

2022年04月20日

证券研究报告·公司研究报告

华能国际（600011）公用事业

买入（首次）

当前价：6.66元

目标价：8.65元（6个月）



西南证券
SOUTHWEST SECURITIES

火电龙头转型，业务协同发展

投资要点

- **推荐逻辑：**1) 随着煤价控制和电价上浮，公司火电业务 22 年有望扭亏为盈，火电价值有望重估；2) 新能源高速发展打开成长空间，十四五风光装机目标 55GW，20-25 年 CAGR 达 39%，装机增速、在建工程、度电利润等指标行业领先；3) 火电新能源协同效应显著，20 年经营性现金流和折旧合计超 600 亿，为新能源发展提供充足资本金，多能互补带来项目获取优势。
- **中国最大的电力运营商，保供地位高，2022 年公司火电业务有望扭亏为盈。**2021 年公司总装机规模达到 118.7GW，火电装机占比 88.0%，是我国装机规模最大的电力企业，承担着国家能源安全保供的重要责任。发改委要求 22 年电煤除进口煤外实现 100%长协，且长协煤价控制在 570-770 元/吨区间。随着煤炭增产保供工作持续推进和电价维持高比例上浮，公司火电业务 2022 年有望实现扭亏为盈。
- **火电转型新能源领军者，装机增速快，存量资产优质，多项指标行业领先。**公司 2015 年开始转型新能源，2017-2021 年风光装机从 5.4GW 增至 13.8GW。公司积极发展海上风电，海风装机规模达 2.0GW，占比高达 19.1%。公司十四五新能源装机目标 55GW，2021 年风光装机增长 3.2GW，未来公司风光装机将年均增加 10GW 左右，增速及规划目标均处第一梯队。多项指标行业领先，2021 年底公司在建工程规模 501.0 亿元，排名行业第一。同时，2021 年公司新能源度电利润为 0.21 元/千瓦时，同比上涨 0.04 元/千瓦时，处于行业领先水平。
- **业务协同效应显著，火电为新能源发展提供充足资本金，调峰能力为新能源项目获取带来优势。**作为火电转型企业，20 年公司经营性现金流及折旧金额均为行业第一，分别为 421 亿和 210 亿，可为公司新能源发展提供充足资本金。同时，公司融资成本逐年下降，22 年公司发行短期债券和中期票据平均利率仅 2.02%和 3.29%。多省新能源项目招标要求配套火电灵活性改造指标，可实现多能互补及自主调峰企业在新能源项目获取上优势显著。
- **估值与评级：**公司作为火电转型新能源龙头，拥有规模效应和业务协同优势，我们给予公司火电板块 22 年 0.8 倍 PB 估值，对应市值 540 亿元，新能源板块 22 年 21 倍 PE 估值，对应市值 819 亿元。综上所述，我们预计公司 2022 年总市值为 1359 亿元，对应目标价 8.65 元，首次覆盖，给予“买入”评级。
- **风险提示：**煤价电价波动风险；项目投产速度不及预期风险；资产分拆风险。

指标/年度	2021A	2022E	2023E	2024E
营业收入（百万元）	204605.08	237403.99	243352.32	245930.32
增长率	20.75%	16.03%	2.51%	1.06%
归属母公司净利润（百万元）	-10264.37	8457.25	10679.01	13613.41
增长率	-324.85%	182.39%	26.27%	27.48%
每股收益 EPS（元）	-0.65	0.54	0.68	0.87
净资产收益率 ROE	-10.23%	7.86%	9.30%	10.96%
PE	-10.3	12.4	9.8	7.7
PB	0.85	0.78	0.73	0.67

数据来源：Wind，西南证券

西南证券研究发展中心

分析师：沈猛

执业证号：S1250519080004

电话：021-58351679

邮箱：smg@swsc.com.cn

联系人：池天惠

电话：13003109597

邮箱：cth@swsc.com.cn

相对指数表现



数据来源：聚源数据

基础数据

总股本(亿股)	156.98
流通 A 股(亿股)	109.98
52 周内股价区间(元)	3.77-10.03
总市值(亿元)	1,045.49
总资产(亿元)	4,900.68
每股净资产(元)	3.62

相关研究

请务必阅读正文后的重要声明部分

目 录

1 全球火电龙头屹立，开启二次创业征途	1
1.1 积极转型新能源，从价值股向成长股转变	1
1.2 华能旗下最大上市平台，肩负集团转型重任	3
1.3 财务稳健，新能源投资力度逐年加大	7
2 火电行业真龙头，能源保供排头兵	10
2.1 开发收购双轮驱动，火电规模行业第一	10
2.2 计划煤+市场电，22 年火电业务有望扭亏为盈	14
2.3 辅助服务机制逐渐成熟，火电调峰产生额外收益	19
3 加速发力新能源，多能互补协同强	23
3.1 新能源占比快速提升，装机增速行业领先	23
3.2 存量资产布局良好，度电利润大幅增加	25
3.3 充沛现金流推动新能源转型，融资成本不断下降	27
3.4 多能互补及火电调峰优势，推动新能源项目获取	31
4 盈利预测与估值	32
4.1 盈利预测	32
4.2 分部估值	34
5 风险提示	35

图 目 录

图 1: 2015 年后公司进入转型期, 积极发展新能源.....	1
图 2: 公司新能源发展推动总营收稳步增长 (亿元)	2
图 3: 风光发电收入逐年增加 (亿元)	2
图 4: 2021 年风光装机增至 13.8GW	2
图 5: 2021 年风光发电量增至 244.2 亿千瓦时.....	2
图 6: 2021 年公司境内综合电价显著增长 4.4% (元/兆瓦时)	3
图 7: 公司电力市场化比例逐年提升.....	3
图 8: 公司股权结构图 (截至 2021 年末)	3
图 9: 公司归母净利润和 ROE 受煤电周期影响较大.....	8
图 10: 17 年后公司管理费用率控制在 3.0% 以内	8
图 11: 17 年后公司财务费用稳定在 5.2%-6.2%.....	8
图 12: 2017-2021 年分部资本支出 (亿元)	9
图 13: 公司历年股利支付率稳定在 50% 以上.....	9
图 14: 21 年煤炭涨价, 公司资产负债率有所回升.....	9
图 15: 17-20 年公司通过发行永续债降低负债规模.....	9
图 16: 待发放新能源补贴积累导致公司应收账款逐年增加	10
图 17: 19、20 年公司计提大额火电资产减值.....	10
图 18: 预计 2025 年火电装机规模将突破 1400GW	11
图 19: 2021 年国内火电装机占总规模的 55%.....	11
图 20: 公司火电机组规模稳健提升至 104GW.....	11
图 21: 2021 年上半年公司 102GW 火电装机显著领先同行 (GW)	11
图 22: 2020 年公司火电发电量 3866 亿千瓦时领先同行.....	12
图 23: 2020 年公司火电售电量 3631 亿千瓦时领先同行.....	12
图 24: 2021 年公司火电发电量集中东部沿海区域.....	13
图 25: 2021 年公司燃煤机组利用小时数增至 4488h (+429h)	13
图 26: 公司火电机组平均等效可用率保持稳定.....	13
图 27: 公司单位供电煤耗逐年下降.....	13
图 28: 火电企业 ROE 与煤炭价格呈现明显负相关关系	14
图 29: 16 年供给侧改革后煤炭产量持续扩大.....	14
图 30: 16 年后我国原煤消费量稳步增长.....	14
图 31: 21 年上半年我国电厂煤炭库存量处于低位.....	15
图 32: 21 年下半年动力煤市场价陡增, 一度突破 2000 元/吨.....	15
图 33: 2021 年公司长协煤采购占比达 55%.....	15
图 34: 21 年公司原煤采购综合价同比大幅上升 60.9%.....	15
图 35: 我国煤电价格联动历程.....	17
图 36: 2017-2021 年公司市场化交易电量占比持续提升.....	18
图 37: 2021 年公司售电单位燃料成本陡增	18
图 38: 21 年公司技改实际资本性支出 75 亿元.....	21
图 39: 2016-2021 年公司火电业务收入和成本变动情况.....	21

图 40: 2017-2021 年公司新能源装机量保持高速增长	23
图 41: 2017-2021 年公司新能源发电量保持高速增长	23
图 42: 华能集团“两线”“两化”战略	24
图 43: 公司十四五规划新能源装机目标为 55GW	24
图 44: 2021 年公司风光装机 13.8GW	24
图 45: 2021 年公司新增风光装机 3.2GW	24
图 46: 2021Q3 公司在建工程 569 亿大幅领先同行	24
图 47: 2021 年公司重点在建工程风光占比达 78%	24
图 48: 21 年公司最大和次大资源区风力发电量占比达 52%	26
图 49: 21 年公司最丰富和很丰富区光伏发电量占比达 88%	26
图 50: 2021 年公司海风装机量及总风电装机量占比对比	26
图 51: 19H1-22H1 公司设备整机中标价格持续下降 65%	27
图 52: 21 年公司新能源度电利润为 0.21 元/千瓦时领先同行	27
图 53: 20 年公司经营活动现金流量净额 420 亿元领先同行	27
图 54: 近年公司年折旧金额超过 200 亿元	27
图 55: 20 年公司资产负债率已降至 68% (21 年重回至 75%)	28
图 56: 新能源企业普遍存在应收账款逐年增加的情况 (亿元)	28
图 57: 20 年行业累计融资成本 (%)	29
图 58: 21 年累计融资成本降至 3.1% (21 年新增负债较多)	29

表 目 录

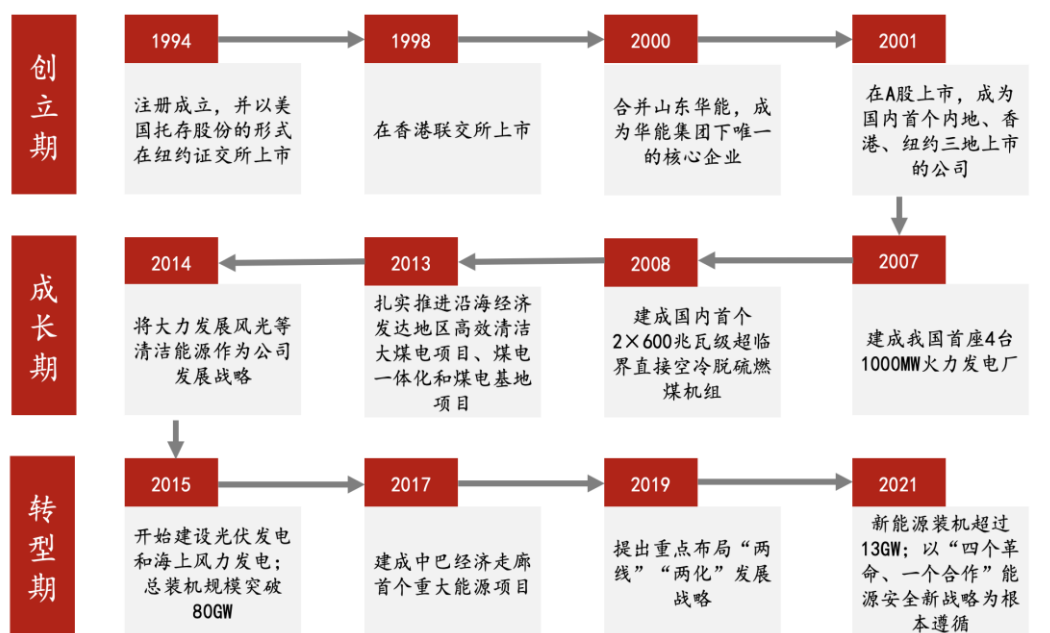
表 1: 公司是华能集团旗下最大电力运营平台	4
表 2: 截至 2021 年底, 各大电力集团十四五装机规划及旗下主要发电企业新能源装机情况	4
表 3: 部分电力新能源公司早年赴港融资概况	5
表 4: 近年来新能源发电企业资本运作频繁	6
表 5: A 股、港股分拆上市要求较为严格	7
表 6: 华能集团历史优质火电资产注入情况	12
表 7: 中国电价政策变迁	16
表 8: 2022 年 3 月各地电价情况	16
表 9: 2022 年公司火电收益测算	18
表 10: 上网电价和标煤成本对火电业务净利润的影响	19
表 11: 电源侧新能源消纳途径比较	19
表 12: 公司火电灵活性改造重点项目建设情况	20
表 13: 西北、东北调峰辅助服务补偿标准	21
表 14: 公司火电灵活性项目收入测算	22
表 15: 辅助服务补偿费用和标煤价格对项目 IRR 影响	22
表 16: 公司火电灵活性改造年收益	23
表 17: 2021 年公司重点新能源在建工程情况 (亿元)	25
表 18: 2022 年公司发行债券融资情况	29
表 19: 风电项目和光伏项目关键假设	29
表 20: 风电项目收入测算	30
表 21: 光伏项目收入测算	30
表 22: 融资成本和上网电价对风电项目和光伏项目 IRR 敏感性测算	31
表 23: 火电灵活性改造与新能源项目协同发展相关政策	31
表 24: 华能陇东能源基地建设历程	32
表 25: 电力及热力业务核心假设-收入端	33
表 26: 电力及热力业务核心假设-成本端	33
表 27: 分业务收入及毛利率	34
表 28: 新能源业务净利润分拆	35
表 29: 可比公司估值	35
附表: 财务预测与估值	36

1 全球火电龙头屹立，开启二次创业征途

1.1 积极转型新能源，从价值股向成长股转变

华能国际是全球最大的火电上市企业，近年来积极转型新能源，公司发展可分为创立期（1994-2001）、成长期（2001-2014）、转型期（2015-2022）。在创立期，公司分别于1994年、1998年、2001年在纽约、香港、内地三地上市，成功筹集了大量资金；公司于2000年合并山东华能，成为华能旗下唯一的核企业。在成长期，公司大力发展火电业务，建成了我国首座4台1000MW火力发电厂、首个2×600兆瓦级超临界直接空冷脱硫燃煤机组，并在2008年全资拥有新加坡大士能源公司，逐步拓展海外业务；2014年，公司开始大力发展风光等清洁能源。在2015年至今的转型期，公司完成亚洲装机容量最大的海风项目、国内离岸最近的海风项目等。截至2021年底，公司总装机容量为118.7GW，位列行业第一。

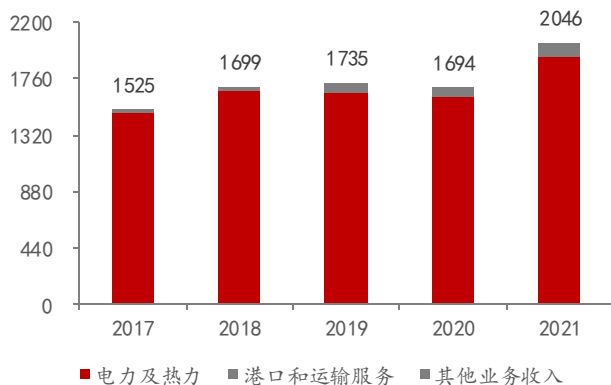
图1：2015年后公司进入转型期，积极发展新能源



数据来源：公司公告，西南证券整理

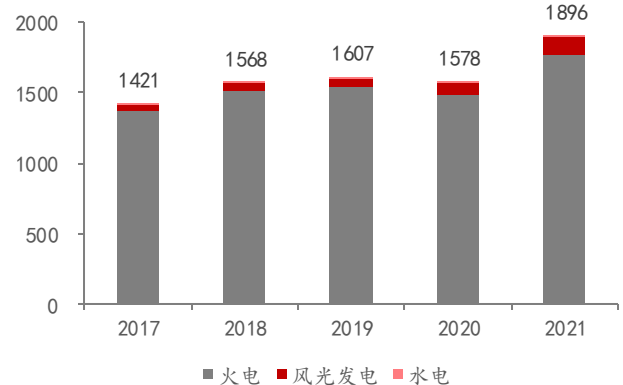
16-21年公司营收稳定增长，风光业务营收CAGR高达57%。得益于新能源业务迅速发展，2017-2021年公司营业收入从1525亿元增至2046亿元。历年来火电收入占公司总发电收入90%以上，水电收入占比不足1%，十三五期间，随着公司向新能源转型，风光发电收入逐年增加，由2016年13亿元增至2021年122亿元，CAGR高达57%。

图 2：公司新能源发展推动总营收稳步增长（亿元）



数据来源：公司公告，西南证券整理

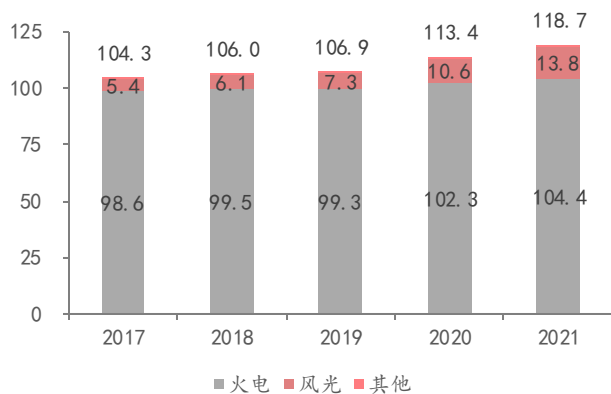
图 3：风光发电收入逐年增加（亿元）



数据来源：公司公告，西南证券整理

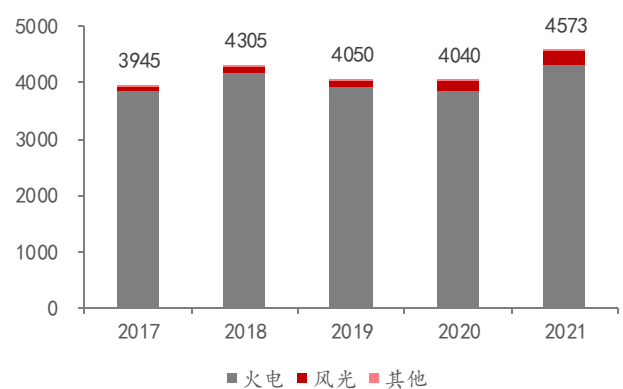
总装机规模稳步增加，新能源装机量和发电量显著增长。2017-2021 年公司总装机规模稳步增长，由 104.3GW 增加至 118.7GW。国家能源局于 2016 年向能源企业印发《太阳能发展“十三五”规划》《风电发展“十三五”规划》，提出到 2020 年全国风电装机规模达到 2.1 亿千瓦以上、太阳能发电装机达到 1.1 亿千瓦以上。公司在十三五期间大力投产风光项目，风光装机量从 2017 年的 5.4GW 增加至 2021 年的 13.8GW，CAGR 达 26.7%。公司总发电量呈波动上升趋势，2017-2020 年发电量由 3945 亿千瓦时增至 4573 亿千瓦时；其中新能源发电量由 81.5 亿千瓦时增至 244.2 亿千瓦时，CAGR 高达 31.6%。公司电源结构主要以火电为主，2021 年火电发电量占总发电量 94.5%。

