同比增速维持在 8.2%。由于公司 2021 年处置了一家煤炭公司山西茂华，公司 2021 年供煤收入同比下滑 7.4%，1H22 公司财务报告披露由于煤炭贸易量大幅下降导致收入和成本均同比下降，其中煤炭销售成本同比下降 87.3%至 9.8 亿元，我们预计 2H22 该业务将保持 1H22 的同比下滑态势，对应 2022 年售煤收入同比下降 83%至 19.8 亿元，2023-2024 年暂预计维持不变。综上，我们认为公司 2022-2024 年将实现营收 1073/1123/1138 亿元。

图表38：我们测算公司 2022/2023/2024 年收入同比增长 6.3%/4.7%/1.3%

		2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E
营业收入	百万元	91,753	89,382	100,984	107,303	112,305	113,786
	yoy		(2.6)	13.0	6.3	4.7	1.3
售电	百万元	73,200	70,185	81,899	97,247	101,587	102,351
	yoy		(4.1)	16.7	18.7	4.5	0.8
火电	百万元				95,169	99,485	100,249
	yoy					4.5	0.8
可再生能源	百万元				2,078	2,102	2,102
	yoy					1.2	-
售热	百万元	5,711	6,656	7,468	8,081	8,743	9,460
	yoy		16.6	12.2	8.2	8.2	8.2
售煤	百万元	12,842	12,541	11,617	1,975	1,975	1,975
	yoy		(2.3)	(7.4)	(83.0)	-	-

资料来源：公司公告、华泰研究预测

预计 2022-2023 年仍有煤电机组增加。截至 2022 年 6 月底，公司在建煤电机组 4,490MW，其中广东汕头两台 660MW，湖南平江两台 1000MW，山东龙口一台 660MW，天津开发区分公司三台 170MW。我们预计广东汕头 2*660MW 及湖南平江 2*1000MW 煤电机组于 2022 年投产，山东龙口一台机组于 2023 年投产，天津开发区三台于 2024 年投产；此外，公司还有青岛公司两台 505.54MW 燃气机组在建，我们预计其于 2023 年投产。

公司 1-9M22 火电发电量同比增长 4%，我们假设公司 4Q22 火电发电量同比增长 5% 左右，因此预计公司 2022 年燃煤/燃气机组利用小时分别同比持平/-4%，2023-2024 年预计维持 2022 年水平，因此 2022-2024 年火电利用小时分别同比-2.7%/+0.4%/-0.8%。由于 2021 年水电利用小时为 4215 小时，同比下降 357 小时。1-9M22 公司水电发电量同比下降 4% 至 71.6 亿千瓦时，考虑今年汛期来水偏枯，水电站蓄水受到一定负面影响，预计 4Q22 枯水期水电发电量仍将同比下滑，预计 2022 年水电利用小时 3900 小时，2023-2024 年预计维持 2022 年水平。因此，公司 2022-2024 年售电量预计同比-2.1%/+5.0%/1.1%。

1-9M22 公司综合上网电价同比增长至 0.517 元/千瓦时，预计 4Q22 将仍处于较高水平。由于 2022 年燃煤发电量原则上全部进入市场且全国多数省份燃煤市场化电价基本顶格 20% 上浮，1-9M22 公司实现平均上网电价 0.517 元/千瓦时，我们预计 2022 年公司火电含税平均上网电价同比上涨 19.8% 至 0.525 元/千瓦时，2023-2024 年燃煤和燃气机组上网电量结构较 2022 年变化导致火电上网电价变为 0.522/0.52 元/千瓦时。关于可再生能源电价，由于 2022 年开始公司可再生能源板块只有水电，预计其含税上网电价为 0.25 元/千瓦时，且 2023-2024 年保持稳定。因此公司 2022-2024 年平均含税上网电价将高达 0.51 元/千瓦时。

