

三峡能源（600905）：风光发电龙头，引领低碳时代

2022年2月27日

强烈推荐/首次

三峡能源

公司报告

公司主营风能、太阳能的开发运营，是国内新能源发电第一梯队运营商龙头。公司是三峡集团新能源业务的战略主体，截止 2021H1 已并网装机容量达 16.44GW 居行业龙头，风光装机规模分别达 9.41GW、6.80GW。受装机规模持续增长驱动，2017 到 2020 年公司营收年复合增速达 18.63%，归母净利润年复合增速达 13.89%，公司业绩持续稳步增长。

低碳时代来临，投资端成本的下降及政策端的大力支持助推新能源发电行业迎来快速发展的机遇期。2010 年全球和中国风光装机占比仅 5%，2020 年超 20%，新能源装机占比在未来仍将持续提升。投资成本端，项目工程初始投资成本逐年下降，经济性持续增强。初始投资构成中设备及安装工程费用占比 65% 以上，得益于近年来风光设备价格不断下降，项目整体投资造价呈下降趋势。政策端，风光装机拟增规模、税收政策优惠及国补退坡下的省补接力均将为行业发展赋能。据碳达峰行动方案，2030 年前仍存在至少 5.6 亿千瓦的风光装机待建。同时，新型电力系统建设稳步推进，电价弹性有望增强。

资源资金优势显著+全方位的业务布局+海上风电绝对龙头构建公司竞争优势，十四五期间公司增长曲线明确。以央企三峡集团为股东背景，公司获得丰富的资源储备，自有现金流充足、偏低的资产负债率下融资空间更大，同时银行授信额度高、债券融资利率低，资源和资金壁垒明显。业务布局上公司覆盖全国 30 个省份，陆海风全方位布局。公司贯彻“海上风电引领者”战略，先发优势、技术优势和战略布局下海上风电建设遥遥领先。截至 2021H1 海上风电已投运规模 149 万千瓦，在建规模 294 万千瓦，排名行业第一，占全国海风在建规模的比例约 20%。我们认为，伴随公司海风建设的加速推进及十四五期间 50GW 的装机目标，公司增长曲线明确。

投资评级：我们预计公司 2021-2023 年归母净利润分别为 56.58、76.28 和 93.32 亿元，对应 EPS 分别为 0.20、0.27 和 0.33 元。当前股价对应 2021-2023 年 PE 值分别为 34.8、25.8 和 21.1 倍。首次覆盖，给予“强烈推荐”评级。

风险提示：成本下降不及预期、项目建设不及预期、政策不及预期。

财务指标预测

指标	2019A	2020A	2021E	2022E	2023E
营业收入（百万元）	8,956.64	11,314.93	16,942.05	23,304.61	28,991.13
增长率（%）	21.32%	26.33%	49.73%	37.55%	24.40%
归母净利润（百万元）	2,839.74	3,610.99	5,658.07	7,627.80	9,331.89
增长率（%）	7.88%	29.19%	51.35%	33.02%	21.48%
净资产收益率（%）	7.38%	8.62%	8.11%	9.89%	10.82%
每股收益（元）	0.14	0.18	0.20	0.27	0.33
PE	48.59	38.23	34.84	25.84	21.13
PB	3.59	3.29	2.83	2.55	2.29

资料来源：公司财报、东兴证券研究所

公司简介：

公司主营风能、太阳能的开发运营。公司积极发展陆上风电、光伏发电，大力开发海上风电，深入推动源网荷储一体化和多能互补发展，积极开展抽水蓄能、储能、氢能等业务。公司围绕“风光三峡”和“海上风电引领者”的战略目标，努力打造产业结构合理、资产质量优良、经济效益显著、管理水平先进的世界一流新能源公司。

资料来源：公司公告、WIND

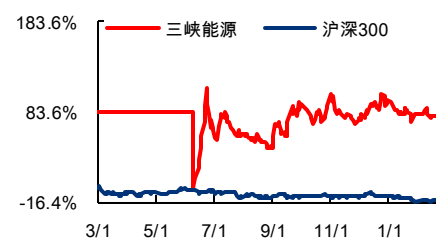
未来 3-6 个月重大事项提示：

2022-04-28 2021 年年报披露

交易数据

52 周股价区间（元）	7.99-3.82
总市值（亿元）	1,982.83
流通市值（亿元）	594.83
总股本/流通 A 股（万股）	2,857,100/2,857,100
流通 B 股/H 股（万股）	-/-
52 周日均换手率	9.16