图 4：2021 年风光装机增至 13.8GW



数据来源：公司公告，西南证券整理

图 5：2021 年风光发电量增至 244.2 亿千瓦时



数据来源：公司公告，西南证券整理

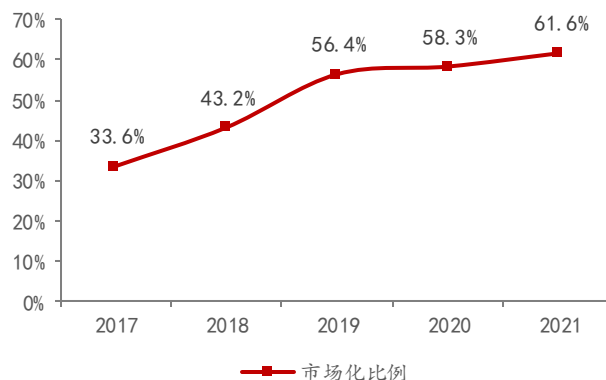
公司境内综合电价 21 年显著增长 4.4%，电力市场化比例增至 62%。随着国家电力市场化改革，公司电力市场化占比逐年提高，从 2017 年 33.6% 提升到 2021 年 61.6%。此后，公司电价稳定在 410-420 元/兆瓦时区间。在 2021 年全国电力供需紧张的背景下，市场化电价上浮比例提高至 20%，公司综合电价增长 4.4% 至 432 元/兆瓦时。

图 6：2021 年公司境内综合电价显著增长 4.4%（元/兆瓦时）



数据来源：公司公告，西南证券整理

图 7：公司电力市场化比例逐年提升



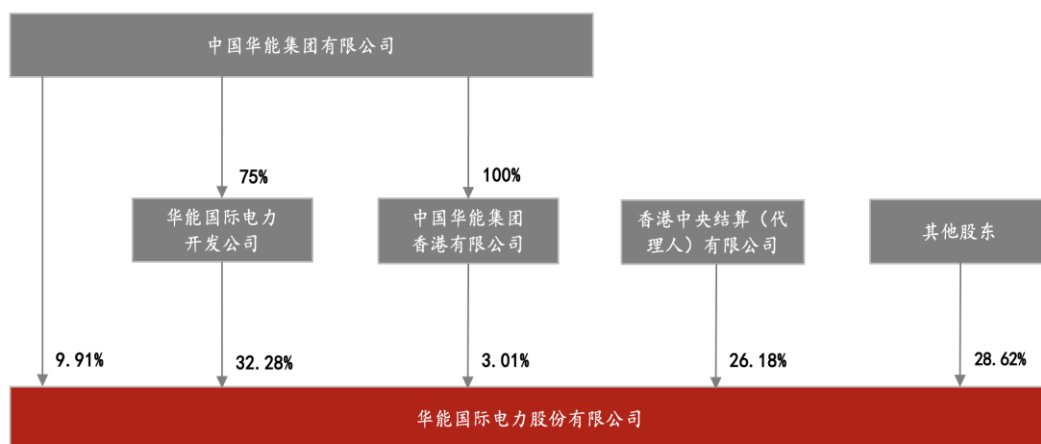
数据来源：公司公告，西南证券整理

公司管理层均拥有丰富的能源行业从业经验，经营管理能力强。公司董事长赵克宇于 2020 年担任公司董事长，现任公司董事长、党委书记，曾任华能集团办公厅主任、公司总经理等职务。公司名誉董事长舒印彪现任华能集团董事长、党组书记，曾任国家电网董事、总经理等多个要职，深耕电力行业 40 年。公司总经理赵平毕业于清华大学热动专业，拥有丰富的专业知识，2020 年加入华能国际，现任华能山东发电有限公司副总经理、华能国际总经理等数职。公司管理团队具有丰富的从业经验，有效提高企业的运营水平。

1.2 华能旗下最大上市平台，肩负集团转型重任

华能集团合计持有公司 37.1% 股权，公司先后在纽约、香港、内地多地上市。截至 2021 年底，华能集团直接和间接方式合计持有华能国际 37.1% 股权，香港中央结算（代理人）有限公司持有 26.2% 股权，其他股东共持有公司 28.6% 股权。公司于 1994 年 10 月在美国纽交所上市；1998 年 1 月，公司外资股在港交所挂牌上市，市值为 175 亿港元；1998 年 3 月又完成 2.5 亿股外资股的配售和 4 亿股内资股的定向配售；2001 年 11 月，公司成功发行 3.5 亿股在 A 股上市，市值为 870 亿元人民币。截至 2021 年底，公司总市值超过 1000 亿元。

图 8：公司股权结构图（截至 2021 年末）



数据来源：公司公告，西南证券整理

公司是集团旗下装机规模最大的上市平台，也是集团唯一一家业务全国布局的发电企业。华能集团旗下有 4 家发电企业，分别为华能国际、华能水电、内蒙华电、华能新能源，其中华能新能源于 2020 年 2 月从 H 股退市。截至 2021 年，华能国际装机规模占集团总规模的 60%，是集团内装机规模最大的发电平台。华能水电/内蒙华电/华能新能源装机规模占集团总装机规模比分别为 11.8%/6.5%/7.6%。华能水电是集团内的大型水电公司，资产集中于云南省；内蒙华电发电业务主要向蒙西电网、华北电网、东北电网供电，资产集中于内蒙古；华能新能源资产位于内蒙古、辽宁、云南等 7 个区域；华能国际境内电厂广泛分布在中国 26 个省、自治区和直辖市，是集团旗下唯一一家全国型综合发电企业。

各大电力集团“十四五”装机规划均聚焦新能源领域，华能集团提出建设世界一流清洁能源企业战略目标。在国家“双碳”目标的引领下，各大能源集团相继发布“十四五”装机规划，华能集团在五大集团中总装机规模排名第二，在 2021 年 1 月的工作会议上，公司明确提出“加快建设世界一流现代化清洁能源企业”的战略目标，作出“两步走”战略安排，全力实现“六个新领先”战略任务。集团规划 2025 年总装机规模达到 300GW 以上，清洁能源装机占比达到 50% 以上，碳排放强度较“十三五”下降 20%；到 2035 年，进入世界一流能源企业前列，发电装机突破 5 亿千瓦，清洁能源装机占比 75% 以上。

表 1：公司是华能集团旗下最大电力运营平台

	总装机 (GW)	公司	分部装机 (GW)		总装机 (GW)	占集团总装机比例	业务区域
华能集团	196.4 (2020)	华能国际 (2021)	火电	104.4	118.7	60.4%	国内业务广泛分布于二十六个省、自治区和直辖市；在新加坡拥有一家装机容量 2GW 的营运电力公司
			风电	10.5			
			光伏	3.3			
			其它	0.5			
		华能水电 (2021Q3)	水电	22.9	23.2	11.8%	国内业务均位于云南省，大部分集中在澜沧江；在柬埔寨有一装机容量 0.4GW 水电站
			风电	0.14			
			光伏	0.10			
		内蒙华电 (2021H1)	火电	11.4	12.9	6.5%	全部发电资产均位于内蒙古自治区境内
			风电	1.38			
			光伏	0.07			
		华能新能源 (2021Q1)	风电	13.7	15.0	7.6%	主要分布在内蒙古、辽宁、云南、山东、贵州地区
			光伏	1.26			

数据来源：公司公告，西南证券整理

表 2：截至 2021 年底，各大电力集团十四五装机规划及旗下主要发电企业新能源装机情况

集团	总装机 (GW)	公司	总装机 (GW)	占集团总装机比例	风光装机 (GW)	“十四五”规划
华能集团	196.4	华能国际	118.7	60.4%	13.8	总装机规模达到 300GW 左右，新增新能源装机 80GW 以上，清洁能源装机占比 50% 以上。
		华能水电	23.2	11.8%	0.24	
		内蒙华电	12.9	6.5%	1.5	
		华能新能源 (2021Q1)	15.0	7.6%	15.0	
国家能源	257.1	国电电力	99.8	38.8%	7.4	新增新能源装机 70-80GW，占比达到 40%。
		龙源电力	24.9	9.7%	23.0	
国家电投	176.3	中国电力	28.9	16.4%	14.5	总装机规模达 220GW，光伏装机

集团	总装机 (GW)	公司	总装机 (GW)	占集团总装机比例	风光装机 (GW)	“十四五”规划
华电集团	166.1	上海电力 (2021H1)	17.1	9.7%	6.1	达 80GW, 清洁能源装机占比突破 60%。
		吉电股份	9.5	5.4%	6.2	
		华电国际	53.4	32.2%	-	新增新能源装机 75GW, 非化石能源装机占比 50%, 非煤装机占比近 60%。
		华电福新 (已退市) (2020H1)	25.0	10.8%	9.4	
大唐集团	158.6	大唐发电 (2021H1)	68.1	42.9%	6.3	非化石能源装机超过 50%, 提前 5 年实现“碳达峰”。
		大唐新能源	12.2	7.7%	12.2	
三峡集团	87.6	长江电力 (2021H1)	45.5	51.9%	-	新增新能源装机 70-80GW, 每年新增 15GW。
		三峡能源	22.9	26.1%	22.7	
华润集团	48.0	华润电力	48.0	100%	22.6	新增新能源装机 40GW, 可再生能源装机占比达到 50%
中核集团	22.9	中国核电	22.5	98.3%	8.9	新能源装机达到 30GW
中广核集团	63.2	中国广核	22.7	35.9%	-	新增新能源装机 20GW 以上。
		中广核新能源 (2021H1)	7.7	12.2%	4.3	
		中广核风电 (未上市) (2020)	24.0	38.0%	24.0	
国投集团	31.9	国投电力 (2021H1)	31.9	100%	3.3	-
中节能集团	10.3	太阳能 (2021H1)	5.2	50.0%	5.2	光伏总装机达到 20GW, 新增光伏装机 15GW (中节能太阳能)。
		节能风电	5.2	50.0%	5.2	

数据来源：公司公告，国际能源网，西南证券整理，注：集团总装机数据均为 2020 年末

集团另一子公司华能新能源 2020 年港股退市，集团新能源业务亟待整合。华能集团旗下另一子公司华能新能源前身为成立于 2002 年 11 月的华能新能源产业控股有限公司，于 2011 年 6 月在港交所主板上市。2014-2018 年，华能新能源的净利润分别为 11.2 亿元、18.6 亿元、26.6 亿元、30.1 亿元、30.9 亿元，年均增长率超 35%。尽管华能新能源业绩表现突出，但由于电价下调和补贴欠款拖累等政策性风险，港股风电板块资产价值被严重低估，华能新能源在港股上市期间估值一直在 0.6-0.7 倍市净率徘徊，融资能力受限。2020 年 2 月 24 日，华能新能源从香港联交所退市。退市后，华能集团旗下新能源业务呈现华能国际、华能新能源、华能水电多头内生式发展状况，既无法集中资源高质量快速发展，也无法难以快速融得发展急需的资本金，集团新能源业务及资源亟待整合。

表 3：部分电力新能源公司早年赴港融资概况

公司名称	上市时间	IPO 实际融资	再融资时间	再融资规模	私有化/退市时间
龙源电力	2009 年 12 月	201.1 亿港元	2012 年 12 月	29.1 亿港元	-
大唐新能源	2010 年 12 月	53.0 亿港元	-	-	-
华能新能源	2011 年 6 月	66.2 亿港元	2013 年 10 月	15.8 亿港元	2020 年 2 月
			2014 年 12 月	17.5 亿港元	
			2017 年 5 月	21.9 亿港元	
华电福新	2012 年 6 月	26.8 亿港元	2014 年 1 月	11.8 亿港元	2020 年 6 月
			2014 年 11 月	17.2 亿港元	
中广核新能源	2014 年 10 月	20.3 亿港元	-	-	2020 年 3 月

数据来源：公司公告，西南证券整理

近年来新能源发电企业资本运作频繁，引发市场对火电企业新能源资产拆分的担忧。近年来多家新能源企业谋求单独 A 股上市，相对于港股，A 股拥有估值高、募集资金多、再融资优势突出等特点，也有利于公司品牌的提升。2021 年 6 月三峡能源作为纯新能源龙头企业于 A 股成功上市，募集资金规模约 227 亿，首日市值即突破 1000 亿元，成为中国 A 股市值最高的新能源上市公司。2021 年底中广核风电和华电福新陆续完成大额战略增资。22 年 1 月，全球最大的风电运营商龙源电力通过吸收合并方式登录 A 股，打通“A+H”资本通道，境内外融资渠道更加通畅。纯新能源企业相比火电转型企业缺少火电带来的经营性现金流及自主调峰优势，但可获得更高的市场估值便于融资。近年来纯新能源企业纷纷独立上市引发了市场对火电转型企业新能源资产拆分的担忧。

表 4：近年来新能源发电企业资本运作频繁

上市时间	公司名称	经营情况	募资情况	市值
2021 年 6 月 A 股上市	三峡能源	公司发电项目装机规模由 2008 年底的 0.14GW 迅速增长至 2020 年 9 月底的 11.9GW，复合年均增长率高达 45.69%。2020 年，公司营收为 113.1 亿元，净利润 3.92 亿元，三年复合年增速分别为 18.6%及 15.3%。	上市募资 225 亿元	1754 亿元
-	中广核风电	从 2007 年开始，中广核将新能源确定为重点发展产业之一，目前已成为该集团的第二大支柱产业，在境内 29 个省区拥有控股在运装机 25GW。截至 2021 年，公司资产总额超过 8400 亿元，控股在运清洁能源装机近 65GW。	2021 年 11 月完成战略增资 305 亿元	-
-	华电福新	华电福新 H 股港交所退市后，华电国际将华电莱州风电有限公司、华电山东新能源有限公司等约 800 万千瓦风、光资产注入华电福新新能源发展公司，并取得后者 37%股权。重组后福新发展总装机规模提升至 25GW,总资产近 1700 亿元,产业遍布全国 29 个省(市、区)及欧洲。	2021 年 12 月完成战略增资 150 亿元	-
2022 年 1 月 A 股上市	龙源电力	截至 2021 年 12 月，龙源电力各类电源控股装机容量达 26.54GW，其中风电控股装机容量 23.6GW，光伏 1.1GW，火电装机容量 1.9GW，其他可再生能源控股装机容量 0.1GW。	-	1702 亿元

数据来源：公司公告，西南证券整理

根据 A 股港股现有规定，我们判断短期内华能国际发生新能源资产分拆可能性较小。华能新能源如在 A 股独立上市，必须要解决和华能国际同业竞争的问题，这就需要华能国际将新能源业务分拆。但 A 股《上市公司分拆规则》中要求“上市公司最近 1 个会计年度合并报表中按权益享有的拟分拆所属子公司的净利润不得超过归属于上市公司股东的净利润的 50%”。港股《香港联合交易所有限公司证券上市规则》第 15 项应用指引要求“分拆上市不会对母公司股东的利益产生不利影响”。而 2021 年华能国际整体亏损，火电业务巨亏，新能源业务局部盈利，不符合 A 股规定中对于 3 年连续盈利和分拆业务收入占比低于 50%的要求，我们判断短期内华能国际发生新能源资产分拆可能性较小。

表 5：A 股、港股分拆上市要求较为严格

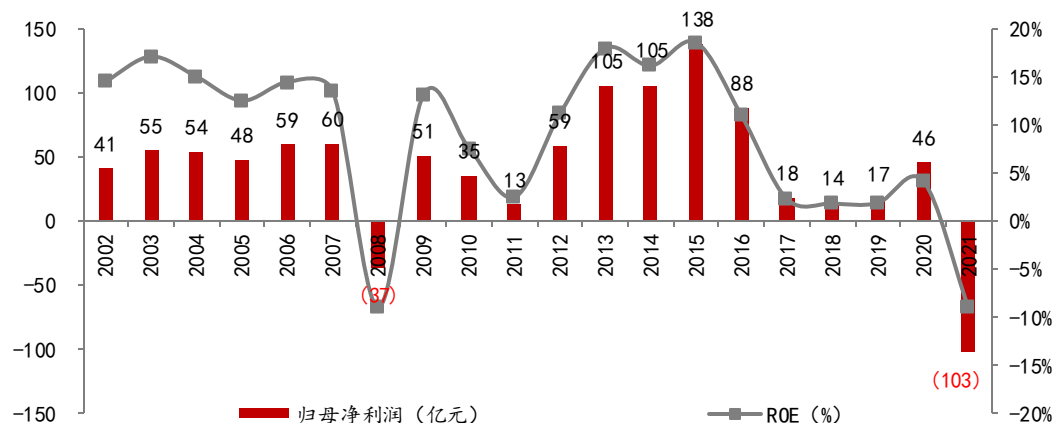
股市	文件	相关要求
A 股	《上市公司分拆所属子公司境内上市试点若干规定》	(二) 上市公司最近 3 个会计年度连续盈利，且最近 3 个会计年度扣除按权益享有的拟分拆所属子公司的净利润后，归属于上市公司股东的净利润累计不低于 6 亿元人民币（本规定所称净利润以扣除非经常性损益前后孰低值计算）
		(三) 上市公司最近 1 个会计年度合并报表中按权益享有的拟分拆所属子公司的净利润不得超过归属于上市公司股东的净利润的 50%；上市公司最近 1 个会计年度合并报表中按权益享有的拟分拆所属子公司净资产不得超过归属于上市公司股东的净资产的 30%。
港股	《香港联合交易所有限公司证券上市规则》	(三) 母公司经分拆后余下之业务足以独立符合上市条件：母公司除保留其在新公司的权益外，自己亦须保留有相当价值的资产及足够业务的运作(不包括其在新公司的权益)，以独立地符合联交所上市规则的规定。
		(四) 考虑分拆上市申请时所采用的原则：考虑有关以分拆形式上市的申请时，上市委员会将采用下列原则：由母公司及新公司分别保留的业务应予以清楚划分；新公司的职能应能独立于母公司；对母公司及新公司而言，分拆上市的商业利益应清楚明确，并在上市文件中详尽说明；分拆上市不会对母公司股东的利益产生不利影响。
		(五) 分拆上市建议须获得母公司股东批准：如有关交易的任何百分比率计算达 25%或 25%以上，须获股东批准。分拆上市建议如属前述情况，必须获得母公司的股东批准。如母公司控股股东在有关建议中占有重大利益，该控股股东及其联系人均须放弃表决。

数据来源：证监会网站、香港联交所，西南证券整理

1.3 财务稳健，新能源投资力度逐年加大

公司归母净利润和 ROE 受煤电周期影响较大，随新能源占比提升，未来利润将更加稳定。2008 年受国际金融危机、国际能源原材料价格上涨、国内经济形势等影响，煤炭价格迅速上涨，至当年 8 月底，煤炭市场价最高达到了年初的两倍，发电成本大幅上涨，同时叠加国内汶川大地震等，电力行业全面亏损，公司 08 年归母净亏损 37 亿元；2010-2011 年，由于煤价暴涨，归母净利润从 35 亿元降至 13 亿元，ROE 从 7.6%降至 2.5%；2012-2015 年煤炭价格有所改善，电力行业迎来了 4 年的景气周期，公司净利润持续改善，2015 年归母净利润达到峰值 138 亿元，ROE 高达 18.6%；2016 年由于电煤价格大幅上升，公司净利润从 2016 年的 88 亿元降至 2018 年的 14 亿元；2019 年煤价中枢开始下行，利润开始回暖，2020 年受益于燃料成本持续下降，公司归母净利润上涨至 46 亿元，ROE 回升至 4.2%；2021 年因煤价走高，火电企业都经历了大幅亏损，公司归母净亏损 103 亿元。公司此前火电装机占总装机规模的绝大部分，受煤电周期影响大，随着今后新能源占比逐渐提升，利润将更加稳定。