图表39：公司售电业务核心假设

		2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E
控股装机容量	MW	56,565	58,448	53,353	56,728	58,399	58,909
火电	MW	50,109	50,500	50,949	54,269	55,940	56,450
燃煤	MW	43,235	43,160	42,360	45,680	46,340	46,850
燃机	MW	6,874	7,340	8,589	8,589	9,600	9,600
可再生能源	MW	6,506	7,948	2,403	2,459	2,459	2,459
利用小时	小时	3,978	3,644	4,066	4,149	4,164	4,132
	yoy	%	(6.7)	(8.4)	11.6	2.0	0.4
火电	小时	4,191	3,820	4,164	4,052	4,067	4,034
	yoy	%	(7.5)	(8.8)	9.0	(2.7)	0.4
燃煤	小时	4,512	4,041	4,547	4,547	4,547	4,547
	yoy	%	(6.9)	(10.4)	12.5	-	-
燃机	小时	2,053	2,188	2,268	2,177	2,177	2,177
	yoy	%	28.1	6.6	3.7	(4.0)	-
可再生能源	小时	2,385	2,435	3,077	3,900	3,900	3,900
发电量	亿千瓦时	2,151	2,073	2,328	2,283	2,397	2,424
	yoy	%	2.5	(3.6)	12.3	(1.9)	5.0
火电	亿千瓦时	1,999	1,897	2,169	2,189	2,301	2,328
	yoy	%	2.1	(5.1)	14.3	0.9	5.1
燃煤	亿千瓦时	1,883	1,746	1,944	2,002	2,092	2,119
燃机	亿千瓦时	123	156	195	187	209	209
可再生能源	亿千瓦时	152	176	159	95	96	96
售电量	亿千瓦时	2,014	1,946	2,188	2,143	2,250	2,275
	yoy	%	2.8	(3.4)	12.5	(2.1)	5.0
火电	亿千瓦时	1,864	1,772	2,031	2,049	2,155	2,180
	yoy	%	2.3	(5.0)	14.6	0.9	5.1
厂用电率	%	6.7	6.6	6.4	6.4	6.4	6.4
可再生能源	亿千瓦时	150	174	157	94	95	95
厂用电率	%	1.2	1.1	1.1	0.9	0.9	0.9
平均上网电价	元/千瓦时	0.414	0.405	0.430	0.513	0.510	0.508
	yoy	%	1.8	(2.4)	6.3	19.2	(0.5)
火电	元/千瓦时	0.419	0.411	0.438	0.525	0.522	0.520
	yoy	%	2.5	(1.8)	6.6	19.8	(0.6)
可再生能源	元/千瓦时	0.403	0.373	0.353	0.250	0.250	0.250

注：公司控股装机中自用光伏机组均未在表中列示，主要系其自用不产生售电量
资料来源：公司公告、华泰研究预测

预计 2022/2023/2024 年营业成本将同比-6.3%/+1.1%/持平

公司的营业支出主要来自燃料成本和折旧摊销。煤炭价格自 2021 年初开始上涨。秦皇岛动力煤（Q5500）2021 年的平均市场价格为 1028 元/吨，同比上涨 78%。2021 年公司入炉标煤单价同比增长约 70.7%至 1099 元/吨。1Q22/2Q22/3Q22，公司分别实现入炉标煤单价 1196/1155.75/1165 元/吨，前三季度入炉煤价呈现“V”字型波动；1-9M22 公司入炉标煤单价为 1174 元/吨，我们预计 4Q22 煤炭现货价格或仍处于高位，关键在于签署煤价在国家发改委价格区间内的煤炭长协履约率能否进一步提升，假设 2022 年公司入炉标煤单价同比增长 6.0%至 1165 元/吨，2023-2024 年预计分别同比下降 5.4%/2.0%至 1103/1081 元/吨。我们测算公司煤电机组发电煤耗 2021 年同比下降 8.3%至 299 克/千瓦时，预计 2022-2024 年分别同比下降 2/1/1 克/千瓦时。因此公司 2022-2024 年燃煤机组单位燃料成本分别为 0.346/0.327/0.319 元/千瓦时。

对于燃气机组，由于天然气价格 2022 年以来仍同比大幅上涨，我们预计其 2022 年单位燃料成本同比增长 19%至 0.579 元/千瓦时。因此，公司 2022-2024 年燃料费预计为 802/805/797 亿元，同比+7.6%/+0.4%/-0.9%。关于折旧，由于公司 2021 年 6 月底剥离了 700 万千瓦以上新能源装机，我们预计 2022 年完整年度折旧将同比下降，2023-2024 随着新增煤电机组投产，折旧有小幅上升。对于 2022-2024 年管理费用率/职工新出费用率及维修保养费用率，参考 1-9M22 三项费用的同比节省，我们预计呈现下行趋势。综上所述，我们预计公司 2021/2022/2023 年总营业成本同比-6.3%/+1.1%/持平。