52 周股价走势图



资料来源：wind、东兴证券研究所

分析师：洪一

0755-82832082

hongyi@dxzq.net.cn

执业证书编号：

S1480516110001

研究助理：耿梓瑜

010-66554045

gengzy@dxzq.net.cn

执业证书编号：

S1480120070028

目 录

1. 三峡能源：风光并举，海陆共进	4
1.1 公司的发展历程回顾	4
1.2 装机规模增长带来盈利能力提升	4
1.3 三峡集团为公司实际控制人	7
2. 新能源行业持续发展，电价市场化有望深化	7
2.1 用能低碳化引领新能源发电行业快速发展	7
2.2 初始投资成本逐年下降，运维成本达到历史新低	9
2.3 政策支持行业茁壮成长，时代机遇赋予行业更大增长空间	10
2.4 电价市场化改革步伐加快，企业业绩弹性有望增强	12
3. 竞争优势突出，增长曲线明确	12
3.1 集团背景强大，资源和资金优势为公司持续发展提供支持	12
3.2 风光项目全国布局，公司运营稳定、资产质量好	15
3.3 积极拓展海上风电，先发优势显著	18
3.4 上下游产业链良好协同，海外布局带来全球市场增量	22
4. 盈利预测与风险提示	23
4.1 盈利预测与投资建议	23
4.2 风险提示	23

插图目录

图 1： 三峡能源发展历程图	4
图 2： 三峡能源风电装机逐年攀升，市场份额不断扩大	4
图 3： 三峡能源光伏装机稳健增长，市场份额趋于稳定	4
图 4： 三峡能源弃风、弃光率下降显著	5
图 5： 风电/光伏利用小时数均显著高于行业平均	5
图 6： 三峡能源总计发电量	5
图 7： 风电/光伏发电量及其市场份额	5
图 8： 2017-21Q3 公司营收持续扩张	6
图 9： 2017-21Q3 毛利率和净利率小幅提升	6
图 10： 分主营业务收入占比	6
图 11： 风光项目利用小时数	6
图 12： 三峡能源股权结构图	7
图 13： 2010 年全球能源发电装机容量及占比	8
图 14： 2020 年全球能源发电装机容量及占比	8
图 15： 2010 年中国能源发电装机容量及占比	8
图 16： 2021 年中国能源发电装机容量及占比	8
图 17： 2020 年以来风机月度公开招标市场均价持续下降	10
图 18： 2018 年以来光伏组件价格下降	10

图 19: 2021 年 1Wm 以上陆上风机的全包服务初始合同价格达历史新低	10
图 20: 三峡集团组织结构	12
图 21: 2017-2025 公司装机规模变化	13
图 22: 同行业可比公司经营活动产生的现金流量净额对比	13
图 23: 公司历年经营活动产生的现金流量净额及占比	13
图 24: 2017-2021Q3 同行业可比公司资产负债率对比	14
图 25: 三峡能源金融机构融资利率参考一年期 LPR 下浮 10%	14
图 26: 公司业务布局全国 30 个省份	15
图 27: 分区域平均利用小时数	16
图 28: 分区域上网电价（不含税）	16
图 29: 分区域营业收入占比	17
图 30: 分区域毛利率水平	17
图 31: 三峡能源与全国利用小时数对比	17
图 32: 三峡能源与全国发电量对比	17
图 33: 公司各业务在建/投产装机比（截至 2021H1）	19
图 34: 新投产、累计投产装机市场份额（截至 2021H1）	19
图 35: 2020 年陆上风电项目单位造价成本构成	20
图 36: 2020 年海上风电项目单位造价成本构成	20
图 37: 江苏响水 21.45 万千瓦海上风电场	21
图 38: 江苏如东 80 万千瓦海上风电场	21

表格目录

表 1: 2018-2019 年风光项目初始投资项目单位造价及各项占比	9
表 2: 风电、光伏相关补贴政策	11
表 3: 截止 2021 年 9 月银行审批授信额度	14
表 4: 三峡能源发行债券信息	15
表 5: IPO 募集资金用于八个海上风电项目	18
表 6: 三峡能源预计建设青州海上风电项目	20
表 7: 三峡能源并网与在建海上风电项目示范效应显著	21
表 8: 公司风光新增装机容量预测（GW）	23