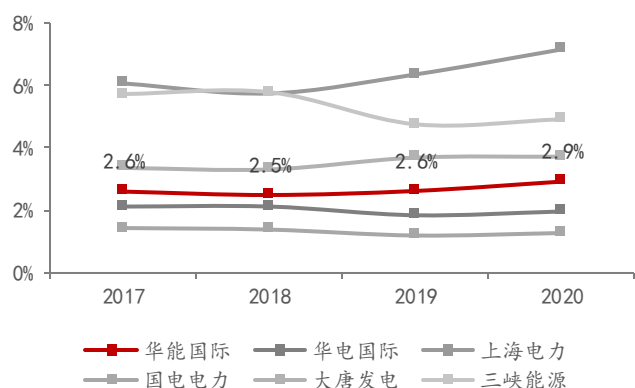
图 9：公司归母净利润和 ROE 受煤电周期影响较大



数据来源：Wind，西南证券整理

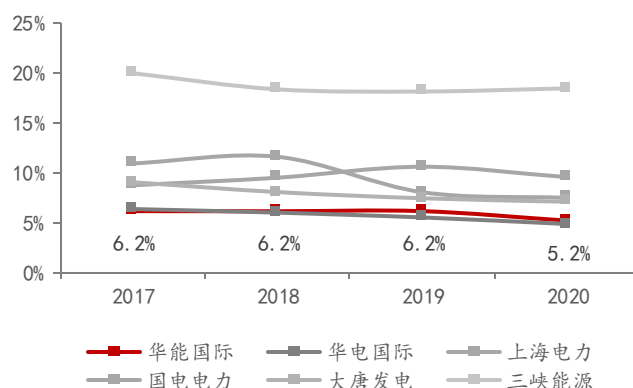
公司管理费用率和财务费用率处于行业低位，财务费用率显著下降。2017-2020 年，公司管理费用率稳定在 2.5%-3.0%，2021 年公司管理费用率上涨至 3.4%，仍处于行业低位。2017-2020 年公司财务费用率稳定在 5.2%-6.2%，2021 年大幅降至 3.9%，财务费用率的下降主要是由于近两年公司严控负债，使财务费用中的利息费用减少。

图 10：17 年后公司管理费用率控制在 3.0% 以内



数据来源：Wind，西南证券整理

图 11：17 年后公司财务费用率稳定在 5.2%-6.2%

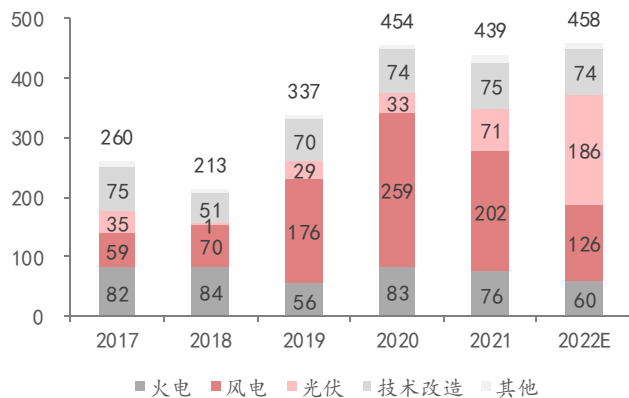


数据来源：Wind，西南证券整理

近两年新能源投资力度明显加大，风光资本支出占公司总资本支出超过 60%。公司近年来在新能源业务上投入了大量资金，2017 年-2021 年公司资本支出整体有较大增长，其中风光支出增长显著快于火电，2021 年公司风光支出占总资本支出 62%。2022 年公司计划在光伏发电上投入 186 亿元，较 2021 年增长 115 亿元，光伏将是公司 2022 年发展的重点。

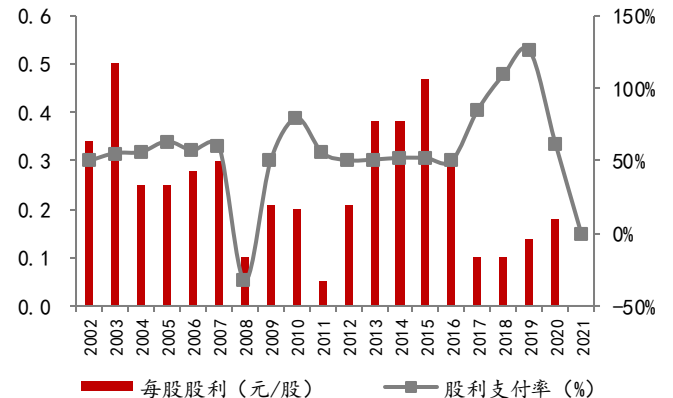
公司股利支付率稳定在 50% 以上，2018-2020 年三年股东回报规划期间股利支付率将达到 100% 以上。2012 年公司已明确规定现金分红政策，每年以现金方式分配的利润原则上不少于当年可分配利润的 50%；2018 年公司制定了三年股东回报规划，将 2018-2020 年分红比率提升到了 70%，且每股股利不低于 0.1 元/股。除 2020 年股息支付率为 62%，2018 和 2019 年均超过 100%。由于 2021 年公司净利润为负，考虑到公司发展需求，公司审议通过不分红决议。由于公司未来有大规模新能源装机规划，投资需求大，预计未来股利支付率将维持 50% 左右。

图 12: 2017-2021 年分部资本支出 (亿元)



数据来源: 公司公告, 西南证券整理

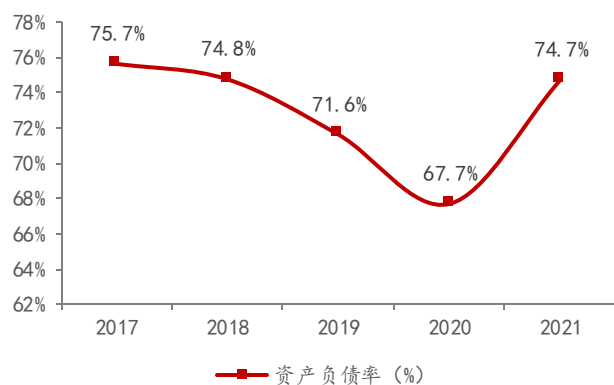
图 13: 公司历年股利支付率稳定在 50% 以上



数据来源: 公司公告, 西南证券整理

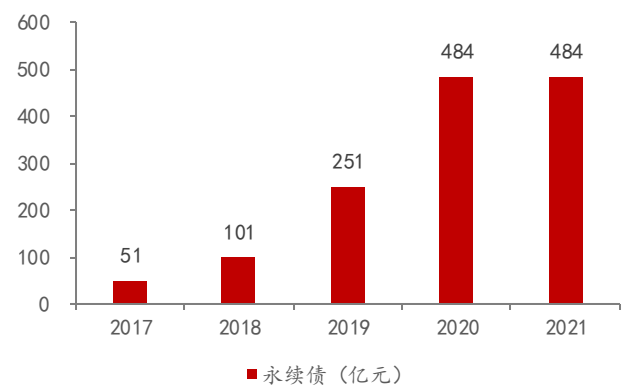
通过降低负债增加权益, 资产负债率降至 70% 以下。2018 年国家制定了央企资产负债率警戒线和重点监控线, 要求各大央企降低资产负债率, 自 2018 年起, 公司逐步降低负债规模, 大幅发行作为其他权益工具入账的永续债融资。2017-2021 年, 公司总负债规模持续下降, 权益规模持续增加, 其中永续债规模从年 51 亿元增至 484 亿元, 2021 年公司永续债利息为 21.4 亿元; 2017-2020 年公司资产负债率从 75.7% 降至 67.7%, 2021 年资产负债率上升到 74.7%, 主要是由于煤价暴涨, 导致公司现金流显著下降, 公司筹资以确保新能源项目投资不受影响, 债务融资规模大幅度增加。公司计划今后将通过积累自有资金和通过 REITs 等权益融资的方式, 使资产负债率回归 70% 左右。

图 14: 21 年煤炭涨价, 公司资产负债率有所回升



数据来源: 公司公告, 西南证券整理

图 15: 17-20 年公司通过发行永续债降低负债规模

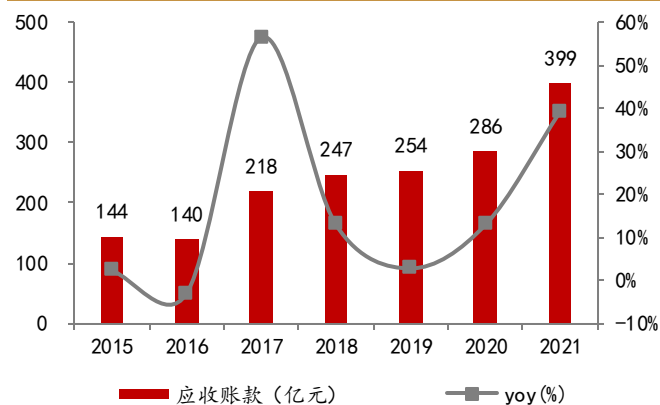


数据来源: 公司公告, 西南证券整理

可再生能源欠补问题有望得到解决, 应收账款将回落至正常区间。火电行业应收账款周转天数保持在 50 天左右, 2016-2021 年公司应收帐款持续增长, 由 140 亿元增至 399 亿元, 主要是因为待发放的新能源补贴不断积累。2021 年起, 陆上风电/非户用光伏新项目将不再享受补贴; 2022 年起, 新建海风电取消。国家财政部 2022 年 3 月发布的《关于 2021 年中央和地方预算执行情况与 2022 年中央和地方预算草案的报告》明确指出将“推动解决可再生能源发电补贴资金缺口”, 随着可再生能源基金欠补问题得到解决, 预计公司应收账款将回落至正常区间。

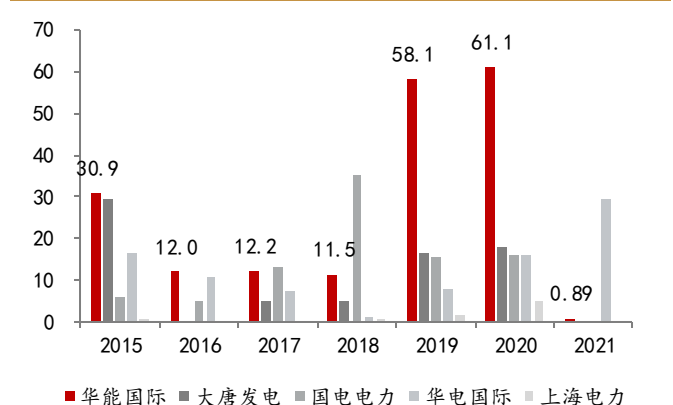
公司近 2 年计提大额资产减值，剩余火电资产质量良好。在新能源转型的大背景下，火电资产利用小时数持续走低，经营能力下降，各火电企业的火电资产纷纷出现减值现象，公司在 2019 年、2020 年大额计提资产减值损失，合计高达 119 亿元。2021 年公司整体经历大幅亏损，但 2019-2020 年已计提大量减值，在 2021 年资产减值损失仅 0.9 亿元。由于前期已充分计提减值准备，剩余火电资产质量较好，预计未来资产减值计提将回归较低水平。

图 16：待发放新能源补贴积累导致公司应收账款逐年增加



数据来源：公司公告，西南证券整理

图 17：19、20 年公司计提大额火电资产减值



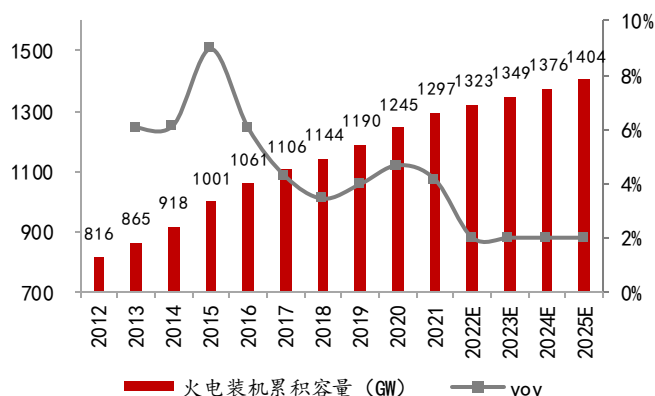
数据来源：公司公告，西南证券整理（备注：除华能国际、华电国际外，其余三个公司 2021 年数据尚未公布）

2 火电行业真龙头，能源保供排头兵

2.1 开发收购双轮驱动，火电规模行业第一

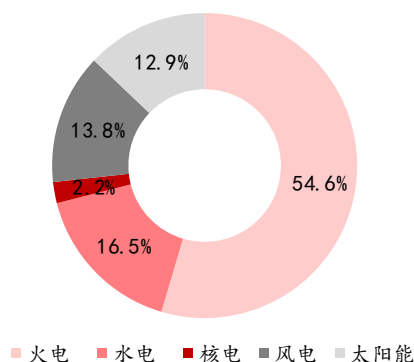
由于国家能源安全保供的需求和以煤为主的国情，火电未来仍将承担着主体能源责任。我国火电装机容量约占全国电源结构的 54.6%，尽管火电装机增速放缓趋势全面凸显，但是火电工业仍是国民经济发展的重要基础产业，与国民经济和人民日常生活息息相关。截至 2021 年，我国火电累积装机容量达 1349GW，同比增长 4.3%。根据中电联数据显示，预计未来按照 2% 左右的年增速，2025 年将突破 1400GW。随着 2021 年 12 月中央经济工作会议对“运动式减碳”的进一步纠偏，火电在未来长时间内依然是发电量的主要来源，仍将承担着主体能源责任。

图 18：预计 2025 年火电装机规模将突破 1400GW



数据来源：Wind，西南证券整理

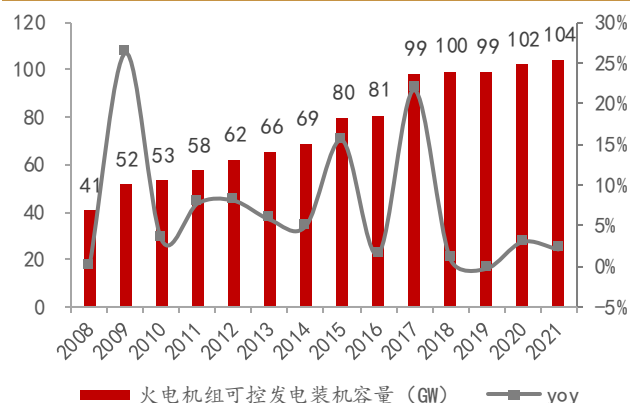
图 19：2021 年国内火电装机占总规模的 55%



数据来源：中电联，西南证券整理

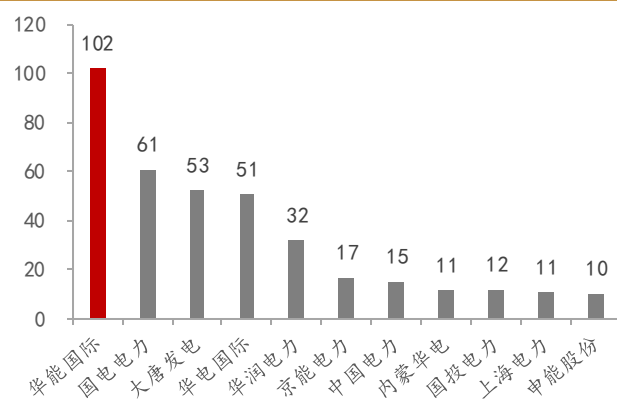
公司火电机组装机规模稳健增长，装机规模远超同行。经过前期的高速发展后，2017-2021 年公司火电机组装机量增速趋缓，由 99GW 稳增至 104GW。公司是中国乃至全球最大的火电运营商，公司相较同行火电规模和装备优势突出，2021 年上半年公司以 102GW 的规模大幅领先于同行，上市公司中第二的是国电电力，仅 61GW。公司燃煤机组中，超过 50% 是 60 万千瓦以上的大型机组，在全国占比约 9.3%。

图 20：公司火电机组规模稳健提升至 104GW



数据来源：公司公告，西南证券整理

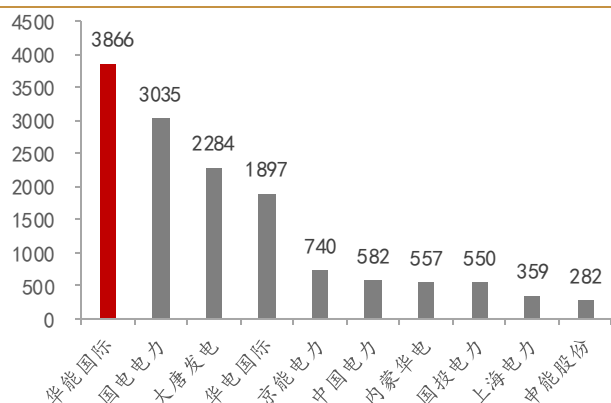
图 21：2021 年上半年公司 102GW 火电装机显著领先同行 (GW)



数据来源：公司公告，西南证券整理

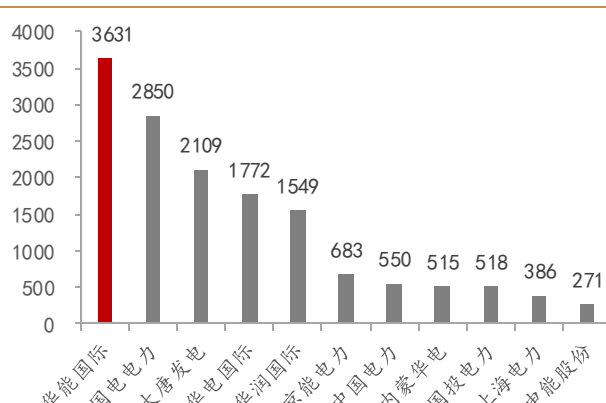
公司火电发电量均为行业第一，远超其他火电发电平台。火电发电方面，2021 年公司累计完成火电发电量 4320 亿千瓦时，占全国火力发电量的 5.2%。用 2020 年各火电企业数据进行横向对比，20 年华能国际累积完成火电发电量 3866 亿千瓦时，占全国火力发电量的 7.3%，高出国电电力 27.4%。售电交易方面，自电改 9 号文出台后，售电市场成为各大能源公司追逐的热点，华能国际也设立了多家能源销售公司，2020 年公司实现火电售电量 3631 万千瓦时，领跑火电行业。

图 22：2020 年公司火电发电量 3866 亿千瓦时领先同行



数据来源：公司公告，西南证券整理

图 23：2020 年公司火电售电量 3631 亿千瓦时领先同行



数据来源：公司公告，西南证券整理

公司是集团常规能源业务最终整合的唯一平台，自上市以来获大股东支持不断。自公司上市以来，华能集团不断将优质火电资产注入公司，支持公司的持续、稳定、健康发展。2010 年，华能集团在《关于中国华能集团公司进一步避免与盈进集团控股有限公司同业竞争有关事项的承诺》中做出进一步承诺，华能国际将被作为华能集团常规能源业务最终整合的唯一平台。其中，对于华能集团位于山东省的常规能源业务资产，华能集团承诺将该等资产在盈利能力改善且条件成熟时注入华能国际。此后，华能集团持续履行承诺，分别以 93.2/151.1/18.0 亿元的成交价于 2014、2016 和 2018 年将华能山东、华能吉林等资产并入公司。截至 2020 年，华能集团累计注入运营机组的权益装机容量已达到 30.2GW。