图表40：我们测算公司 2021/2022/2023 年营业支出同比-6.3%/+1.1%/持平

		2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E
营业支出	百万元	83,537	80,592	115,383	108,126	109,265	109,315
	yoy	%	(3.5)	43.2	(6.3)	1.1	0.0
燃料费	百万元	45,371	41,394	74,472	80,162	80,463	79,719
	yoy	%	(8.8)	79.9	7.6	0.4	(0.9)
燃煤成本	百万元	39,445	36,612	64,855	69,337	68,364	67,619
单位燃料成本	元/千瓦时	0.210	0.210	0.329	0.346	0.327	0.319
供电煤耗	克/千瓦时	305	327	299	297	296	295
入炉标煤单价	元/吨	689	644	1,099	1,165	1,103	1,081
	yoy	%	(6.6)	70.7	6.0	(5.4)	(2.0)
燃气成本	百万元	5,926	4,782	9,617	10,825	12,100	12,100
单位燃料成本	元/千瓦时	0.483	0.308	0.487	0.579	0.579	0.579
度电气耗	方/千瓦时	0.211	0.150	0.205	0.232	0.232	0.232
气价	元/方	2.3	2.1	2.4	2.5	2.5	2.5
折旧与摊销	百万元	11,825	11,759	11,506	9,627	10,157	10,830
管理费用	百万元	2,573	3,300	4,827	4,378	4,414	4,438
	费用率	%	2.8	3.7	4.8	4.1	3.9
职工薪酬	百万元	5,996	6,333	6,958	6,428	6,615	6,646
	费用率	%	6.5	7.1	6.9	6.0	5.9
维修及保养费用	百万元	3,806	3,940	3,779	3,157	3,192	3,188
	费用率	%	4.1	4.4	3.7	2.9	2.8

资料来源：公司公告、华泰研究预测

预计 2022/2023/2024 年归母净利润转盈利/同比+81.7%/+18.8%

投资收益成为公司利润重要组成部分。2019-2021 年，公司财务费用率呈现下行趋势，2020/2021 年分别同比下降 0.6/0.8pp，我们预计 2022 年财务费用率将同比下降 0.2 个百分点至 4.0%，后续随着公司对外投资如抽水蓄能项目的增加，我们预计公司财务费用仍将同比增长，但由于公司信用较好，借贷利率和发债利率具有优势，我们预计其财务费用率 2022-2024 年基本在 3.9%-4.0%。2021 年，公司投资收益为 72 亿元，同比上涨 1178%，其中参股新能源公司贡献 7-12 月投资收益约 7 亿元，公司参股的多家煤矿公司贡献 19 亿投资收益，剩余约 46 亿由资产处置产生。2022 年-2024 年，预计公司参股新能源权益资产贡献投资收益为 27/31/34 亿元（假设公司参股比例不变）。1H22，公司参股煤矿公司贡献投资收益 13 亿元（1Q22/2Q22 分别为 5.1/7.9 亿元），考虑公司参股的煤炭公司华电煤业今年预计剥离旗下锦兴煤业，假设 2022 年公司来自煤炭公司投资收益预计为 27 亿元，2023/2024 年公司参股煤矿投资收益同比增速与我们对公司同期入炉标煤单价同比增速一致。因此公司 2022-2024 年投资收益合计 54/57/59 亿元。预计公司 2022-2024 年归母净利润 31/57/67 亿元，转盈利/同比+81.7%/+18.8%。

图表41：我们测算公司 2022/2023/2024 年归母净利润转盈利/同比+81.7%/+18.8%

		2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E
财务费用	百万元	5,166	4,433	4,217	4,271	4,424	4,531
	费用率	5.6	5.0	4.2	4.0	3.9	4.0
投资收益	百万元	780.5	566.7	8,932.1	5,431.6	5,690.6	5,940.4
	yoy		(27.4)	1,476.2	(39.2)	4.8	4.4
净利润	百万元	4,325	5,676	(5,216)	2,356	5,671	7,011
	yoy		31.2	(191.9)	145.2	140.8	23.6
归母净利润	百万元	3,385	4,167	(3,342)	3,125	5,676	6,744
	yoy		23.1	(180.2)	193.5	81.7	18.8