1. 三峡能源：风光并举，海陆共进

1.1 公司的发展历程回顾

公司是三峡集团子公司，国内新能源发电第一梯队运营商龙头。进入三峡集团前，公司主要从事水务相关投资业务；2008年10月并入三峡集团成为其子公司后，公司开始大力发展新能源发电业务，主营风能、太阳能的开发、投资和运营，兼具部分中小水电业务。2021年6月三峡能源在上交所上市，截至2021H1，公司已并网的风光装机规模超1600万千瓦，市占率约2.9%。目前三峡能源业务已覆盖全国30个省、自治区和直辖市，营运规模大、盈利能力强，跻身国内新能源企业第一梯队。

图1：三峡能源发展历程图



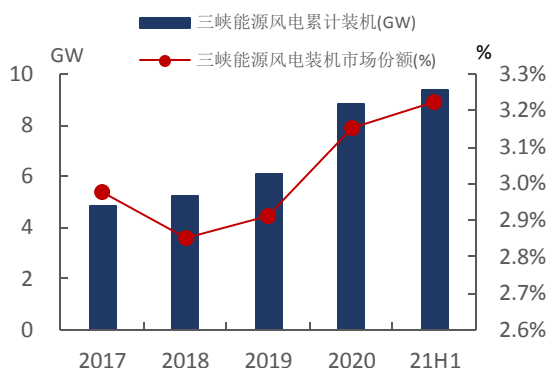
资料来源：招股说明书，公司公告，东兴证券研究所

1.2 装机规模增长带来盈利能力提升

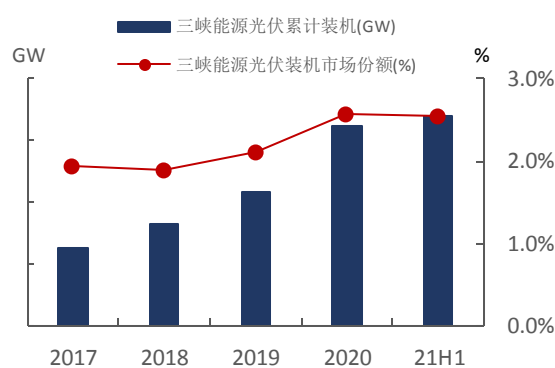
公司运营以风力和光伏发电为主，装机规模均位居行业前列。公司积极发展陆上风电、光伏发电，大力发展海上风电，提出“风光三峡”和“海上风电引领者”的战略目标。截至2021年6月，公司投产装机容量合计达16.44GW，已并网风电、光伏装机规模分别达9.41GW（其中海上风电为1.49GW）、6.80GW，风电与光伏装机规模均位居行业前列。根据公司21年半年报，在建项目的装机容量合计5.23GW，其中光伏发电项目0.72GW，风电项目4.50GW（海上风电项目为2.94GW），装机规模优势不断扩大。