表 6：华能集团历史优质火电资产注入情况

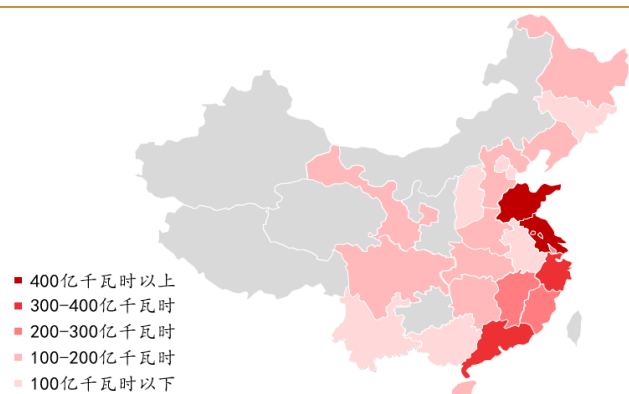
时间	项目	成交价格	新增权益装机量
2002 年 7 月	收购华能集团下属的石洞口一厂、太仓电厂、淮阴电厂和长兴电厂	20.5 亿元	1.7GW
2003 年 10 月	收购华能集团下属的沁北发电、山西榆社和辛店电厂	5.5 亿元	0.8GW
2004 年 12 月	收购邯峰电厂、井冈山电厂、岳阳电厂、珞璜电厂、营口电厂、四川水电和平凉电厂	65.4 亿元	4.3GW
2007 年 12 月	收购华能开发公司下属的南京金陵发电公司	4.2 亿元	0.5GW
2009 年 9 月	收购华能集团下属的杨柳青热电和华能国际电力开发公司拥有的北京热电	23.5 亿元	1.0GW
2014 年 10 月	收购海南发电、武汉发电、苏州热电、大龙潭水电、花凉亭水电、巢湖发电、瑞金发电、安源发电、荆门热电和应城热电	93.2 亿元	5.7GW
2016 年 10 月	收购华能集团下属的华能山东、华能吉林、华能黑龙江、华能中原燃气	151.1 亿元	13.4GW
2018 年 7 月	收购华能能源交通产业控股有限公司下属的聊城热电、莱州风电、莱芜热电以及莱芜发电	18.0 亿元	2.9GW

数据来源：公司公告，西南证券整理

公司火电机组主要布局东部沿海，匹配高用电负荷地区且多渠道保证煤炭供应。公司中国境内电厂广泛分布在 23 个省、自治区和直辖市，地域分布广阔。其中，山东/江苏/浙江/广东火电分布较为集中，2021 年火电发电量分别为 857/405/328/325 千瓦时。公司火电的主要分布区域运输便利，有利于多渠道采购煤炭、稳定供给，东部沿海省份聚集着公司机组利用率高、盈利能力强的优质火力发电资产。

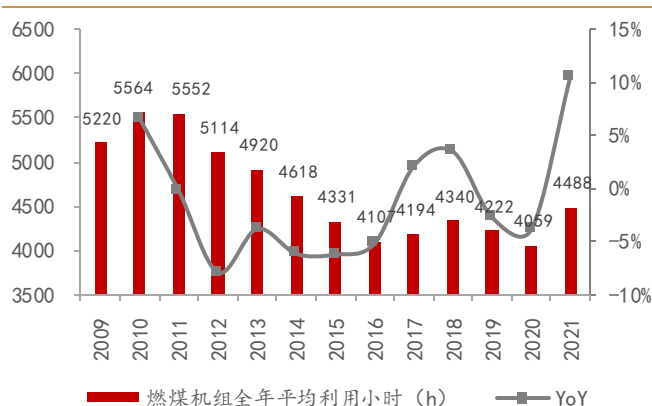
近年新能源逐步挤占火电空间，公司燃煤机组利用小时整体下滑。在煤电去产能和能源转型的背景下，公司火电利用小时数持续走低。2010-2016年全国燃煤发电供需过剩，公司火电平均利用小时逐年显著下滑，由顶峰的 5564h 降至 4107h；2017-2020 年，公司燃煤机组利用小时数呈现波动，基本在 4000-4400h 之间；2021 年社会复产复工带动电力需求上涨，公司燃煤机组利用小时同比增长 429h，达到 4488h。

图 24：2021 年公司火电发电量集中东部沿海区域



数据来源：公司公告，西南证券整理

图 25：2021 年公司燃煤机组利用小时数增至 4488h (+429h)



数据来源：公司公告，西南证券整理

公司设备管理水平持续加强，设备可靠性和火电能效水平大幅提高。2021 年公司安全生产、技术经济及能耗指标继续保持行业领先，公司境内火电机组平均等效可用率为 93.3%。公司依托科研技术支持，在超低排放、废水治理等环保改造中，不断优化技术方案，降低环保排放对能耗指标的影响，生产供电煤耗逐年下降，2021 年仅为 291 克/千瓦时。目前公司燃煤机组均已实现了烟气超低排放，平均煤耗、厂用电率、水耗等能耗指标等处于领先地位。

图 26：公司火电机组平均等效可用率保持稳定



数据来源：公司公告，西南证券整理

图 27：公司单位供电煤耗逐年下降

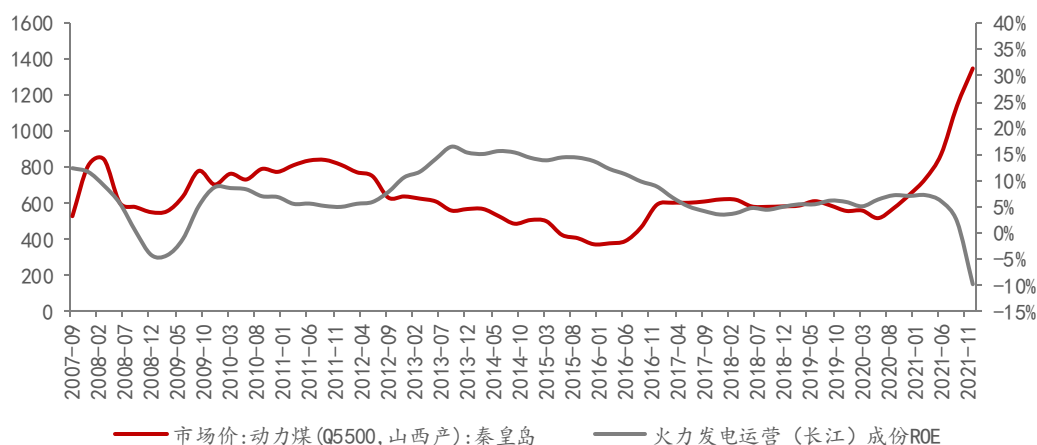


数据来源：公司公告，西南证券整理

2.2 计划煤+市场电，22 年火电业务有望扭亏为盈

火电企业 ROE 与上游煤炭价格呈现明显负相关关系。2008 年国家四万亿基建投资计划出台后，2009-2011 年煤炭需求增加，煤炭价格不断上涨，也导致火电企业盈利水平逐年下降。2012 年国家进入新常态，经济降速提质，2012-2015 年经济增速下滑导致煤炭需求下降，煤炭价格也有所下降，火电企业公司 ROE 上升，迎来了高景气周期。2016 年以后，随着供给侧结构性改革，国家关停了众多中小煤矿，煤价有所上升，火电企业 ROE 有所下滑。

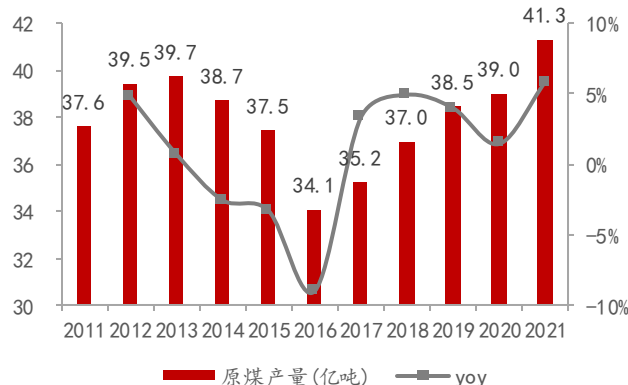
图 28：火电企业 ROE 与煤炭价格呈现明显负相关关系



数据来源: Wind, 西南证券整理

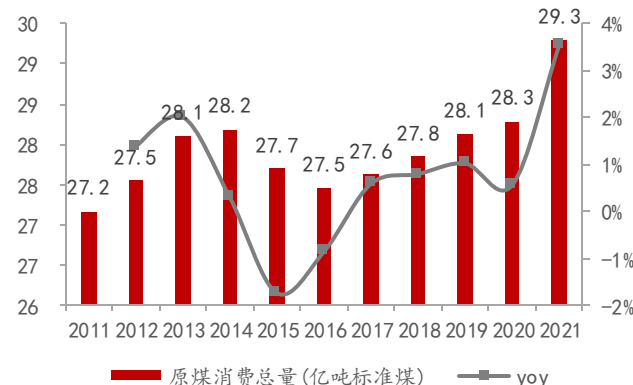
我国煤炭供需关系变动频繁，煤价波动幅度大。2011-2013 年煤矿迎来竣工潮，煤炭行业高度景气，不断释放产能，煤产量上升至 39.7 亿吨；2013-2015 年国内经济整体疲弱，煤炭需求下滑，库存大幅累积，煤价持续下行；2016 年国家推动供给侧改革，落后产能被淘汰，煤炭产量持续扩大，由 2016 年的 34 亿吨稳步增至 2021 年的 41 亿吨，2021 年由于我国限制澳煤进口，蒙煤进口量也大幅下滑，叠加复工复产承接国际大量订单，2021 年电力供不应求的局面愈演愈烈，煤炭价格也大幅上涨，甚至一度突破 2000 元/吨，屡创历史新高。根据国家能源局印发的《2022 年能源工作指导意见》，预计 2022 年全国标准煤产量将达到 44.1 亿吨，预计同比增长 6.8%。2022 年煤炭快速扩产有助于煤价回归正常区间。

图 29：16 年供给侧改革后煤炭产量持续扩大

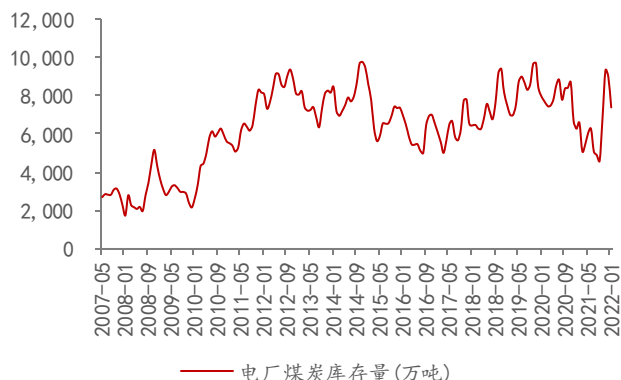


数据来源: Wind, 西南证券整理

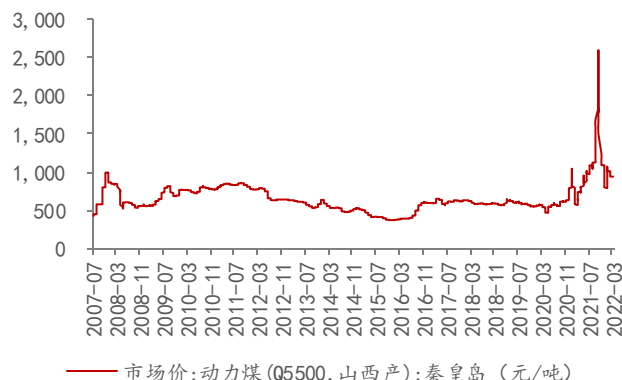
图 30：16 年后我国原煤消费量稳步增长



数据来源: Wind, 西南证券整理

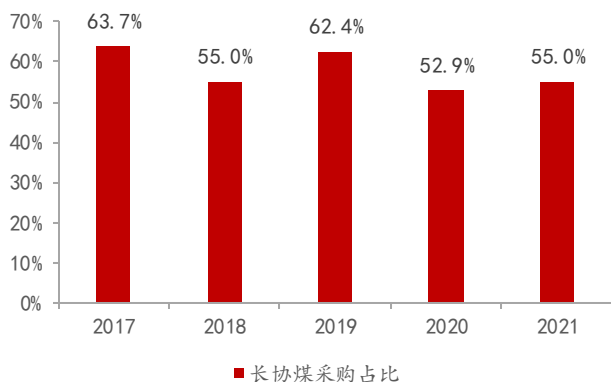
图 31：21 年上半年我国电厂煤炭库存量处于低位


数据来源: Wind, 西南证券整理

图 32：21 年下半年动力煤市场价陡增，一度突破 2000 元/吨


数据来源: Wind, 西南证券整理

公司计划煤占比达 55%，火电成本有望得到控制。面对错综复杂的煤炭市场形势，公司持续提升燃料集约化、精益化管控水平，抓实长协合同签订与履约工作。近年来，华能国际长协煤采购占比基本保持在 50% 以上的较高水平，2018-2020 年，公司平均煤炭采购价格逐步下降。从历史上公司燃料煤长协采购成本和市场煤成本的变动情况看，公司燃料煤采购成本较市场煤价格波动较窄。公司存货以燃料为主，21 年存货周转天数为 20.5 天，公司未来实现长协煤 100% 覆盖后，火电用煤成本有望快速下降。

图 33：2021 年公司长协煤采购占比达 55%


数据来源: 公司债券评级报告, 西南证券整理

图 34：21 年公司原煤采购综合价同比大幅上升 60.9%


数据来源: 公司债券评级报告, 西南证券整理

电价市场化程度持续提速，2022 年 3 月多地上网电价超燃煤基准电价。2004 年前我国实行一厂一价，政府部门对每个发电厂进行单独定价；2004-2015 年实行标杆电价和煤电联动；2015-2017 年完善煤电价格联动机制；2018-2019 年两会提出连续两年下降一般工商业电价 10%，煤电联动失效；2019 年至今我国采取基准电价+浮动机制，2021 年我国电价市场化改革持续提速，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》指出，扩大市场交易电价上下浮动范围，将燃煤发电市场交易价格浮动范围由扩大为上下浮动原则上均不超过 20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20% 限制。2022 年 3 月，国家电网、南方电网等公司陆续公布 30 地最新的平均上网电价，我国各地区平均上网电价为 0.42 元/千瓦时，上海、湖北、海南三地的平均上网电价突破 0.5 元/千瓦时；青海和宁夏两地的平均上网电价仍在 0.3 元/千瓦时以下；除广西为缓解企业经营压力、推进复工复产而降低电

价水平之外，其余地区上网电价水平超过燃煤基准电价，北京、上海等 7 个地区溢价幅度已经超过 20%。

表 7：中国电价政策变迁

阶段	时期	电价政策
政府定价	2004 年以前	一厂一价，政府部门对每个发电厂进行单独定价。
标杆电价和煤电联动	2004-2015 年	2004 年 4 月，发改委出台《关于进一步疏导电价矛盾规范电价管理的通知》，统一制定并颁布各省份新投产机组的上网电价，标志着上网电价政策正式出台。 2004 年 12 月，国家发改委出台煤电价格联动机制措施，规定以不少于 6 个月为一个煤电价格联动周期，若周期内平均煤价较前一个周期变化幅度达到或超过 5%，便相应调整电价。
完善煤电价格联动机制	2015-2017 年	2015 年 12 月，发改委印发《关于完善煤电价格联动机制有关事项的通知》，完善后的煤电价格联动机制自 2016 年 1 月 1 日起开始实施。
煤电联动失效	2018-2019 年	2018 年、2019 年两会提出连续两年下调一般工商业电价 10%，煤电联动机制失效。
基准电价+浮动机制	2019 年至今	2019 年 9 月，国务院常务会议决定，从 2020 年 1 月 1 日起，取消煤电价格联动机制，将标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化机制，基准价按当地现行燃煤发电标杆上网电价确定，浮动幅度范围为上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%，其中 2020 年暂不上浮。 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》指出，扩大市场交易电价上下浮动范围。将燃煤发电市场交易价格浮动范围由扩大为上下浮动原则上均不超过 20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20%限制。

数据来源：政府网站，西南证券整理

表 8：2022 年 3 月各地电价情况

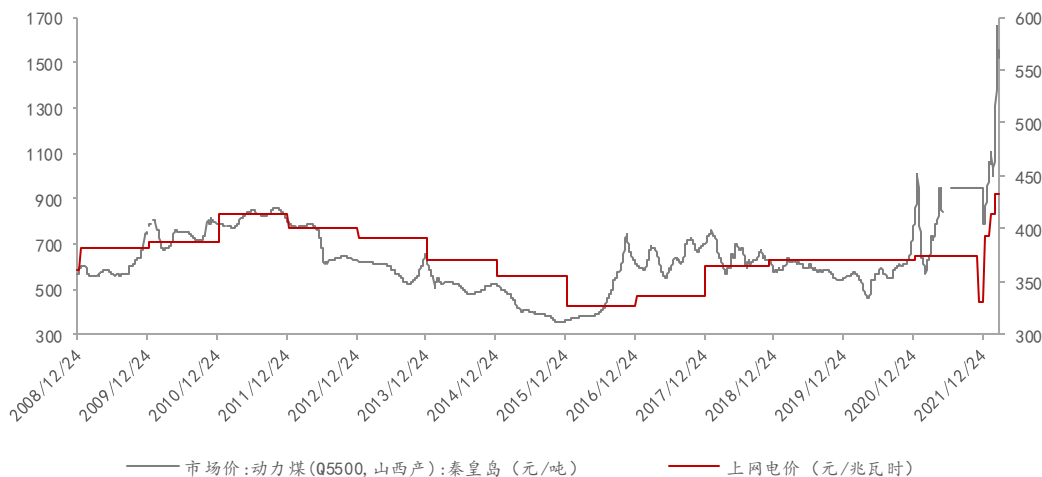
地区	燃煤基准电价 (元/千瓦时)	平均上网电价 (元/千瓦时)	溢价幅度	地区	燃煤基准电价 (元/千瓦时)	平均上网电价 (元/千瓦时)	溢价幅度
北京	0.3598	0.4327	+20.3%	安徽	0.3844	0.4613	+20.0%
上海	0.4155	0.5556	+33.7%	山东	0.3679	0.3830	+4.1%
天津	0.3655	0.4267	+16.7%	山西	0.3320	0.3863	+16.4%
重庆	0.3964	0.4341	+9.5%	陕西	0.3545	0.3963	+11.8%
广东	0.4530	0.4708	+3.9%	河南	0.3779	0.4599	+21.7%
冀北	0.3720	0.4303	+15.7%	冀南	0.3644	0.4269	+17.2%
江苏	0.3910	0.4554	+16.5%	湖南	0.4500	0.4777	+6.2%
浙江	0.4153	0.4981	+19.9%	四川	0.4012	0.4496	+12.1%
甘肃	0.3078	0.3608	+17.2%	湖北	0.4161	0.5157	+23.9%
江西	0.4143	0.4972	+20.0%	吉林	0.3731	0.4099	+9.9%
黑龙江	0.3740	0.4252	+13.7%	辽宁	0.3749	0.4319	+15.2%
蒙西	0.2829	0.3237	+14.4%	蒙东	0.3035	0.3230	+6.4%
青海	0.2277	0.2306	+1.3%	宁夏	0.2595	0.2984	+15.0%
广西	0.4207	0.3300	-21.6%	贵州	0.3515	0.3715	+5.7%
海南	0.4298	0.5158	+20.0%	福建	0.3932	0.4331	+10.1%