资料来源：公司公告、华泰研究预测

火电业绩改善+参股新能源快速发展，市场价值仍有修复空间

2022 年，我们预计公司参股新能源权益资产归母净利润贡献为 27 亿元。公司参股新能源平台截至 2021 年底新能源装机 27.4GW，至 2025 年，将达约 75GW；截至 2021 年底龙源电力/三峡能源新能源装机近 25/23GW，2025 年末我们预计为 52/49GW。公司参股新能源公司规模与三峡能源和龙源电力相当，估值可比性较高，2022E 其可比公司 Wind 一致预期 PE 均值为 14.7x，我们预计该平台 2022-2025 年新能源装机增量（48GW）高于三峡能源（26GW）和龙源电力（28GW），考虑公司拥有的为参股新能源权益资产，给予公司参股新能源权益资产 2022E PE 13x，对应市值为 355 亿元。

图表42：参股新能源资产可比公司估值表

公司名称	股票代码	股价 (元/股)	市值(mn)	市盈率(x)	市净率(x)	ROE(%)			
		2022/11/9	2022/11/9	22E	23E	22E	23E		
龙源电力	916 HK	9.9	82,981	10.0	8.1	1.1	1.0	11%	12%
三峡能源	600905 CH	5.67	162,278	19.3	15.8	2.1	1.9	11%	12%
平均值				14.7	12.0	1.6	1.4	11%	12%

注：港股公司股价及市值货币单位为港元，可比公司盈利预测来自 Wind 一致预测

资料来源：Wind、华泰研究预测

水电板块：由于目前 A 股仅长江电力为纯水电资产，用 2019 年长江电力并购秘鲁 LDS 公司前的净资产预测公司水电净资产，长江电力 2019 年单位千瓦水电净资产为 3297 元，公司截至 1H22 水电装机 245.9 万千瓦，我们测算其 2022 年净资产为 79 亿元，由于公司水电权益比例为 91%，其水电归母净资产为 73.8 亿元。参考可比公司 2022 年 Wind 一致预期 PB 均值 1.9x，考虑公司水电资产质量距离可比公司资产有一定差距，给予公司水电板块 2022E PB 1.5x，对应水电市值 111 亿元。

图表43: 水电资产可比公司估值表

公司名称	股票代码	股价(元/股)		市值(mn)		市盈率(x)		市净率(x)		ROE(%)	
		2022/11/9	2022/11/9	2022/11/9	2022/11/9	22E	23E	22E	23E	22E	23E
华能水电	600025 CH	6.5	117,000	16.9	14.9	1.7	1.6	10%	11%		
川投能源	600674 CH	11.28	50,170	14.5	12.6	1.5	1.4	10%	11%		
长江电力	600900 CH	20.12	457,566	16.7	15.4	2.4	2.2	14%	14%		
平均值				16.0	14.3	1.9	1.7	12%	12%		

注: 可比公司盈利预测来自 Wind 一致预测

资料来源: Wind、华泰研究预测

图表44: 火电资产可比公司估值表

公司名称	股票代码	股价(元/股)		市值(mn)		市盈率(x)		市净率(x)		ROE(%)	
		2022/11/9	2022/11/9	2022/11/9	2022/11/9	22E	23E	22E	23E	22E	23E
华能国际电力股份	0902 HK	3.11	48,821	13.4	5.5	0.4	0.4	3%	7%		
华润电力	0836 HK	13.1	63,017	6.9	5.4	0.6	0.6	9%	11%		
建投能源	000600 CH	5.26	9,424	-83.2	23.0	1.0	0.9	-1%	4%		
平均值				-21.0	11.3	0.7	0.6	4%	7%		

注: 港股公司股价及市值货币单位为港元, 可比公司盈利预测来自 Wind 一致预测

资料来源: Wind、华泰研究预测

火电板块: 我们预计公司 2022 年火电归母净资产 266 亿元。参考可比公司 2022 年 Wind 一致预期 PB 均值 0.7x, 考虑可比公司虽然火电装机占比非常高, 但体内仍有控股新能源资产, 给予公司火电板块 0.4x 2022E PB, 对应火电市值 106 亿元。

采用分部估值法, 公司目标市值 368 亿港元, 目标价 3.73 港元。考虑公司自身火电和水电资产以及参股新能源权益资产, 公司总市值 572 亿元, 剔除永续债所有者权益 233.6 亿元, 公司目标市值 339 亿元, 即 368 亿港元, 对应目标价 3.73 港元。