图2：三峡能源风电装机逐年攀升，市场份额不断扩大

图3：三峡能源光伏装机稳健增长，市场份额趋于稳定



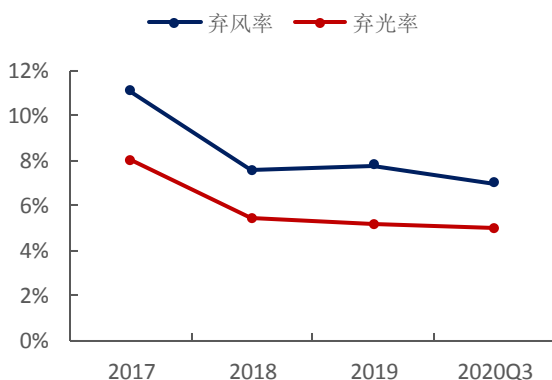
资料来源: 公司招股说明书, 公司2021年半年报, 东兴证券研究所



资料来源: 公司招股说明书, 公司2021年半年报, 东兴证券研究所

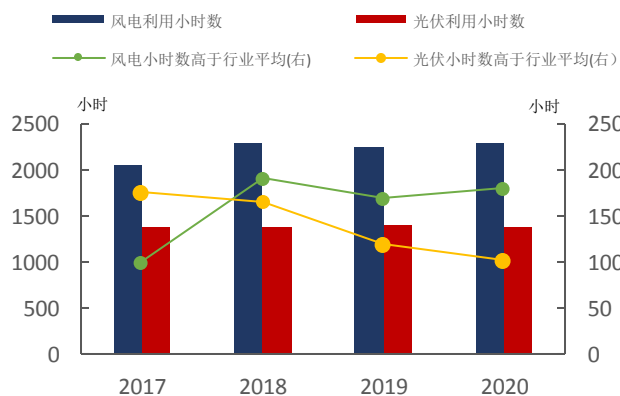
风电、光伏利用小时数稳步提升, 运营效率超过行业平均。伴随清洁能源消纳问题的有效推进, 近年来全国平均弃风率由2016年的17%下降至2021年11月的3.1%, 全国平均弃光率由2016年的10%下降至2021年11月的2.1%。同时, 公司的弃风率与弃光率由2017年的11.08%、8.01%下降至2020年Q3的6.98%、4.96%。目前公司业务已覆盖全国30个省、自治区和直辖市, 多在风光资源较丰富的地区, 特别是沿海地区海上风电占比逐年提升。由于弃风、弃光率的显著下降与业务的合理布局, 公司的运营效率较高, 平均利用小时数稳定在行业平均水平之上。2020年公司风电、光伏利用小时数分别达到2276、1383小时, 高于行业平均风光利用小时数2097、1281小时。

图4: 三峡能源弃风、弃光率下降显著



资料来源: 公司招股说明书, 东兴证券研究所

图5: 风电/光伏利用小时数均显著高于行业平均

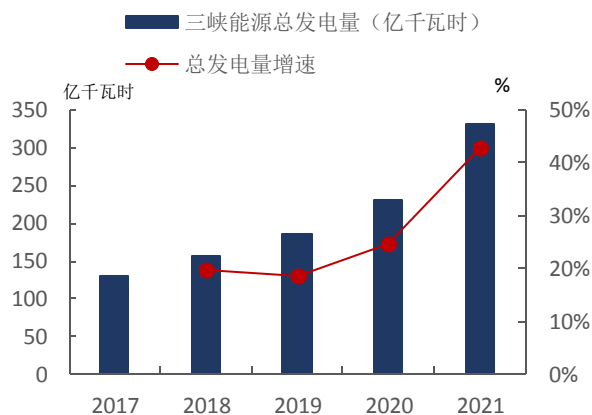


资料来源: 公司招股说明书, 公司公告, 东兴证券研究所

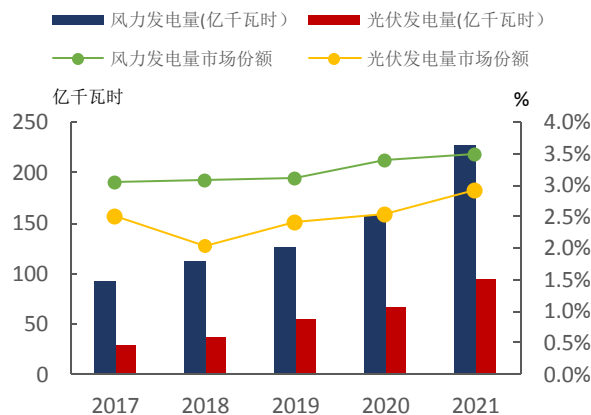
得益于风光并网装机规模的迅速提升以及公司行业领先的利用小时数, 公司发电量增速明显。2017-2021年间公司总计发电量年复合增速达到26%, 且发电量增速持续高涨, 2021年增速高达43%。风电和光伏的国内发电量市场份额稳步提升, 2021年风力发电量227.89亿千瓦时, 较上年同期增加44.68%, 占市场份额为3.49%; 光伏发电量94.99亿千瓦时, 较上年同期增加42.91%, 占市场份额为2.91%。