数据来源：政府网站，西南证券整理

煤电博弈历史悠久，国家持续增强煤炭保供稳价力度。煤炭作为基础性能源，其需求与宏观经济密切相关，2016 年后伴随着煤炭产业去产能，供需格局优化，煤炭供不应求，煤价再度回升，直至今日依旧处于上升区间，“市场煤”和“计划电”之间的价格矛盾再次出现。2021 年下半年国家持续发布煤炭保供稳价政策，要求煤炭行业增产保供的同时，加强对煤炭中长期合同履行信用的监管；2022 年，国家发展改革委明确煤炭价格合理区间，实现与燃煤发电“基准价+浮动价”电价区间的有效衔接，短期内以“计划煤”和“市场电”过渡，实现煤价、上网电价、用户电价“三价联动”，以从根本上理顺煤、电价格关系。

发改委要求 22 年发电供热用煤实现 100%长协，长协煤价控制在 570-770 元/吨区间。21 年下半年我国煤炭保供政策密集推出，重提煤电联动概念，旨在实现更灵活的煤电成本传导机制。21 年 12 月，发改委首次提出 22 年发电企业用煤除进口煤外 100%签订长协，以避免煤炭价格波动对火电企业燃料成本造成过大影响。22 年 2 月，发改委进一步发布通知，要求长协煤价控制在 570-770 元/吨区间。

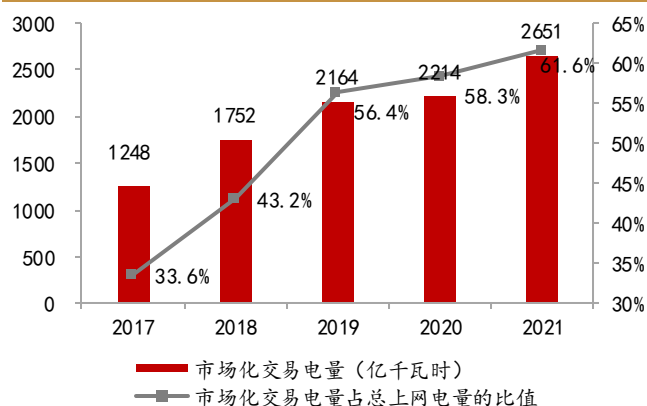
图 35：我国煤电价格联动历程



数据来源: Wind, 西南证券整理

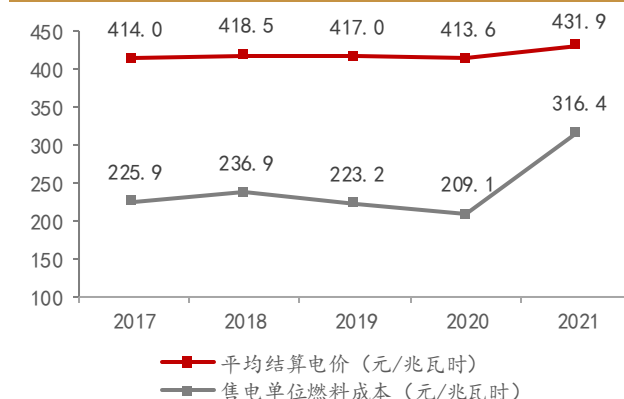
公司市场电交易比例持续提升，火电盈利能力有望提升。2016-2021 年，公司售电单位燃料成本上涨了 88%，但平均结算电价仅上涨 8.9%，传统“市场煤+计划电”的火电经营模式导致公司火电业务盈利能力不断下行。2017-2021 年，公司逐年扩大市场化交易电量规模，市场化交易电量占比从 34%大幅提升至 62%；平均上网结算电价为 432 元/兆瓦时，同比上升 4.4%。随着电力市场改革进程进一步加快，公司正逐步向“计划煤+市场电”转型，在市场化比例及市场电价提升影响下，未来公司火电业务盈利能力有望提升。

图 36：2017-2021 年公司市场化交易电量占比持续提升



数据来源：公司债券评级报告，西南证券整理

图 37：2021 年公司售电单位燃料成本陡增



数据来源：公司公告，西南证券整理

根据测算，随着煤价得到控制且电价维持较高上浮比例，2022 年公司火电业务有望实现扭亏为盈。参考公司 2021 年运营数据，假设公司 2022 年火电装机量为 104GW，火电机组可利用小时数 4200h，火电发电量 4385 亿千瓦时，上网电量 4128 亿千瓦时，度电耗煤量 290.69g/KWh。如果 2022 年全年平均标准煤价控制在 950 元/t，煤电平均上网电价维持在 0.47 元/kWh 时，公司 2022 年火电业务将扭亏为盈，实现发电净利润 4.2 亿元。

表 9：2022 年公司火电收益测算

项目	测算
可利用小时数 (小时)	4200
发电量(亿千瓦时)	4385
上网电量(亿千瓦时)	4128
上网电价 (元/kWh)	0.47
发电收入 (亿元)	1816
度电耗煤量(g/KWh)	290.7
标准煤价 (元/t)	950
度电燃料成本 (元/kWh)	0.2471
度电其他成本 (元/kWh)	0.1467
度电成本 (元/kWh)	0.3938
发电成本 (亿元)	1726
发电毛利润 (亿元)	89
度电各类费用 (元/kWh)	0.0186
发电业务费用支出 (亿元)	81
发电净利润	7.87
度电净利润	0.0019

数据来源：西南证券测算

表 10：上网电价和标煤成本对火电业务净利润的影响

火电净利润（亿元）		上网电价（元/kWh）						
		0.44	0.45	0.46	0.47	0.48	0.49	0.50
标准煤价 （元/t）	850	7.87	49.15	90.42	131.70	172.97	214.25	255.53
	900	-55.86	-14.58	26.69	67.97	109.24	150.52	191.79
	950	-119.59	-78.32	-37.04	4.24	45.51	86.79	128.06
	1000	-183.32	-142.05	-100.77	-59.49	-18.22	23.06	64.33
	1050	-247.05	-205.78	-164.50	-123.23	-81.95	-40.67	0.60

数据来源：西南证券测算

2.3 辅助服务机制逐渐成熟，火电调峰产生额外收益

短期来看，火电灵活性改造是电源侧解决新能源消纳问题的有效途径。在电源侧调节手段中，抽水储能建设周期长，电化学储能建设成本高，相比之下火电灵活性改造是短期内解决大规模风光消纳问题的有效途径。依据我国提出的到 2025 年实现非化石能源消费占比提高到 20% 左右的新能源结构调整新目标，预计未来以光伏、风电为发电主力的新型电力系统将对电力调峰提出更高要求。火电灵活性改造无疑是短期内提升电力系统调节能力，实现新能源消纳的有效途径，不仅不会挤占新能源增长空间，而且有助于尽快释放绿电的增长空间，助力构建新型电力系统。

表 11：电源侧新能源消纳途径比较

新能源消纳方式	优势	劣势	功能
火电灵活性改造	可靠、响应快、经济性好	安全性较差、需要清晰政策引导	挖掘燃煤机组调峰潜力，提升电力系统调节能力
抽水蓄能	容量大、响应快、经济性好、寿命长	依赖地理环境、建设周期长	提高供电可靠性，削峰填谷和延缓电网升级改造
电化学储能	响应快、灵活性高	成本高、安全性较差、寿命短	提高供电可靠性，削峰填谷，频率控制，不间断电源
氢储能	稳定性强、效率和灵活性高、安全性好	技术难度大	适用于大规模、长周期、远距离的储能应用场景
电磁储能	响应快、效率高、容量大、寿命长	成本高	提供用电可靠性，不间断电源，平滑功率
热储能	成本低、寿命长	储能密度低、技术更新快	消纳可再生能源，削峰填谷，热电联供
移动储能	响应快、容量大、灵活性高	成本高	提高供电可靠性，消纳可再生能源

数据来源：寇凌峰等《分布式储能的典型应用场景及运营模式分析》，西南证券整理

灵活性改造配套政策不断完善，助力火电机组调峰潜力充分释放。“十三五”规划要求，我国电机组灵活性改造到 2020 年需实现 2.2 亿千瓦。但 2019 年底，我国累计推动完成煤电灵活性改造约 5775 万千瓦，仅为改造目标的 1/5 左右，主要原因包括改造技术未有突破性的进展，辅助服务成本传导机制不完善，调峰成本仅在发电侧内部承担，无法激发煤电企业的积极性。进入“十四五”时期，为提高电源系统新能源消纳能力，充分挖掘火电机组调峰潜力，《全国煤电机组改造升级实施方案》中明确要求“十四五”期间存量煤电机组灵活性改造应改尽改，完成目标 2 亿千瓦，增加系统调节能力 3000-4000 万千瓦。2022 年，李克强总理在政府报告中再次提出推进大型风光电基地配套调节性电源规划建设，提升电网对可再生能源发电的消纳能力。预计未来伴随辅助服务成本传导机制逐渐完善，煤电将进一步释放自身电力价值，在新型电力系统中获得新的发展机遇。

公司是首批火电灵活性改造试点公司之一，现有改造技术领先。公司积极推进火电项目由主体性电源向调节型电源转型，现有丹东电厂、营口电厂等多个火电灵活性改造项目。(1) **丹东电厂**：国家能源局首批灵活性改造试点中的蓄热（水）项目在丹东电厂投运，首次实现15%额定负荷深度调峰，在深度调峰技术方面实现行业领先，2016年至今丹东电厂累计获得调峰收益6.08亿元，持续保持机组单位容量调峰收益领先，实现了技术与收益“双领跑”；(2) **华能大连电厂和营口电厂**：分别作为亚临界机组和超临界机组灵活性改造的范本，均通过优化控制实现了深度调峰，35万机组和60万机组的最低负荷分别达到25%和15%额定出力。目前，公司还在不断加大科技创新力度，推进供热增容、热电解耦、灵活性改造、污泥耦合等先进技术广泛应用，推进煤电进一步转型升级。

表 12：公司火电灵活性改造重点项目建设情况

省份	电厂名称	装机容量 (万 kW)	改造方案	技术成就	调峰收益
辽宁	丹东电厂	2×35	控制系统改造	首次实现 15%额定负荷深度调峰，供暖期下限降至 13%额定负荷。在深度调峰技术方面实现行业领先，成为目前辽宁省电力公司区域内调峰深度最大的电厂。	2016 年 至今累计 6.08 亿元
	营口电厂	2×60	低压缸零出力	超临界机组灵活性改造的范本，在 AGC 协调控制方式下成功地将深度调峰的最低负荷调至 15%Pe (90MW)，完成了机组“干态→湿态”、“湿态→干态”一键全自动切换，且所有控制参数变化都十分平稳。	-
	大连电厂	4×35	控制系统改造	亚临界机组组灵活性改造的范本，最低负荷达到 25%额定出力。	2020Q1 达到 1 亿元
吉林	长春热电厂	2×35	蓄热式电锅炉	在各种模拟情景下，按照现行的深度调峰补偿标准，电厂进行热电解耦改造均可实现盈利。预计内部收益率高达 23.95%，投资回收期仅需 5.13 年，总投资收益率为 17.04%。	-
黑龙江	伊春热电有限公司	2×35	固体蓄热电锅炉	实现国内首台大型 320MW 固体电蓄热锅炉启动运营，对减小电网低谷调峰压力，提高东北电网消纳风电、核电能力，缓解冬季热、电之间矛盾的积极作用。	-
河北	上安电厂	1×35	控制系统改造	成功完成纯凝工况下 20%额定负荷深度调峰试验，为后续机组协调优化及灵活性改造提供了可靠的数据支撑，也为提高企业辅助调峰盈利能力提供了可靠的技术支持。	-

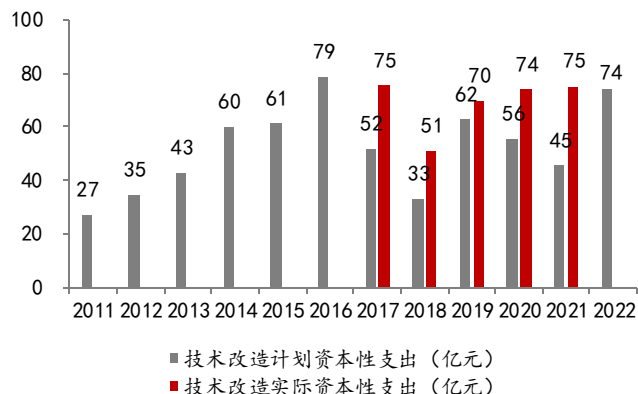
数据来源：国家能源局，西南证券整理

公司不断推进现役煤电机组“三改联动”，近年来技术改造资本性支出均高于计划值。公司技术改造的资本性支出主要用来研发供热增容、热电解耦、灵活性改造、污泥耦合等先进技术。近十年，公司不断扩大在技术改造项目的资本投入规模，提高技术改造资本占总资本投入的比例，捕捉市场机遇，升级综合能源服务。截至 2021Q3 末，公司完成灵活性改造的机组有 58 台，完成灵活性改造的火电装机容量为 18.9GW，占公司燃煤发电机组总数的 21%。

以山东为例，公司煤电厂调峰贡献率大，单位容量收益较高。随着全国各省市出台了电力辅助调峰的一些政策文件，给予煤电调峰予以补偿，一些煤电企业可以从中受益。根据山东省火电调峰统计数据显示，2019 年华能国际在辅助调峰方面的单位容量收益达到 5727 元

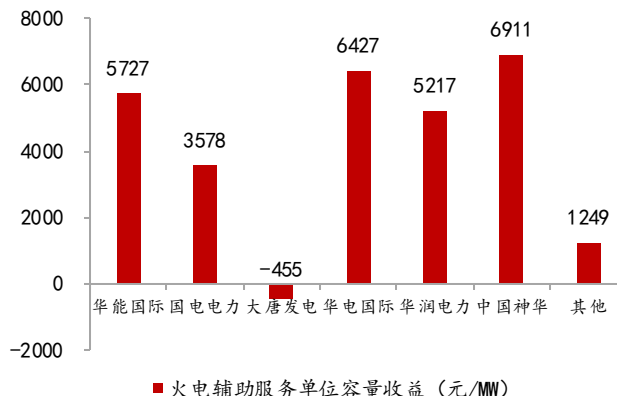
/MW，位居行业前茅，而大唐集团在此方面出现亏损。未来随着电力辅助服务价格传导机制进一步完善，公司有望在电力辅助调峰补偿中获得更多收益。

图 38：21 年公司技术改实际资本性支出 75 亿元



数据来源：公司公告，西南证券整理

图 39：2016-2021 年公司火电业务收入和成本变动情况



数据来源：公司公告，西南证券整理

西北地区补偿报价上限较高，未来随着特高压大电网的建成，更多地区的火电机组将参与与新能源消纳的任务。截至 2021 年底，东北、西北地区对有偿调峰服务市场机制设计的基本思路一致，均由各机组报价，调度机构按需获取，火电机组日内运行深度调峰产品价格执行政府指导下的市场定价机制。火电机组日内运行深度调峰产品采用“阶梯式”价格机制。发电企业在各档限价区间内自愿浮动报价，具体分档及报价上、下限各省（区）存在一定差异，报价下限基本在 0 元/千瓦小时左右，报价上限在 1 元/千瓦小时左右。由于我国目前主要的新能源装机分布在西北地区，西北地区完成灵活性改造的火电机组比例已经较高，新能源消纳能力趋于饱和，未来随着特高压大电网的建成，西北地区的风光电量输送到其他省份，更多地区的火电机组将参与新能源消纳的任务，其他地区的辅助服务补偿机制也将不断完善。

表 13：西北、东北调峰辅助服务补偿标准

地区	时期	档位	火电厂负荷率	报价下限 (元/千瓦时)	报价上限 (元/千瓦时)
西北	全时期	第一档	负荷率 $\geq 50\%$	0	0.08
		第二档	$40\% \leq \text{负荷率} < 50\%$	0	0.3
		第三档	$30\% \leq \text{负荷率} < 40\%$	0	0.7
		第四档	$20\% \leq \text{负荷率} < 30\%$	0	1.2
		第五档	$0\% \leq \text{负荷率} < 20\%$	0	1.5
东北	非供热期	第一档	纯凝机组： $40\% < \text{负荷率} < 50\%$ 热电机组： $40\% < \text{负荷率} < 48\%$	0	0.5
		第二档	全部火电：负荷率 $< 40\%$	0.5	1
	供热期	第一档	纯凝机组： $40\% < \text{负荷率} < 48\%$ 热电机组： $40\% < \text{负荷率} < 50\%$	0	0.4
		第二档	全部火电：负荷率 $< 40\%$	0.4	1

数据来源：政府网站，西南证券整理

未来随着辅助服务补偿政策的完善，火电灵活性改造项目收益率有望提升。在抽汽改造和电锅炉水蓄热系统的改造方案之下，以典型的装机容量 700MW 的火电灵活性改造项目为例进行收益测算。参考《发电技术》、《汽轮机技术》等学术杂志的相关研究，假设改造后基

准负荷 50%，深度调峰负荷 30%，采暖负荷 140 MW，年储热时长 1000h，储能效率 75%。可以获得辅助服务补偿费用的基准为 0.3 元/KWh，上网电价 0.4 元/KWh。灵活性改造全投资成本 150 元/kW，每年运营维护成本占固定资产比例为 15%，调峰耗煤 330 g/KW，标煤价格 800 元/t，企业综合税收负担率 35%。在折旧年限为 20 年，折旧残值为 5% 的情况下，公司火电灵活性项目的全投资 IRR 为 15.1%。未来随着煤价下行，辅助服务补偿费用提升，火电灵活性改造项目的全投资 IRR 将上升至 20% 以上，有较高的投资价值。

表 14：公司火电灵活性项目收入测算

项目	建设期	运营期					
年份	0	1	2	3	...	19	20
收益调节系数		100%	100%	100%	...	70%	70%
年调峰电量 (GWh)		140	140	140	...	98	98
辅助服务补偿收入 (万元)		4200	4200	4200	...	2940	2940
储能用于发电收入 (万元)		4200	4200	4200	...	2940	2940
初期投入 (万元)	-10500				...		
耗煤成本 (万元)		-3696	-3696	-3696	...	-3696	-3696
运营维护成本 (万元)		-1575	-1575	-1575	...	-1575	-1575
折旧 (万元)		-498.8	-498.8	-498.8	...	-498.8	26.3
综合税收 (万元)		-920.6	-920.6	-920.6	...	-38.6	-222.3
现金流 (万元)	-10500.00	2208.41	2208.41	2208.41	...	570.41	386.66
全投资 IRR	15.1%						

数据来源：西南证券测算

表 15：辅助服务补偿费用和标煤价格对项目 IRR 影响

火电改造项目 IRR		辅助服务补偿费用 (元/KWh)				
		0.20	0.25	0.30	0.35	0.40
标煤价格 (元/t)	600	11.9%	17.6%	22.8%	27.8%	32.5%
	700	5.9%	13.5%	19.1%	24.3%	29.2%
	800	-1.2%	7.9%	15.1%	20.7%	25.8%
	900	-11.8%	1.5%	9.9%	16.7%	22.2%
	1000	-27.9%	-8.6%	4.0%	11.8%	18.3%

数据来源：西南证券测算

根据测算，未来火电调峰有望为公司带来可观的额外收益。公司 2021 年 Q3 业绩会披露，2021Q1-3 公司完成 58 台灵活性改造机组，完成灵活性改造的火电装机容量为 18.9GW，占公司燃煤发电机组总数的 21%，获得调峰收益 6.77 亿元，预计 2021 年全年获得调峰收益 9.03 亿元。未来随着煤价下行，辅助服务补偿费用提升，假设 2022 年公司火电灵活性改造占比达到 25%，预计年调峰收益为 12.08 亿元；假设 2025 年公司火电灵活性改造占比达到 35%，预计年调峰收益将达到 22.57 亿元。公司 2021 年煤电装机量为 92.1GW，占全国总装机容量的 7.1%。在“十四五”全国火电灵活性改造 200GW 的目标下，按照公司火电装机 7.1% 的市占率，预计公司将在 2020-2025 年实现火电灵活性改造 14.2GW 的增量，这与我们 2025 年公司火电灵活性改造占比达到 35% 的假设情况基本一致。