图表45: 分部估值

	单位	2022E
参股新能源权益资产归母净利润	百万元	2,732
PE	倍	13.0
新能源市值	百万元	35,511
水电归母净资产	百万元	7,384
PB	倍	1.5
水电板块市值	百万元	11,076
火电归母净资产	百万元	26,561
PB	倍	0.4
火电板块市值	百万元	10,624
总市值	百万元	57,211
永续债权益	百万元	23,360
目标市值	百万 HKD	36,814
股份数	百万股	9,870
目标价	百万 HKD	3.73

注: 汇率采用 11 月 9 日收盘最新汇率 1HKD=0.92RMB

资料来源: 华泰研究预测

风险提示

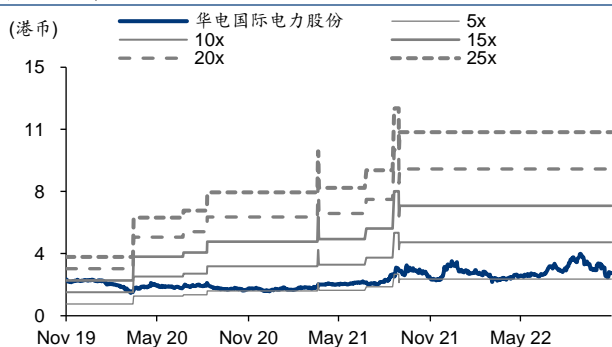
长协煤履约不及预期。虽然国家要求煤炭长协需要做到 3 个百分百（覆盖/履约/在国家发改委价格区间），但实际情况可能不及预期，导致公司燃料成本超出我们预期。

煤电电价上涨不及预期。2022 年燃煤发电量原则上全部进入市场，且多地市场化价格较基准电价顶格上浮，我们预计 2022 年公司火电电价同比增长 19%，实际有不及预期可能。

参股新能源平台的股权比例被稀释风险。若后续公司参股新能源平台 IPO 及因发展新能源资金需求再次股权融资，公司持股比例有被稀释风险。

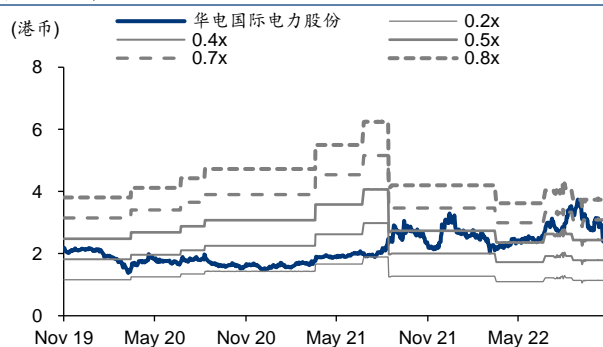
参股新能源平台发展不及预期。我们预计公司参股新能源平台十四五末新能源装机约 75GW，任务较重且现在新能源竞争激烈，存在不达预期风险。

图表46: 华电国际电力股份 PE-Bands



资料来源: S&P、华泰研究

图表47: 华电国际电力股份 PB-Bands



资料来源: S&P、华泰研究

盈利预测

利润表

会计年度 (人民币百万)	2020	2021	2022E	2023E	2024E
营业收入	89,382	100,984	107,303	112,305	113,786
销售成本	(75,988)	(109,044)	(102,236)	(103,389)	(103,415)
毛利润	13,394	(8,060)	5,066	8,916	10,371
销售及分销成本	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
管理费用	(3,300)	(4,827)	(4,378)	(4,414)	(4,438)
其他收入/支出	(1,304)	(1,512)	(1,512)	(1,462)	(1,462)
财务成本净额	(4,433)	(4,217)	(4,271)	(4,424)	(4,531)
应占联营公司利润及亏损	521.56	2,470	5,432	5,691	5,940
税前利润	6,892	(6,991)	1,696	5,667	7,241
税费开支	(1,216)	1,775	659.15	4.16	(229.51)
少数股东损益	1,509	(1,874)	(769.01)	(4.85)	267.76
净利润	4,167	(3,342)	3,125	5,676	6,744
折旧和摊销	(11,759)	(11,506)	(9,627)	(10,157)	(10,830)
EBITDA	18,328	2,571	14,152	18,695	21,256
EPS (人民币, 基本)	0.42	(0.34)	0.32	0.58	0.68