图6: 三峡能源总计发电量

图7: 风电/光伏发电量及其市场份额



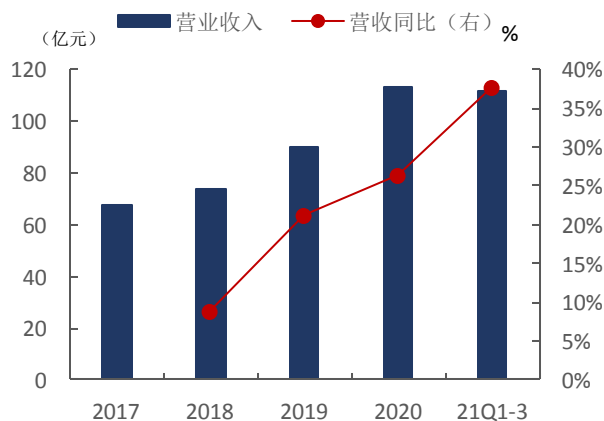
资料来源: Wind, 2021 年发电量完成情况公告, 东兴证券研究所



资料来源: Wind, 2021 年发电量完成情况公告, 东兴证券研究所

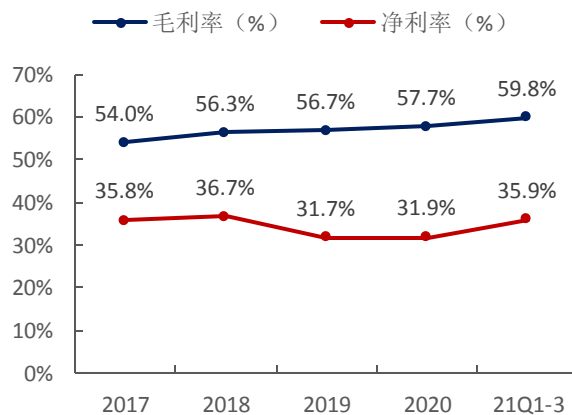
营收规模持续扩张, 盈利能力稳步提升。公司的发电量稳定增长, 带动公司的营收持续增长。2017 到 2020 年, 公司的营业收入从 67.81 亿元增长至 113.15 亿元, 年复合增速高达 18.63%; 归母净利润从 24.3 亿元到 35.89 亿元, 年复合增长率达到 13.89%。2021Q1-3 公司营收和归母净利润同比增速分别达到 37.66% 及 42.22%。从盈利能力来看, 公司的毛利率和净利率平稳向上发展, 毛利率逐年递增, 由 2017 年的 54.0% 发展到 2020 年的 57.7%, 21Q3 创历史新高达到 59.8%; 净利率略有波动, 但基本稳定在 30% 以上。

图8: 2017-21Q3 公司营收持续扩张



资料来源: Wind, 东兴证券研究所

图9: 2017-21Q3 毛利率和净利率小幅提升

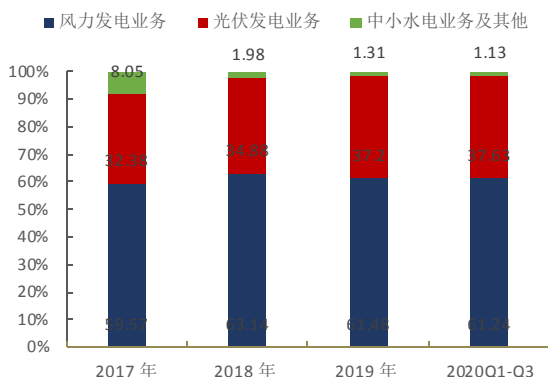


资料来源: Wind, 东兴证券研究所

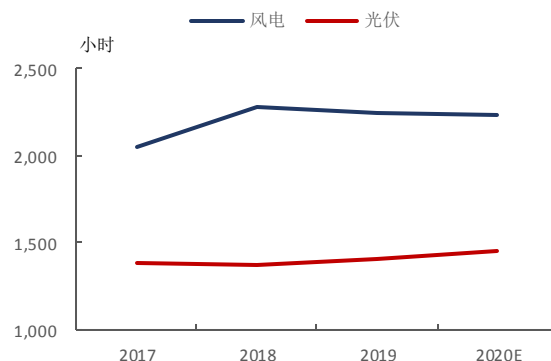
公司业务运营成熟, 风光发电对营收的贡献稳定。分业务类型看, 近年来风电和光伏发电占营业收入的比重稳定在 60% 和 40% 左右, 中小水电业务占比不足 2%。由于风力资源比太阳能资源更易获取, 且海上风电资源极为丰富, 风电设备的平均利用小时数高于光伏设备, 且风电项目数量多, 从营收结构上贡献更高的占比。