表 16：公司火电灵活性改造年收益

	公司燃煤装机量 (GW)	改造占比	改造规模 (GW)	增量 (GW)	收益 (亿元)
2021Q3	90.0	21%	18.9	-	6.77
2021E	92.1	21%	18.9	-	9.03
2022E	92.0	25%	23.0	-	12.08
2025E	90.0	35%	31.5	12.6	22.57

数据来源：西南证券测算

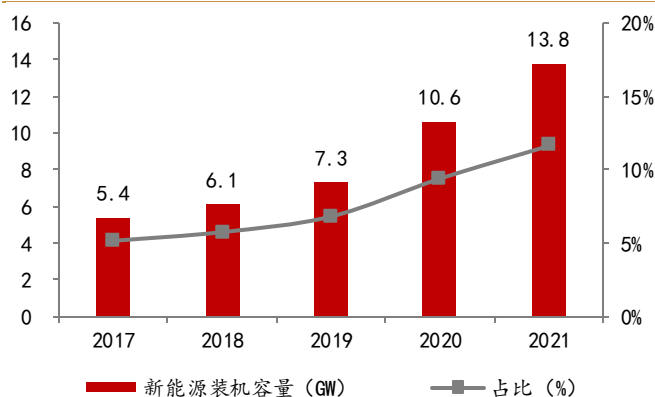
3 加速发力新能源，多能互补协同强

3.1 新能源占比快速提升，装机增速行业领先

能耗双控及“双碳目标”持续推进，行业新能源装机规模高速增长。2020 年国家提出“双碳”目标后，各企业纷纷加快新能源装机速度，2015-2021 年中国新能源装机量由 173GW 增至 635GW，CAGR 达 24%；据国家能源局数据统计，得益于上游装备制造业成本下降，近 10 年来陆上风电和光伏发电项目单位千瓦平均造价分别下降 30%和 75%左右。根据中电联《电力行业“十四五”发展规划研究》预测，2025 年风电、光伏发电装机量将分别达到 380GW 和 400GW，2030 年中国风电、太阳能发电总装机量有望达到 1200GW。

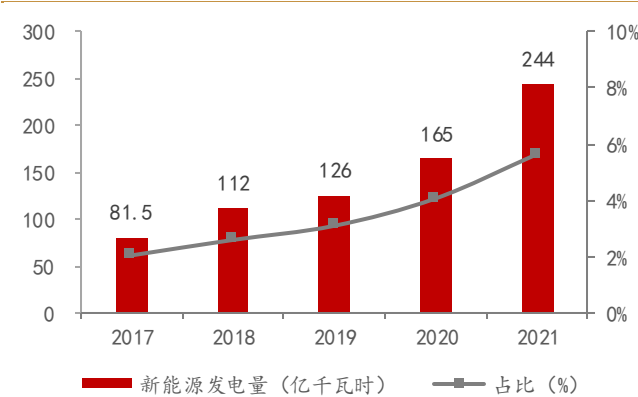
公司新能源装机规模和发电规模快速增加。公司近年来新能源装机量和发电量规模逐年增加，2017-2021 年新能源装机量由 5.4GW 增至 13.8GW，CAGR 达 26.4%；新能源装机占比由 5.2%增至 11.6%；同期新能源发电量由 82 亿千瓦时增至 244 亿千瓦时，CAGR 高达 43.2%。预计公司 22 年后每年风光新增装机将保持在 8GW 以上水平，十四五期间风光装机增量达 40GW 以上。

图 40：2017-2021 年公司新能源装机量保持高速增长



数据来源：公司公告，西南证券整理

图 41：2017-2021 年公司新能源发电量保持高速增长



数据来源：公司公告，西南证券整理

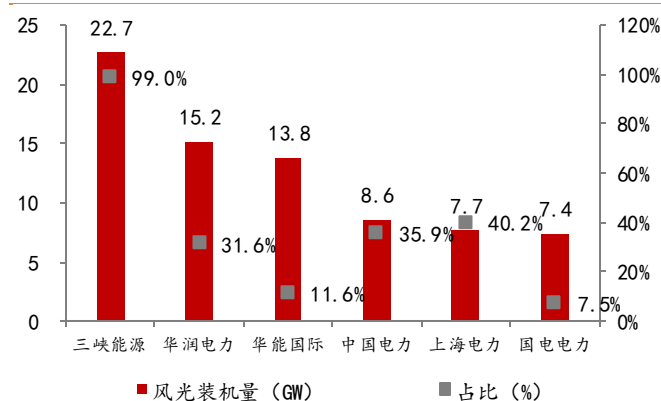
公司打造“三型三化”大型清洁能源基地，新能源装机规划位居行业前列。华能集团于 2019 年提出重点布局新能源“两线”“两化”战略，即在北线建设风光煤输用一体化大型清洁能源基地，在东线打造投资建设运维一体化海上风电发展带。2020 年公司提出以“四个革命、一个合作”能源安全新战略为根本遵循，进一步打造“基地型、清洁型、互补型”及“集约化、数字化、标准化”大型清洁能源基地。公司“十四五”新能源装机目标为 55GW，2021 年公司新能源装机 13.8GW，十四五期间仍需新增 41.2GW。

图 42：华能集团“两线”“两化”战略



数据来源：公司官网，西南证券整理

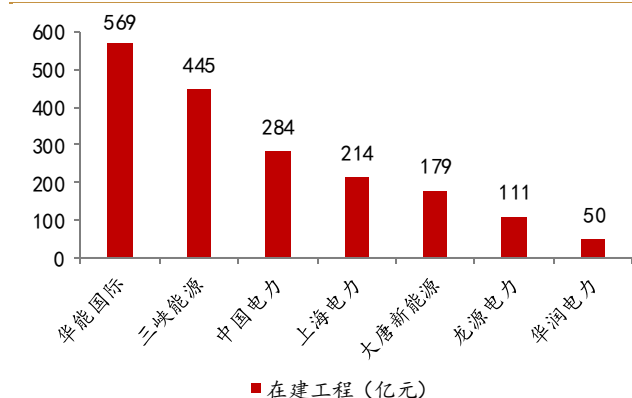
图 44：2021 年公司风光装机 13.8GW



数据来源：公司公告，中国电力、华润电力为权益装机，西南证券整理

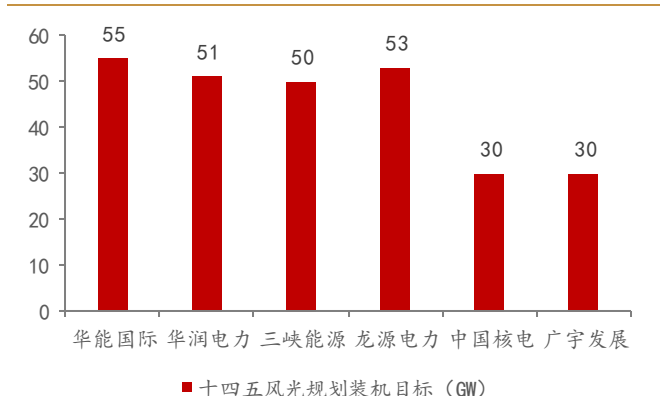
在建工程规模行业第一，重点项目风光项目占比近 8 成，反映公司中期快速增长趋势。2021 年底公司在建工程规模为 501 亿元；以 2021Q3 数据作对比，公司在建工程规模行业排名第一，大幅领先同行。公司重点在建项目中，风电项目占比达 56%，光伏项目占比 22%，风光合计占比 78%。风光项目投产周期较短，通常为 0.5-2 年，因此，公司的在建工程反映了公司未来两年风光装机规模将会快速增长的趋势。

图 46：2021Q3 公司在建工程 569 亿大幅领先同行



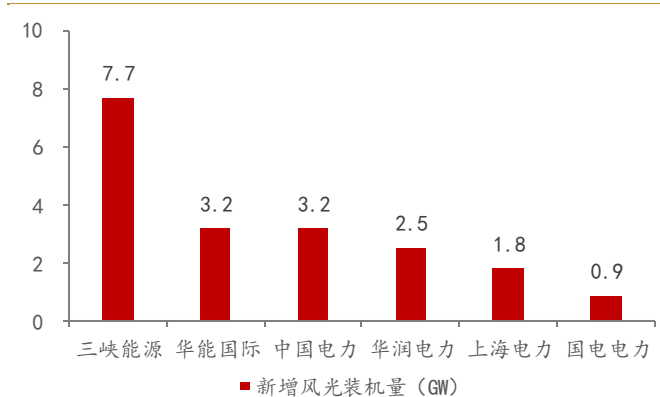
数据来源：公司公告，西南证券整理

图 43：公司十四五规划新能源装机目标为 55GW



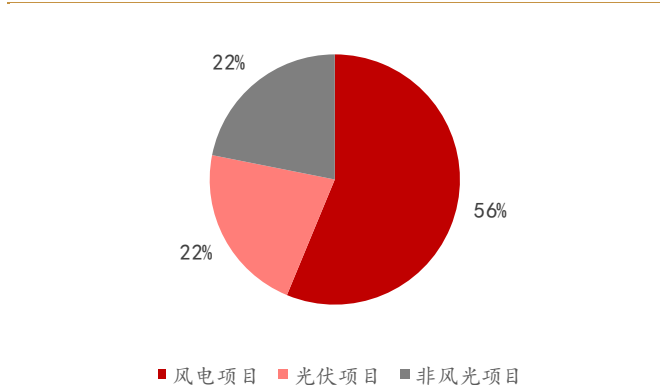
数据来源：公司公告，西南证券整理

图 45：2021 年公司新增风光装机 3.2GW



数据来源：公司公告，中国电力、华润电力为权益装机，西南证券整理

图 47：2021 年公司重点在建工程风光占比达 78%



数据来源：公司公告，西南证券整理

表 17：2021 年公司重点新能源在建工程情况（亿元）

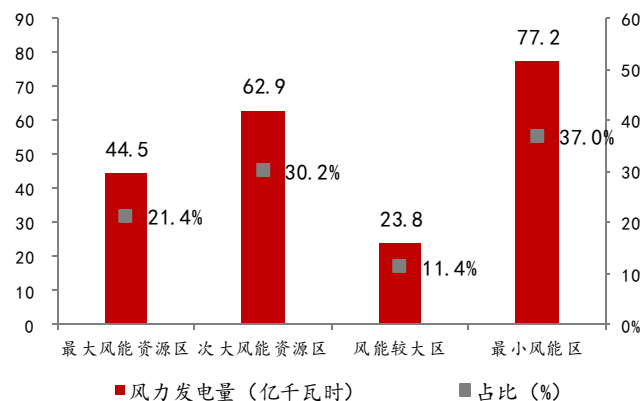
项目名称	预算数	期初余额	本期增加金额	本期转入 固定资产金额	期末余额
平湖海上风电项目	53.1	27.5	19.1	-46.7	-
如东海上风电项目	70.8	32.4	7.4	-39.7	-
射阳海上风电项目	54.6	40.9	3.6	-	35.9
灌云海上风电项目	52.3	20.4	7.2	-27.6	0.1
庄河海上风电场项目(二号海域)	51.9	35.8	8.0	-	43.8
苍南海上风电项目	84.6	26.9	9.2	-	36.1
山东半岛南 4 号海上风电项目	55.5	10.2	38.5	-48.7	-
别力古台一期项目	11.2	9.2	0.4	-8.9	-
萝北风电项目	15.6	8.1	4.5	-12.6	-
镇宁光伏项目	7.8	5.7	1.0	-6.7	-
沐阳、八总农业光伏项目	5.8	4.3	0.6	-4.9	-
新蔡风电项目	4.4	3.6	0.1	-3.7	-
德州丁庄光伏项目	8.2	2.7	4.2	-6.9	-
玉环清港光伏项目	5.9	0.7	3.6	0.0	4.3
安北风电项目	13.7	0.6	8.1	-8.7	-
庄河海上风电场项目(四号海域)	64.6	0.3	37.5	-	37.8
通榆风电项目一期	14.1	0.1	9.3	0.0	9.4
通榆良井子风电	27.5	0.0	18.2	-5.3	13.0
华能吉鲁大安项目	29.4	-	10.7	-	10.7
华能五莲 200MW 光伏项目	8.3	-	3.7	-	3.7
聊城风电项目	8.1	0.0	2.2	-	2.2
丰城湖塘乡渔光互补项目	6.3	-	5.0	-	5.0
通榆风电项目二期	7.1	0.0	5.1	0.0	5.1
江口风电项目	8.6	0.0	4.2	-	4.3
黄冈黄梅县渔光互补复合光伏项目	4.9	-	4.3	0.0	4.3

数据来源：公司公告，西南证券整理

3.2 存量资产布局良好，度电利润大幅增加

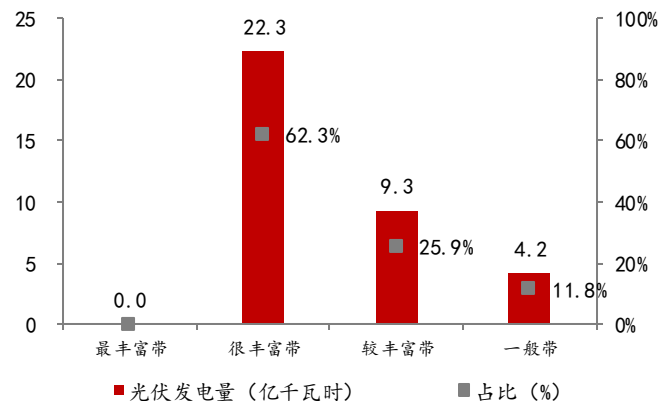
公司新能源资产布局优势显著，机组主要分布与风光资源较好的地区。项目所处区域的风光资源丰富与否会极大影响设备在该地的风光利用小时和公司效益，根据国际风力发电网的资源分类，公司风力发电量在最大风能资源区和次大风能资源区占比达到 52%；光伏发电量在资源很丰富带和较丰富带占比达到 88%。公司风光资产大量布局在我国风光资源较为丰富的地区，装机区位好，能够有效利用我国风光资源。

图 48：21 年公司最大和次大资源区风力发电量占比达 52%



数据来源：国际风力发电网，公司公告，西南证券整理

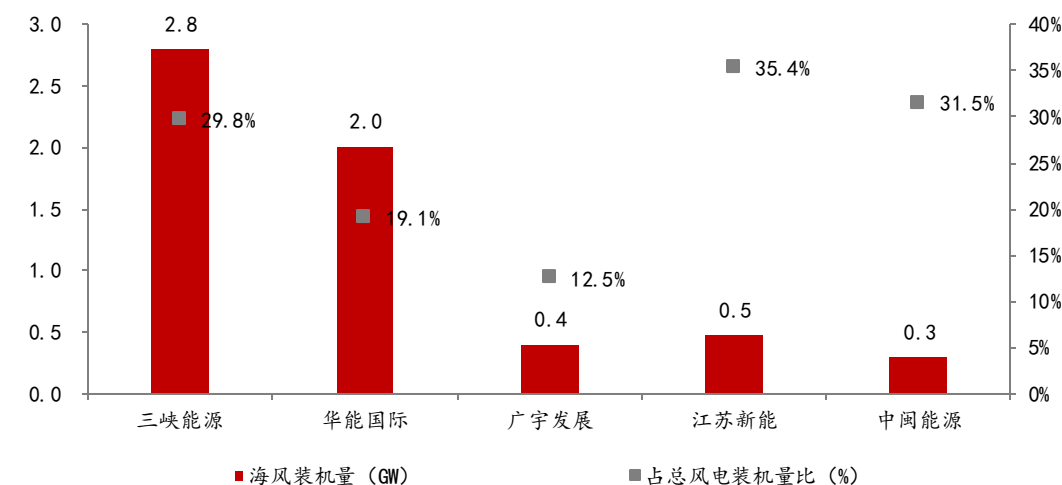
图 49：21 年公司最丰富和很丰富区光伏发电量占比达 88%



数据来源：国家能源局，公司公告，西南证券整理

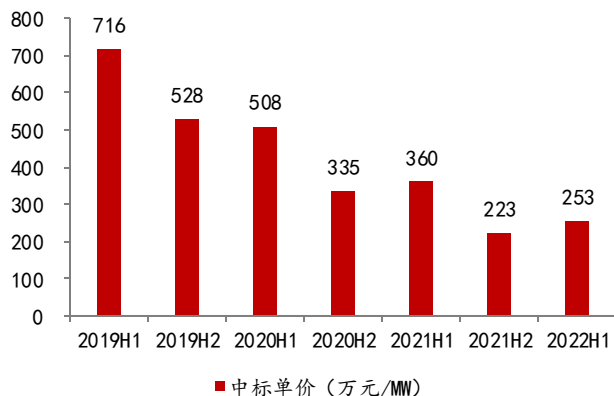
海风装机量行业领先，22 年计划投产海风 1.35GW，未来海风盈利空间广阔。目前我国风电装机以陆上风电为主，实现海风发电的企业较少，最大因素是海上风电的技术难度和造价成本较高。相比陆风，海风有着风能资源丰富、可利用面积广阔、产出和利用小时高、不占用土地等优势。根据《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》，海风合理年均利用小时数可达 2600h，较陆风高 500h。根据彭博新能源财经预计，2022 年后陆风将进入平台期，大部分增长将来自海上风电项目，海上风电将成为未来风电主要发展目标。公司拥有亚洲装机容量最大的海上风电项目，并建成投产了国内离岸最远的海上风电项目，海风装机规模在 2021 年达到 2.0GW，装机量占公司总风电装机量 19.1%。作为海风两大龙头之一，预计公司 22 年海风投产规模将达到 1.35GW，公司未来发展前景和盈利空间广阔。

图 50：2021 年公司海风装机量及总风电装机量占比对比

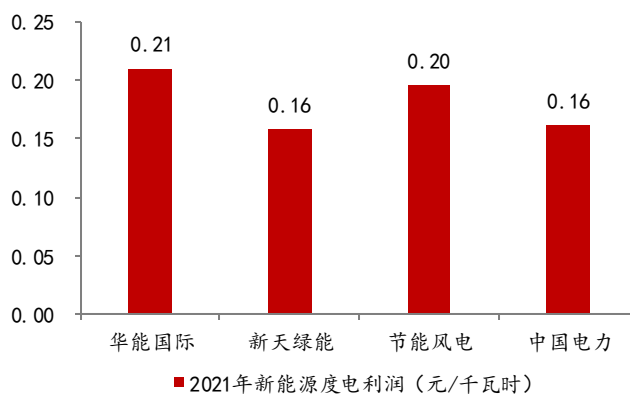


数据来源：公司公告，西南证券整理

设备整机中标价格不断下降，公司 21 年新能源度电利润大幅增加，处于行业领先水平。近两年来，公司新能源设备整机成本大幅下降，中标单价从 2019H1 的 716 万元/MW 降至 2022H1 的 253 万元/MW，已下降 65%。设备成本的下降及公司项目本身优质，提升了公司新能源项目的盈利水平，2021 年公司新能源度电利润为 0.21 元/千瓦时，同比上涨 0.04 元/千瓦时，且领先于同行。