资产负债表

会计年度 (人民币百万)	2020	2021	2022E	2023E	2024E
存货	2,348	6,131	6,459	6,115	6,462
应收账款和票据	11,719	9,265	8,144	8,779	7,872
现金及现金等价物	6,498	5,945	8,880	9,892	11,695
其他流动资产	4,291	8,253	8,189	8,699	8,390
总流动资产	24,857	29,594	31,672	33,485	34,419
固定资产	160,304	125,677	137,158	144,531	150,756
无形资产	4,164	1,901	6,993	6,752	6,499
其他长期资产	47,367	65,215	50,496	56,687	63,127
总长期资产	211,834	192,792	194,648	207,971	220,383
总资产	236,691	222,386	226,320	241,455	254,802
应付账款	17,491	14,793	11,936	12,167	10,912
短期借款	25,567	29,968	27,645	27,645	27,645
其他负债	16,088	20,901	26,563	30,376	38,243
总流动负债	59,146	65,663	66,143	70,187	76,799
长期债务	50,491	45,354	63,423	70,389	72,715
其他长期债务	32,662	35,101	22,949	22,949	22,949
总长期负债	83,152	80,455	86,373	93,338	95,664
股本	9,863	9,870	9,870	9,870	9,870
储备/其他项目	63,282	53,839	53,029	57,092	61,079
股东权益	73,145	63,708	62,899	66,962	70,949
少数股东权益	21,248	12,560	10,905	10,967	11,389
总权益	94,393	76,269	73,804	77,930	82,338

估值指标

会计年度 (倍)	2020	2021	2022E	2023E	2024E
PE	5.62	(7.01)	7.50	4.13	3.47
PB	0.32	0.38	0.37	0.35	0.33
EV EBITDA	9.72	69.31	12.91	10.40	9.47
股息率 (%)	10.53	10.54	7.55	12.45	14.74
自有现金流收益率 (%)	(12.02)	(76.01)	27.58	(3.65)	25.00

资料来源: 公司公告、华泰研究预测

现金流量表

会计年度 (人民币百万)	2020	2021	2022E	2023E	2024E
EBITDA	18,328	2,571	14,152	18,695	21,256
融资成本	4,433	4,217	4,271	4,424	4,531
营运资本变动	(1,239)	3,473	5,000	1,071	2,498
税费	(1,216)	1,775	659.15	4.16	(229.51)
其他	(19.58)	(22,756)	(13,053)	(11,873)	(9,802)
经营活动现金流	20,286	(10,721)	11,029	12,322	18,254
CAPEX	(18,654)	(13,301)	(8,890)	(17,083)	(16,555)
其他投资活动	602.90	(489.38)	(671.73)	(706.08)	(747.30)
投资活动现金流	(18,051)	(13,791)	(9,562)	(17,789)	(17,302)
债务增加量	(10,522)	(735.37)	15,746	6,965	2,326
权益增加量	0.00	6.88	0.00	0.00	0.00
派发股息	(1,438)	(2,464)	(2,467)	(1,768)	(2,916)
其他融资活动现金流	9,758	27,151	(11,956)	1,282	1,441
融资活动现金流	(2,202)	23,958	1,322	6,479	851.46
现金变动	32.90	(553.34)	2,790	1,012	1,803
年初现金	6,466	6,498	5,945	8,735	9,746
汇率波动影响	0.00	(0.05)	-	-	-
年末现金	6,498	5,945	8,735	9,746	11,550

业绩指标

会计年度 (倍)	2020	2021	2022E	2023E	2024E
增长率 (%)					
营业收入	(2.58)	12.98	6.26	4.66	1.32
毛利润	11.89	(160.18)	162.85	75.99	16.32
营业利润	6.99	(263.81)	94.28	469.08	47.08
净利润	23.08	(180.21)	193.49	81.66	18.81
EPS	23.08	(180.15)	193.49	81.66	18.81
盈利能力比率 (%)					
毛利润率	14.99	(7.98)	4.72	7.94	9.11
EBITDA	20.51	2.55	13.19	16.65	18.68
净利润率	4.66	(3.31)	2.91	5.05	5.93
ROE	5.70	(5.25)	4.97	8.48	9.50
ROA	2.40	(2.35)	1.04	2.35	2.75
偿债能力 (倍)					
净负债比率 (%)	73.69	90.96	111.36	113.10	107.68
流动比率	0.42	0.45	0.48	0.48	0.45
速动比率	0.33	0.27	0.30	0.31	0.29
营运能力 (天)					
总资产周转率 (次)	0.38	0.44	0.48	0.48	0.46
应收账款周转天数	41.11	33.03	28.35	26.67	25.90
应付账款周转天数	80.48	47.94	41.33	36.33	34.58
存货周转天数	13.18	13.74	21.56	21.31	21.31
现金转换周期	(26.19)	(1.17)	8.57	11.64	12.62
每股指标 (人民币)					
EPS	0.42	(0.34)	0.32	0.58	0.68
每股净资产	7.31	6.26	6.37	6.78	7.19

免责声明

分析师声明

本人，王玮嘉、黄波，兹证明本报告所表达的观点准确地反映了分析师对标的证券或发行人的个人意见；彼以往、现在或未来并无就其研究报告所提供的具体建议或所表达的意见直接或间接收取任何报酬。

一般声明及披露

本报告由华泰证券股份有限公司（已具备中国证监会批准的证券投资咨询业务资格，以下简称“本公司”）制作。本报告所载资料是仅供接收人的严格保密资料。本报告仅供本公司及其客户和其关联机构使用。本公司不因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于本公司认为可靠的、已公开的信息编制，但本公司及其关联机构（以下统称为“华泰”）对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。

本报告所载的意见、评估及预测仅反映报告发布当日的观点和判断。在不同时期，华泰可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。同时，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。以往表现并不能指引未来，未来回报并不能得到保证，并存在损失本金的可能。华泰不保证本报告所含信息保持在最新状态。华泰对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本公司不是 FINRA 的注册会员，其研究分析师亦没有注册为 FINRA 的研究分析师/不具有 FINRA 分析师的注册资格。

华泰力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供参考，不构成购买或出售所述证券的要约或招揽。该等观点、建议并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对客户私人投资建议。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，华泰及作者均不承担任何法律责任。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

除非另行说明，本报告中所引用的关于业绩的数据代表过往表现，过往的业绩表现不应作为日后回报的预示。华泰不承诺也不保证任何预示的回报会得以实现，分析中所做的预测可能是基于相应的假设，任何假设的变化可能会显著影响所预测的回报。

华泰及作者在自身所知情的范围内，与本报告所指的证券或投资标的不存在法律禁止的利害关系。在法律许可的情况下，华泰可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，为该公司提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务或向该公司招揽业务。

华泰的销售人员、交易人员或其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。华泰没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。华泰的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。投资者应当考虑到华泰及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突。投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一信赖依据。有关该方面的具体披露请参照本报告尾部。

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、发布的机构或人员，也并非意图发送、发布给因可得到、使用本报告的行为而使华泰违反或受制于当地法律或监管规则的机构或人员。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人（无论整份或部分）等任何形式侵犯本公司版权。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并需在使用前获取独立的法律意见，以确定该引用、刊发符合当地适用法规的要求，同时注明出处为“华泰证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权利。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。

中国香港

本报告由华泰证券股份有限公司制作，在香港由华泰金融控股（香港）有限公司向符合《证券及期货条例》及其附属法律规定的机构投资者和专业投资者的客户进行分发。华泰金融控股（香港）有限公司受香港证券及期货事务监察委员会监管，是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。在香港获得本报告的人员若有任何有关本报告的问题，请与华泰金融控股（香港）有限公司联系。

香港-重要监管披露

- 华泰金融控股（香港）有限公司的雇员或其关联人士没有担任本报告中提及的公司或发行人的高级人员。
- 华电国际电力股份（1071 HK）、华电国际（600027 CH）：华泰金融控股（香港）有限公司、其子公司和/或其关联公司在本报告发布日担任标的公司证券做市商或者证券流动性提供者。
- 有关重要的披露信息，请参华泰金融控股（香港）有限公司的网页 https://www.htsc.com.hk/stock_disclosure 其他信息请参见下方“美国-重要监管披露”。

美国

在美国本报告由华泰证券（美国）有限公司向符合美国监管规定的机构投资者进行发表与分发。华泰证券（美国）有限公司是美国注册经纪商和美国金融业监管局（FINRA）的注册会员。对于其在美国分发的研究报告，华泰证券（美国）有限公司根据《1934年证券交易法》（修订版）第15a-6条规定以及美国证券交易委员会人员解释，对本研究报告内容负责。华泰证券（美国）有限公司联营公司的分析师不具有美国金融监管（FINRA）分析师的注册资格，可能不属于华泰证券（美国）有限公司的关联人员，因此可能不受FINRA关于分析师与标的公司沟通、公开露面和所持交易证券的限制。华泰证券（美国）有限公司是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。任何直接从华泰证券（美国）有限公司收到此报告并希望就本报告所述任何证券进行交易的人士，应通过华泰证券（美国）有限公司进行交易。