图 51: 19H1-22H1 公司设备整机中标价格持续下降 65%


数据来源: 每日风电公众号, 国际能源网, 西南证券整理

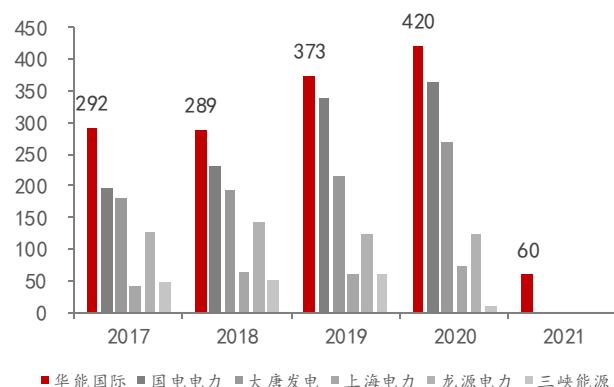
图 52: 21 年公司新能源度电利润为 0.21 元/千瓦时领先同行


数据来源: 公司公告, 西南证券整理, 注: 中国电力为 2021H1 数据

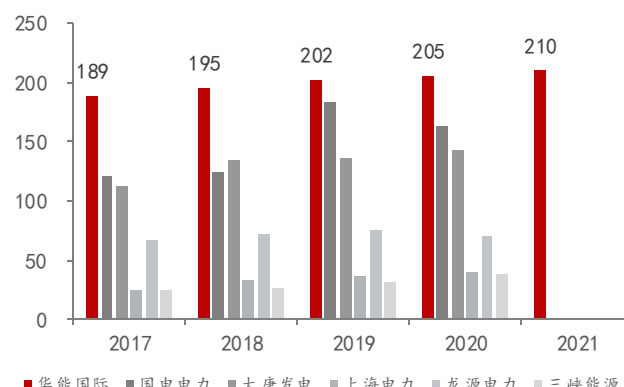
3.3 充沛现金流推动新能源转型, 融资成本不断下降

充沛的经营性现金流是火电转型新能源企业的独特优势。资金不足是绿电运营商目前面临的核心问题, 行业经营活动现金流量净额排名靠前的华能国际、中国电力、大唐发电均为火电转型企业, 且 2017-2020 年现金流规模均大幅超过纯绿电龙头龙源电力和三峡能源。公司 2017-2020 年经营活动现金流量净额在行业内均排名第一, 2020 年高达 421 亿元, 现金流优势显著; 2021 年由于燃料成本大幅提升, 公司经营活动现金流量净额大幅降低至 60 亿元, 随着煤炭价格机制和电力市场的逐步完善, 未来火电业务的稳定经营性现金流将为公司转型新能源业务带来源源不断的动力。

公司每年折旧超 200 亿, 可为新能源发展提供充沛资本金, 推动资产转型。对比同行, 华能国际、国电电力等火电企业的折旧金额显著高于纯新能源企业龙源电力和三峡能源, 是因为火电企业大规模的火电资产每年需计提大量折旧。公司 2017-2020 年折旧规模均排名行业第一, 2021 年折旧金额达到 210 亿元。作为火电转型新能源企业, 公司现有大规模的火电资产每年固定计提巨额折旧费用能为新能源投资提供充足的资本金保障。

图 53: 20 年公司经营活动现金流量净额 420 亿元领先同行


数据来源: 公司公告, 西南证券整理

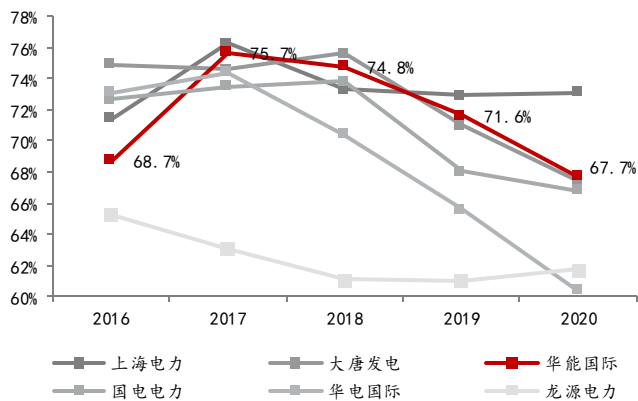
图 54: 近年公司年折旧金额超过 200 亿元


数据来源: 公司公告, 西南证券整理

公司资产负债率有望再降至 70% 以下，释放了大量融资空间。新一轮国资国企改革背景下，国资委于 2018 年提出《中央企业资产负债率分类管控工作方案》，制定了严格的央企分行业资产负债率警戒线，2020 年公司已将资产负债率压至 68%，2021 年由于煤价高企，公司现金流不足进而大规模借债使资产负债率上涨到 75%，随着煤炭价格机制及电力市场的完善，未来公司资产负债率有望逐步回到 70% 以下。

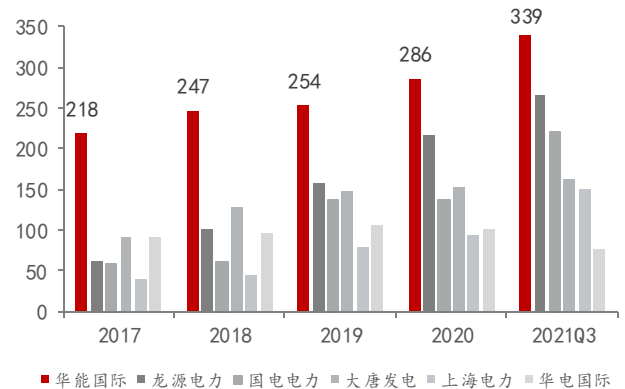
新能源补贴发放及平价时代到来，公司应收款大约 400 亿。近年来新能源补贴等政策支持下，产业迅速发展，但随着新能源装机规模不断扩大，新能源补贴规模也逐年大幅增长，造成大量补贴尚未发放，各公司应收帐款规模余额逐年大幅增加。2021Q3 公司应收帐款余额已高达 340 亿元，位列行业第一；2021 年末公司应收账款进一步扩大至 399 亿元。2021 年，国家发改委发布《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》，明确自 2021 年起对新备案集中式光伏电站、工业式项目和新核准陆上风电项目不再进行补贴，实行平价上网。2022 年起，新建海风国补取消。随着平价项目落地和发展，以及未来随着新能源补贴逐渐发放，各电力企业的现金流状况均会得到改善。

图 55：20 年公司资产负债率已降至 68%（21 年重回至 75%）



数据来源：公司公告，西南证券整理

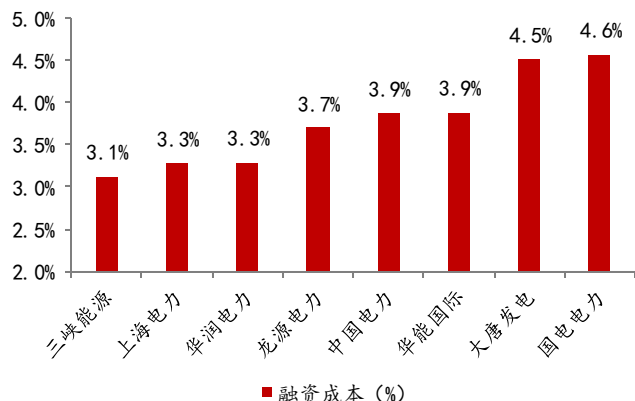
图 56：新能源企业普遍存在应收账款逐年增加的情况（亿元）



数据来源：公司公告，西南证券整理

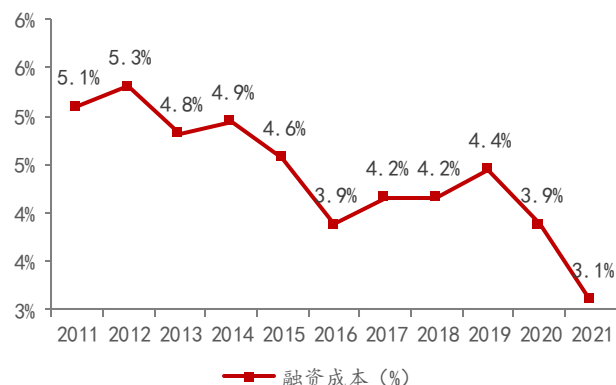
三地上市央企融资渠道广阔，融资成本下降。公司是国内首个在美国、香港、内地三地上市的电力公司，能够在三个平台进行融资，融资渠道优势显著。同时，作为央企，公司有着天然的融资能力和融资成本的优势，通过横向对比，电力行业内主要央企或国企的累计融资成本均在 5% 以下（融资成本通过利息费用除以带息债务计算）。2011-2020 年公司累计融资成本呈波动下降趋势，其中 2019-2021 年融资成本从 4.4% 降至 3.1%。21 年累计融资成本大幅下降的原因是公司 21 年新增负债较多，部分结算利息并非按全年计算。截至 2022 年 3 月 19 日，公司 2022 年已通过发行超短期融资券和中期票据共筹资 125 亿元，短期债券和中期票据平均利率仅为 2.0% 和 3.3%。

图 57：20 年行业累计融资成本 (%)



数据来源: Wind, 西南证券整理

图 58：21 年累计融资成本降至 3.1% (21 年新增负债较多)



数据来源: Wind, 西南证券整理

表 18：2022 年公司发行债券融资情况

债券	发行额 (亿元)	期限	利率 (%)
2022 年度第一期超短期融资券	20	46 天	2.08%
2022 年度第二期超短期融资券	20	41 天	2.00%
2022 年度第三期超短期融资券	20	32 天	2.00%
2022 年度第四期超短期融资券	20	90 天	2.00%
2022 年度第一期中期票据	15	10 年	3.74%
2022 年度第二期中期票据	30	3 年	2.84%

数据来源: 公司公告, 西南证券整理

未来随着上游组件价格降幅边际效益减弱, 在上网电价稳定的情况下, 融资成本将是衡量新能源项目收益水平的关键因素。现分别假设一个风电项目和一个光伏项目, 测算融资成本和上网电价两大关键影响因素对项目内部收益率 (IRR) 的影响。假设风电项目装机容量 300MW, 光伏项目装机容量 130MW。参考行业均值, 假设风电和光伏项目的可利用小时数分别为 2200h 和 1300h, 上网电价占比均为 95%。2021 年国家发改委发布通知, 对新建集中式光伏、工商业分布式光伏、陆上风电项目实行平价上网, 上网电价按当地燃煤发电基准价执行, 参考 2021 年南网区域煤电交易基准平均值, 假设两个项目上网电价为 0.4 元/kWh。以公司 2021 年的融资成本 3.1% 作为两个项目的融资成本。在上述假设基础上对两个项目进行收入测算, 得到风电项目权益 IRR 和全投资 IRR 分别为 15.3% 和 7.5%, 光伏项目权益 IRR 和全投资 IRR 分别为 14.4% 和 7.0%。

表 19：风电项目和光伏项目关键假设

收入端	风电项目	光伏项目	成本端	风电项目	光伏项目
装机容量 (MW)	300	130	初始全投资成本 (万元/kW)	0.6	0.4
可利用小时数 (h)	2200	1300	项目自有资金投入比例	30%	30%
上网电量占比	95%	95%	融资成本	3.1%	3.1%
上网电价 (元/kWh)	0.4	0.4	每年运营维护成本占固定资产比例	2.5%	2.5%
			企业综合税收负担率	25%	25%
			折旧年限	20	20
			折旧残值	5%	5%

数据来源: 西南证券测算

表 20：风电项目收入测算

	建设期			运营期				
年份	0	1	2	3	4		21	22
项目可利用小时数 (小时)				2200	2200		2310	2310
项目发电量 (亿千瓦时)				6.60	6.60		6.93	6.93
项目上网电量 (亿千瓦时)				6.27	6.27		6.58	6.58
项目上网电价 (元/kWh)				0.40	0.40		0.40	0.40
项目发电收入 (亿元)				2.51	2.51		2.63	2.63
初始投入 (亿元)	-5.40							
利息及贷款本金偿还 (亿元)				-0.85	-0.85		-0.85	-0.85
运营维护成本 (亿元)				-0.45	-0.45		-0.45	-0.45
折旧 (亿元)				-0.86	-0.86		-0.86	0.05
综合税收 (亿元)				-0.09	-0.09		-0.12	-0.34
权益现金流 (亿元)	-5.40	0.00	0.00	1.12	1.12		1.21	0.99
权益 IRR	15.3%							
全投资现金流 (亿元)	-18.00	0.00	0.00	1.97	1.97		2.06	1.84
全投资 IRR	7.5%							

数据来源：西南证券测算

表 21：光伏项目收入测算

	建设期			运营期				
年份	0	1	2	3	4		20	21
项目可利用小时数 (小时)			1300	1300	1300		1365	1365
项目发电量 (亿千瓦时)			1.69	1.69	1.69		1.77	1.77
项目上网电量 (亿千瓦时)			1.61	1.61	1.61		1.69	1.69
项目上网电价 (元/kWh)			0.40	0.40	0.40		0.40	0.40
项目发电收入 (亿元)			0.64	0.64	0.64		0.67	0.67
初始投入 (亿元)	-1.56							
利息及贷款本金偿还 (亿元)			-0.25	-0.25	-0.25		-0.25	-0.25
运营维护成本 (亿元)			-0.13	-0.13	-0.13		-0.13	-0.13
折旧 (亿元)			-0.25	-0.25	-0.25		-0.25	0.01
综合税收 (亿元)			0.00	0.00	0.00		-0.01	-0.08
权益现金流 (亿元)	-1.56	0.00	0.26	0.26	0.26		0.28	0.22
权益 IRR	14.4%							
全投资现金流 (亿元)	-5.20	0.00	0.51	0.51	0.51		0.53	0.47
全投资 IRR	7.0%							

数据来源：西南证券测算

进一步测算新能源项目权益 IRR 对融资成本和上网电价的敏感性。经测算，融资成本每降低 0.5pp，风电和光伏项目权益 IRR 可增加 0.3%左右。上网电价每增加 10%，风电和光伏项目权益 IRR 将分别增加 2.0%和 2.2%。融资成本和上网电价对新能源项目 IRR 都有

较大影响。国家规定新能源上网电价按当地燃煤发电基准价执行，未来上浮空间不大。过去由于上游组件成本等初始投资建设成本迅速下降推动风光项目快速增长，在未来上游组件成本降幅可能出现边际递减的情况下，融资成本将成为权衡新能源项目盈利能力的重要指标。

表 22：融资成本和上网电价对风电项目和光伏项目 IRR 敏感性测算

风电权益 IRR		融资成本					光伏权益 IRR		融资成本				
		2.60%	3.10%	3.60%	4.10%	4.60%			2.60%	3.10%	3.60%	4.10%	4.60%
上网电价 (元 / kWh)	0.32	10.8%	10.3%	9.9%	9.5%	9.0%	上网电价 (元 / kWh)	0.32	9.0%	8.4%	7.9%	7.3%	6.6%
	0.36	13.4%	13.0%	12.6%	12.2%	11.8%		0.36	12.1%	11.6%	11.0%	10.5%	10.0%
	0.40	15.7%	15.3%	15.0%	14.6%	14.3%		0.40	14.8%	14.4%	13.9%	13.4%	12.9%
	0.44	17.8%	17.5%	17.2%	16.8%	16.5%		0.44	17.4%	16.9%	16.5%	16.0%	15.6%
	0.48	19.8%	19.5%	19.2%	18.9%	18.6%		0.48	19.8%	19.4%	18.9%	18.5%	18.1%

数据来源：西南证券测算

3.4 多能互补及火电调峰优势，推动新能源项目获取

公司可实现多能互补及自主调峰，在新能源项目获取上优势显著，多省份新能源项目招标要求配套火电灵活性改造指标。我国电力系统综合效率不高，各电源互补互济不足，调峰能力严重缺乏是我国新能源消纳问题的重要原因，为此国家提倡新能源和常规能源一体化协调发展，充分发挥常规电站的调节性能。内蒙古自治区于 2021 年发布推进火电灵活性改造细则，强调新能源建设规模应与燃煤电厂新增能力相匹配，并于 2022 年进行火电灵活性改造配套新能源项目招标；湖北省于 2021 年 10 月规划了 10 个百万千瓦基地，均位于火电厂附近，2022 年给予煤电企业组煤保电奖励共 350 万千瓦。通过火电灵活性改造来解决新能源的调峰能力，是当前政策重点推动内容，在十四五期间，火电灵活性改造和促进新“风光火储一体化”是提升电源系统调节能力的关键部分及当下新能源发展的重点项目。

表 23：火电灵活性改造与新能源项目协同发展相关政策

时间	地区	政策	主要内容
2021.08	内蒙古自治区	《内蒙古自治区能源局推进火电灵活性改造促进市场化消纳新能源实施细则（试行）》	火电灵活性改造可有限获得新能源建设指标。新能源建设规模应与燃煤电厂新增调峰能力相匹配，原则上不增加系统现有调峰能力；按一体化模式建设的，市场化并网新能源可由燃煤电厂全额自行建设。不具备一体化建设条件的，燃煤电厂自行建设的比例不低于 50%，剩余部分可通过合建共享、购买调峰资源等方式建设。
2021.10	湖北省	《关于公布 2021 年平价新能源项目的通知》	规划新能源项目总容量 12.28GW，其中规划的 10 个百万千瓦基地均位于火电厂附近。燃煤电厂机组灵活性改造用于配套基地的，其单个电厂所有新增灵活调节能力必须优先满足基地项目灵活调节配置要求。
2022.02	内蒙古包头市	《包头市 2021 年火电灵活性改造配套新能源项目竞争性配置公告》	共有 2 个标段同时招标：华电内蒙古能源有限公司包头发电分公司火电机组灵活性改造配套新能源项目和华电内蒙古有限公司土默特发电分公司火电机组灵活性改造配套新能源项目。2022 年 6 月前项目投资占比不低于项目总投资的 30%，2022 年 12 月底前全容量并网。
2022.03	湖北省	《关于落实相关政策推进风电、光伏发电开发建设有关事项》	给予四类新能源项目指标：对煤电企业组煤保电奖励 350 万千瓦；对新能源装备制造产业链建设奖励 60 万千瓦；对风光火互补百万千瓦基地后续指标安排 300 万千瓦；抽水蓄能项目配套新能源指标安排 28 万千瓦。

数据来源：各省市政府网站，西南证券整理

公司拥有大规模火电资产,新能源项目获取潜力大。公司火电资产遍布全国 22 个地区,分布广阔,规模庞大。2021 年火电发电量总计 4320 亿千瓦时,风光发电量总计 244 亿千瓦时,占火电发电量 5.7。其中山东省火电发电量规模最大,共 857 亿千瓦时,风光发电量仅 20 亿千瓦时,占其火电发电量 2.4%;江苏省风光发电量最多,共 45 亿千瓦时,占其火电发电量 11.1%。庞大的火电资产规模和发电量规模,使得公司有很大潜力通过灵活性改造充分发挥火电机组的调节作用,解决新能源消纳问题,发挥出巨大的协同作用,在新能源项目招标上占有优势。

华能集团在建的华能陇东能源基地是我国首个千万千瓦级“风光火储”多能互补综合能源基地。华能集团于 2019 年 3 月与甘肃省签署华能陇东能源基地建设项目合作协议,并于 2021 年 12 月正式开工,基地规划装机规模超 10GW,其中清洁能源装机占比超 80%,计划“十四五”期间全部建成投产,是我国首个千万千瓦级的“风光火储”综合能源基地。陇东能源基地是集团“两线”“两化”战略北线的首个项目,据集团称,华能将在项目建设中与产业链上下游开展联合创新,探索多能互补能源基地发展模式,使之成为“一带一路”上的多能互补示范区。由此可见,陇东能源基地对华能集团,以及我国风光火一体化发展有着重要的战略意义。