美国-重要监管披露

- 分析师王玮嘉、黄波本人及相关人士并不担任本报告所提及的标的证券或发行人的高级人员、董事或顾问。分析师及相关人士与本报告所提及的标的证券或发行人并无任何相关财务利益。本披露中所提及的“相关人士”包括FINRA定义下分析师的家庭成员。分析师根据华泰证券的整体收入和盈利能力获得薪酬，包括源自公司投资银行业务的收入。
- 华电国际电力股份（1071 HK）、三峡能源（600905 CH）、华电国际（600027 CH）、国电电力（600795 CH）：华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司在本报告发布日之前12个月内曾向标的公司提供投资银行服务并收取报酬。
- 大唐发电（601991 CH）、国电电力（600795 CH）：华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司预计在本报告发布日之后3个月内将向标的公司收取或寻求投资银行服务报酬。
- 华电国际电力股份（1071 HK）、华电国际（600027 CH）：华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司在本报告发布日担任标的公司证券做市商或者证券流动性提供者。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或不时会以自身或代理形式向客户出售及购买华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或其高级管理层、董事和雇员可能会持有本报告中所提到的任何证券（或任何相关投资）头寸，并可能不时进行增持或减持该证券（或投资）。因此，投资者应该意识到可能存在利益冲突。

评级说明

投资评级基于分析师对报告发布日后6至12个月内行业或公司回报潜力（含此期间的股息回报）相对基准表现的预期

（A股市场基准为沪深300指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普500指数），具体如下：

行业评级

增持： 预计行业股票指数超越基准

中性： 预计行业股票指数基本与基准持平

减持： 预计行业股票指数明显弱于基准

公司评级

买入： 预计股价超越基准15%以上

增持： 预计股价超越基准5%~15%

持有： 预计股价相对基准波动在-15%~5%之间

卖出： 预计股价弱于基准15%以上

暂停评级： 已暂停评级、目标价及预测，以遵守适用法规及/或公司政策

无评级： 股票不在常规研究覆盖范围内。投资者不应期待华泰提供该等证券及/或公司相关的持续或补充信息

法律实体披露

中国：华泰证券股份有限公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格，经营许可证编号为：91320000704041011J

香港：华泰金融控股（香港）有限公司具有香港证监会核准的“就证券提供意见”业务资格，经营许可证编号为：AOK809

美国：华泰证券（美国）有限公司为美国金融业监管局（FINRA）成员，具有在美国开展经纪交易商业业务的资格，经营业务许可编号为：CRD#:298809/SEC#:8-70231

华泰证券股份有限公司

南京

南京市建邺区江东中路 228 号华泰证券广场 1 号楼/邮政编码：210019

电话：86 25 83389999/传真：86 25 83387521

电子邮件：ht-rd@htsc.com

深圳

深圳市福田区益田路 5999 号基金大厦 10 楼/邮政编码：518017

电话：86 755 82493932/传真：86 755 82492062

电子邮件：ht-rd@htsc.com

北京

北京市西城区太平桥大街丰盛胡同 28 号太平洋保险大厦 A 座 18 层/

邮政编码：100032

电话：86 10 63211166/传真：86 10 63211275

电子邮件：ht-rd@htsc.com

上海

上海市浦东新区东方路 18 号保利广场 E 栋 23 楼/邮政编码：200120

电话：86 21 28972098/传真：86 21 28972068

电子邮件：ht-rd@htsc.com

华泰金融控股（香港）有限公司

香港中环皇后大道中 99 号中环中心 58 楼 5808-12 室

电话：+852-3658-6000/传真：+852-2169-0770

电子邮件：research@htsc.com

<http://www.htsc.com.hk>

华泰证券（美国）有限公司

美国纽约哈德逊城市广场 10 号 41 楼（纽约 10001）

电话：+212-763-8160/传真：+917-725-9702

电子邮件：Huatai@htsc-us.com

<http://www.htsc-us.com>

©版权所有 2022 年华泰证券股份有限公司