表 24: 华能陇东能源基地建设历程

时间	进程	主要内容
2019.03	集团与甘肃政府签署《陇东能源基地建设合作协议》	规划在甘新增电力装机超过 10GW,资产规模超过 1000 亿元,于“十四五”期间全面建成投产。
2020.10	华能陇东能源有限责任公司成立	经调研,最终确定了以建设正宁电厂 400 万千瓦清洁煤电和庆阳 800 万千瓦新能源示范项目为依托,打造千万千瓦级绿色综合能源基地的规划思路。
2021.12	陇东能源基地全面开工	华能正宁调峰项目的建设,标志着华能陇东综合能源基地全面开工。

数据来源:国家能源局,西南证券整理

4 盈利预测与估值

4.1 盈利预测

对于公司电力及热力业务,我们结合过往运营数据,以及当前电价和煤炭供需情况,按能源类型对分部收入及成本进行了以下关键假设:

假设 1: 对于燃煤机组,2022-2024 年装机量保持稳定,利用小时数逐年下降,分别为 4328/4265/4239 小时,含税电价逐年下降,分别为每千瓦时 0.4700/0.4600/0.4300 元;

假设 2: 对于燃气机组,2022-2024 年装机量、利用小时数及含税电价均保持稳定;

假设 3: 对于风电机组,2022-2024 年装机量每年分别增长 3/4/5GW,得益于海风投产和新能源消纳问题的改善,利用小时数逐年增加,分别为 2334/2369/2391 小时,由于平价项目占比提升,含税电价逐年下降,分别为每千瓦时 0.5700/0.5600/0.5500 元;

假设 4: 对于光伏机组,2022-2024 年装机量每年分别增长 5/6/7GW,得益于新能源消纳问题的改善,利用小时数逐年增加,分别为 1320/1335/1366 小时,由于平价项目占比提升,含税电价逐年下降,分别为每千瓦时 0.6400/0.6200/0.6000 元;

假设 5: 对于水电机组, 2022-2024 年装机量、利用小时数及含税电价均保持稳定;

假设 6: 对于煤炭燃料成本, 2022-2024 年入炉标煤价格逐年下降至正常区间, 分别为每吨 950/900/800 元。

表 25: 电力及热力业务核心假设-收入端

		2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
燃煤	收入 (百万元)	133633	154442	175674	169433	157418
	Yoy		15.6%	13.7%	-3.6%	-7.1%
	装机量 (万千瓦)	9001	9212	9212	9212	9212
	利用小时数 (小时)	4059	4488	4328	4265	4239
	含税电价 (元/千瓦时)	0.3905	0.4074	0.4700	0.4600	0.4300
燃气	收入 (百万元)	13722	17189	19688	19581	19306
	Yoy		25.3%	14.5%	-0.5%	-1.4%
	装机量 (万千瓦)	1224	1224	1224	1224	1224
	利用小时数 (小时)	2427	2667	2580	2566	2530
	含税电价 (元/千瓦时)	0.6579	0.6398	0.6400	0.6400	0.6400
风电	收入 (百万元)	7519	11443	15271	19659	25131
	Yoy		52.2%	33.5%	28.7%	27.8%
	装机量 (万千瓦)	813	1054	1354	1754	2254
	利用小时数 (小时)	2104	2250	2334	2369	2391
	含税电价 (元/千瓦时)	0.5554	0.5760	0.5700	0.5600	0.5500
光伏	收入 (百万元)	1730	2183	4670	8905	13886
	Yoy		26.2%	113.9%	90.7%	55.9%
	装机量 (万千瓦)	251	331	831	1431	2131
	利用小时数 (小时)	1161	1286	1320	1335	1366
	含税电价 (元/千瓦时)	0.7455	0.6406	0.6400	0.6200	0.6000
水电	收入 (百万元)	291	277	284	281	282
	Yoy		-4.6%	2.4%	-1.2%	0.6%
	装机量 (万千瓦)	37	37	37	37	37
	利用小时数 (小时)	2634	2513	2574	2543	2558
	含税电价 (元/千瓦时)	0.3000	0.3000	0.3000	0.3000	0.3000
其他	收入 (百万元)	4644	8117	9740	12176	15219
	Yoy		74.8%	20.0%	25.0%	25.0%

数据来源: Wind, 西南证券

表 26: 电力及热力业务核心假设-成本端

		2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
煤炭燃料成本 (元/吨)		73350	123817	109952	102511	90443
yoy			68.8%	-11.2%	-6.8%	-11.8%
	入炉标煤价格 (元/吨)	691.1	1053.3	950.0	900.0	800.0
	单位供电煤耗 (克/千瓦时)	291.1	290.7	290.3	289.9	289.5

	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
单位燃料成本 (元/千千瓦时)	201.2	306.2	275.8	260.9	231.6

数据来源: Wind, 西南证券

基于以上假设, 我们预测公司 2022-2024 年分业务收入成本如下表:

表 27: 分业务收入及毛利率

单位: 百万元		2021A	2022E	2023E	2024E
电力及热力业务	收入	193651	225328	230036	231243
	增速	19.9%	16.4%	2.1%	0.5%
	毛利率	-2.8%	12.0%	16.0%	18.0%
港口服务业务	收入	242	290	348	418
	增速	22.1%	20.0%	20.0%	20.0%
	毛利率	36.3%	34.8%	35.5%	35.1%
运输服务业务	收入	60	69	79	91
	增速	15.8%	15.0%	15.0%	15.0%
	毛利率	9.6%	12.7%	13.5%	16.4%
其他业务	收入	10652	11717	12889	14178
	增速	39.2%	10.0%	10.0%	10.0%
	毛利率	43.4%	49.9%	53.1%	51.5%
合计	收入	204605	237404	243352	245930
	增速	20.8%	16.0%	2.5%	1.1%
	毛利率	-0.3%	14.4%	16.3%	18.6%

数据来源: Wind, 西南证券

4.2 分部估值

对于公司具有较强周期性的火电业务板块, 采用 PB 估值法。根据公司 2021 年业绩会披露的数据, 截至 2021 年底, 公司总资产为 4901 亿元, 权益净资产为 1053 亿元。由于公司存在同一法人不同类型机组交叉的情况, 因此公司仅提供了示意性净资产拆分数据, 其中煤电约 618 亿元, 燃机约 58 亿元, 风电约 354 亿元, 光伏约 57 亿元, 水电约 7 亿元, 生物质能约 9 亿元。

对于公司具有较稳定净收益的新能源业务板块, 采用 PE 估值法。根据前文对公司风电及光伏业务收入的预测, 假设未来公司新能源业务净利率保持稳定, 2022-2024 年公司新能源业务归母净利润分别为 60.4/86.4/118.2 亿元。考虑到公司 2021 年底记入所有者权益的永续债规模为 484 亿元, 永续债利息为 21.4 亿元。由于永续债主要用于新能源业务投资, 故在利用 PE 估值法对新能源板块进行估值时需要扣除永续债利息, 2022-2024 年公司扣除永续债利息后新能源归母净利润分别为 39.0/65.0/96.8 亿元。

表 28：新能源业务净利润分析

		2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
风电	营收（百万元）	7519	11443	15271	19659	25131
	净利率	30.7%	38.5%	39.4%	40.1%	40.5%
	净利润（百万元）	2311	4400	6017	7883	10178
光伏	营收（百万元）	1730	2183	4670	8905	13886
	净利率	28.0%	32.1%	32.8%	32.8%	33.1%
	净利润（百万元）	484	700	1532	2921	4596
新能源净利润（百万元）		2795	5100	7549	10804	14774
新能源归母净利润（百万元）		2236	4080	6039	8644	11819
永续债利息（百万元）		1402	2139	2139	2139	2139
扣除永续债利息后新能源归母净利润（百万元）		834	1941	3900	6504	9680

数据来源：Wind，西南证券

我们选取六家同为电力行业的纯新能源企业和纯火电企业作为可比公司，三家纯火电企业平均 PB 为 0.85 倍，三家纯新能源公司 2022 年平均 PE 为 21 倍。公司作为火电行业龙头，具有规模优势，我们给予公司火电板块 2022 年 0.8 倍 PB，得到火电板块市值 540 亿元。公司作为火电转型企业，相比于纯新能源企业拥有稳定现金流及高额折旧带来的资金优势，以及火电调峰带来的项目获取优势，我们给予公司新能源板块 2022 年 21 倍 PE，得到新能源板块市值 819 亿元。综合火电及新能源板块，我们预计公司 2022 年总市值为 1359 亿元，对应目标价 8.65 元，首次覆盖给予“买入”评级。

表 29：可比公司估值

证券代码	可比公司	股价（元）	EPS（元）				PE（倍）				PB（倍）
			21A	22E	23E	24E	21A	22E	23E	24E	LF
600905.SH	三峡能源	5.61	-	0.27	0.34	-	38.08	20.83	16.72	-	2.42
001289.SZ	龙源电力	22.89	0.80	0.93	1.10	1.35	-	24.61	20.80	16.93	3.35
601016.SH	节能风电	4.25	0.15	0.26	0.32	0.40	42.52	16.25	13.25	10.59	2.06
平均值							-	20.56	16.92	-	2.61
600027.SH	华电国际	3.49	-0.50	0.36	0.48	0.47	-10.63	9.74	7.27	7.50	0.88
600642.SH	申能股份	5.61	0.33	0.61	0.70	0.80	22.05	9.13	7.99	7.01	0.89
002608.SZ	江苏国信	5.94	-	0.71	0.81	-	-76.28	8.35	7.34	-	0.78
平均值							-	9.07	7.53	-	0.85
600011.SH	华能国际	6.66	-0.65	0.50	0.67	0.81	-14.82	13.42	9.95	8.20	1.84

数据来源：Wind，西南证券整理

5 风险提示

煤价电价波动风险；项目投产速度不及预期风险；资产分拆风险。

附表：财务预测与估值

利润表 (百万元)	2021A	2022E	2023E	2024E	现金流量表 (百万元)	2021A	2022E	2023E	2024E
营业收入	204605.08	237403.99	243352.32	245930.32	净利润	-12673.43	10571.56	13348.76	17016.76
营业成本	205281.13	203288.68	203565.27	200141.75	折旧与摊销	21351.01	37283.58	40929.07	45170.03
营业税金及附加	1686.34	1956.67	2005.69	2026.94	财务费用	8550.20	9041.40	9559.32	10212.03
销售费用	192.83	215.28	225.01	225.21	资产减值损失	-89.09	-2500.00	-2500.00	-2500.00
管理费用	5594.10	6637.15	6753.46	6841.84	经营营运资本变动	-8163.44	-5307.45	595.06	993.92
财务费用	8550.20	9041.40	9559.32	10212.03	其他	-2942.41	1704.89	1697.34	1696.30
资产减值损失	-89.09	-2500.00	-2500.00	-2500.00	经营活动现金流净额	6032.84	50793.98	63629.56	72589.04
投资收益	822.03	800.00	800.00	800.00	资本支出	-23471.05	-55000.00	-65000.00	-75000.00
公允价值变动损益	0.00	5.98	1.47	2.48	其他	-19185.98	852.51	802.83	802.03
其他经营损益	0.00	-1000.00	-1000.00	-1000.00	投资活动现金流净额	-42657.03	-54147.49	-64197.17	-74197.97
营业利润	-14801.76	13570.79	18545.03	23785.03	短期借款	25585.56	3988.03	1179.13	2084.89
其他非经营损益	524.62	524.62	524.62	524.62	长期借款	24780.32	5000.00	8000.00	10000.00
利润总额	-14277.14	14095.41	19069.65	24309.65	股权融资	-908.70	0.00	0.00	0.00
所得税	-1603.71	3523.85	5720.90	7292.90	支付股利	-2825.66	0.00	-4228.62	-5339.50
净利润	-12673.43	10571.56	13348.76	17016.76	其他	-6864.50	-3467.35	-3918.92	-4935.37
少数股东损益	-2409.06	2114.31	2669.75	3403.35	筹资活动现金流净额	39767.03	5520.69	1031.59	1810.02
归属母公司股东净利润	-10264.37	8457.25	10679.01	13613.41	现金流量净额	2296.93	2167.18	463.97	201.08
资产负债表 (百万元)	2021A	2022E	2023E	2024E	财务分析指标	2021A	2022E	2023E	2024E
货币资金	16350.33	18517.51	18981.48	19182.56	成长能力				
应收和预付款项	51357.42	56595.19	55576.65	53348.68	销售收入增长率	20.75%	16.03%	2.51%	1.06%
存货	16824.43	13601.46	13987.51	14070.40	营业利润增长率	-253.74%	191.68%	36.65%	28.26%
其他流动资产	7938.94	6315.92	6774.89	6959.28	净利润增长率	-322.20%	183.42%	26.27%	27.48%
长期股权投资	22903.97	22903.97	22903.97	22903.97	EBITDA 增长率	-61.60%	296.68%	15.26%	14.68%
投资性房地产	635.27	639.34	637.98	638.43	获利能力				
固定资产和在建工程	313501.71	331647.47	356147.73	386407.03	毛利率	-0.33%	14.37%	16.35%	18.62%
无形资产和开发支出	25423.88	25021.35	24618.82	24216.28	三费率	7.01%	6.69%	6.80%	7.03%
其他非流动资产	35132.52	35105.73	35078.93	35052.13	净利率	-6.19%	4.45%	5.49%	6.92%
资产总计	490068.49	510347.93	534707.95	562778.76	ROE	-10.23%	7.86%	9.30%	10.96%
短期借款	91896.72	95884.76	97063.88	99148.77	ROA	-2.59%	2.07%	2.50%	3.02%
应付和预收款项	28847.72	27796.59	28167.15	27815.38	ROIC	-1.67%	4.70%	5.10%	5.78%
长期借款	136857.72	141857.72	149857.72	159857.72	EBITDA/销售收入	7.38%	25.23%	28.37%	32.19%
其他负债	108574.32	110345.31	116035.50	120695.93	营运能力				
负债合计	366176.48	375884.37	391124.25	407517.80	总资产周转率	0.44	0.47	0.47	0.45
股本	15698.09	15698.09	15698.09	15698.09	固定资产周转率	0.80	0.87	0.83	0.78
资本公积	17642.89	17642.89	17642.89	17642.89	应收账款周转率	5.97	5.75	5.79	6.09
留存收益	24199.74	32656.99	39107.37	47381.27	存货周转率	17.25	13.21	14.56	14.08
归属母公司股东权益	105255.59	113712.84	120163.22	128437.12	销售商品提供劳务收到现金/营业收入	110.99%	—	—	—
少数股东权益	18636.41	20750.73	23420.48	26823.83	资本结构				
股东权益合计	123892.00	134463.57	143583.70	155260.95	资产负债率	74.72%	73.65%	73.15%	72.41%
负债和股东权益合计	490068.49	510347.93	534707.95	562778.76	带息债务/总负债	70.50%	72.40%	73.20%	74.45%
					流动比率	0.50	0.51	0.51	0.49
					速动比率	0.41	0.44	0.43	0.42
					股利支付率	-27.53%	0.00%	39.60%	39.22%
业绩和估值指标	2021A	2022E	2023E	2024E	每股指标				
EBITDA	15099.44	59895.77	69033.42	79167.09	每股收益	-0.65	0.54	0.68	0.87
PE	-10.29	12.36	9.79	7.68	每股净资产	7.89	8.57	9.15	9.89
PB	0.85	0.78	0.73	0.67	每股经营现金	0.38	3.24	4.05	4.62
PS	0.52	0.44	0.43	0.43	每股股利	0.18	0.00	0.27	0.34
EV/EBITDA	22.25	5.80	5.24	4.78					
股息率	2.67%	0.00%	4.04%	5.11%					

数据来源: Wind, 西南证券

分析师承诺

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，报告所采用的数据均来自合法合规渠道，分析逻辑基于分析师的职业理解，通过合理判断得出结论，独立、客观地出具本报告。分析师承诺不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接获取任何形式的补偿。

投资评级说明

公司评级

买入：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅在 20%以上
持有：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅介于 10%与 20%之间
中性：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅介于-10%与 10%之间
回避：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅介于-20%与-10%之间
卖出：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅在-20%以下

行业评级

强于大市：未来 6 个月内，行业整体回报高于沪深 300 指数 5%以上
跟随大市：未来 6 个月内，行业整体回报介于沪深 300 指数-5%与 5%之间
弱于大市：未来 6 个月内，行业整体回报低于沪深 300 指数-5%以下

重要声明

西南证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证券监督管理委员会核准的证券投资咨询业务资格。

本公司与作者在自身所知情范围内，与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

《证券期货投资者适当性管理办法》于 2017 年 7 月 1 日起正式实施，本报告仅供本公司客户中的专业投资者使用，若您并非本公司客户中的专业投资者，为控制投资风险，请取消接收、订阅或使用本报告中的任何信息。本公司也不会因接收人收到、阅读或关注自媒体推送本报告中的内容而视其为客户。本公司或关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行或财务顾问服务。

本报告中的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告，本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司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。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，本公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

本报告及附录版权为西南证券所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用须注明出处为“西南证券”，且不得对本报告及附录进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权刊载或者转发本报告及附录的，本公司将保留向其追究法律责任的权利。

西南证券研究发展中心

上海

地址：上海市浦东新区陆家嘴东路 166 号中国保险大厦 20 楼

邮编：200120

北京

地址：北京市西城区金融大街 35 号国际企业大厦 A 座 8 楼

邮编：100033

深圳

地址：深圳市福田区深南大道 6023 号创建大厦 4 楼

邮编：518040

重庆

地址：重庆市江北区金沙门路 32 号西南证券总部大楼

邮编：400025

西南证券机构销售团队

区域	姓名	职务	座机	手机	邮箱
上海	蒋诗烽	总经理助理 销售总监	021-68415309	18621310081	jsf@swsc.com.cn
	黄滢	销售经理	18818215593	18818215593	hying@swsc.com.cn
	蒋俊洲	销售经理	18516516105	18516516105	jiangjz@swsc.com.cn
	崔露文	销售经理	15642960315	15642960315	clw@swsc.com.cn
	陈慧琳	销售经理	18523487775	18523487775	chhl@swsc.com.cn
	王昕宇	销售经理	17751018376	17751018376	wangxy@swsc.com.cn
北京	李杨	销售总监	18601139362	18601139362	yfly@swsc.com.cn
	张岚	销售副总监	18601241803	18601241803	zhanglan@swsc.com.cn
	王兴	销售经理	13167383522	13167383522	wxing@swsc.com.cn
	来趣儿	销售经理	15609289380	15609289380	lqe@swsc.com.cn
	王一菲	销售经理	18040060359	18040060359	wyf@swsc.com.cn
	王宇飞	销售经理	18500981866	18500981866	wangyuf@swsc.com
广深	郑龔	广州销售负责人 销售经理	18825189744	18825189744	zhengyan@swsc.com.cn
	陈慧玲	销售经理	18500709330	18500709330	chl@swsc.com.cn
	杨新意	销售经理	17628609919	17628609919	xyy@swsc.com.cn
	张文锋	销售经理	13642639789	13642639789	zwf@swsc.com.cn
	龚之涵	销售经理	15808001926	15808001926	gongzh@swsc.com.cn