图10: 分主营业务收入占比

图11: 风光项目利用小时数



资料来源: 公司招股说明书, 东兴证券研究所

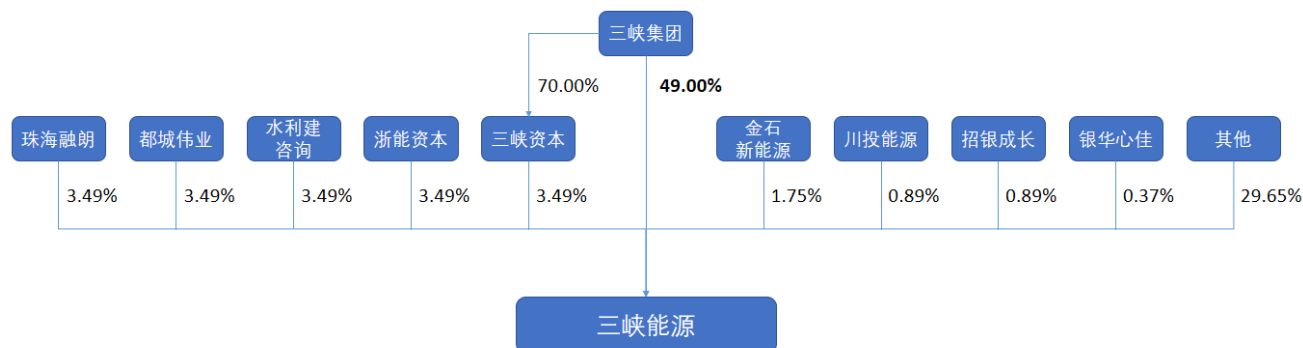


资料来源: 公司招股说明书, 东兴证券研究所

1.3 三峡集团为公司实际控制人

公司控股股东及实际控制人为三峡集团。三峡集团直接和间接持有公司共计 52.49% 的股份, 超过 50% 的股本控制权。大股东三峡集团背景雄厚, 我们认为强大的集团背景有助于公司后续持续获得较多的资源和资金倾斜。

图12: 三峡能源股权结构图



资料来源: Wind, 东兴证券研究所

2. 新能源行业持续发展, 电价市场化有望深化

2.1 用能低碳化引领新能源发电行业快速发展

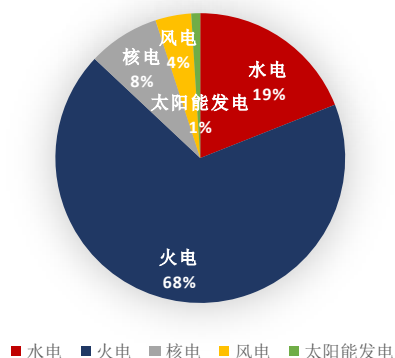
发电方式正在从以火电为主体转变成以新能源发电为主体。发电行业正在经历从传统的火电、水电、核电等为发电主体转向以风能、太阳能等新能源为主体的发电方式。随着全球对“碳达峰、碳中和”目标的推进, 清洁能源在全部能源中的重要性日益凸显, 清洁能源发电在全部能源发电中的占比在逐渐提高。

能源转型是必然趋势, 未来用能方式将更加低碳化和清洁化。十四五期间面对双碳目标和能源结构转型的挑

战，能源行业革命将被加速。据国家统计局数据，2020 年我国的非化石能源占一次能源消费比重为 15.9%；习总书记在 2020 年的气候雄心峰会表示，预计到 2030 年我国的非化石能源占一次能源消费比重将达到 25%。为完成这一目标，国家能源局 2021 年 5 月印发《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》指出，到 2025 年非化石能源消费占一次能源消费的比重需确保达到 20%。我们认为，伴随国家对双碳目标和非化石能源消费占比增加的要求下，在十四五期间非化石能源装机比重和消费比重都将迎来快速的扩张，为实现 3060 的远景目标，新能源产业需要在当前的基础上大幅增长。这也意味着，未来用能方式将更加低碳化、清洁化，为新能源发电行业提供了增长的源动力。

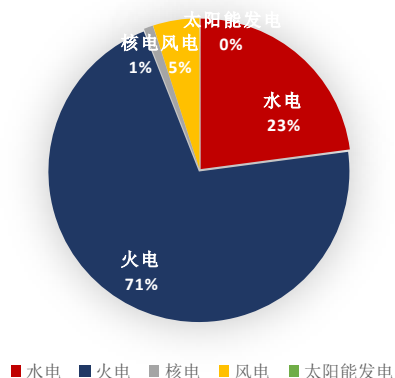
当前全球和中国的风光发电占全部能源发电占比均已达 20%。根据彭博新能源财经的数据，近年来，可再生能源迅速发展，全球风能和太阳能发电占比在 2020 年达到了历史新高，合计占比 20%。相比 2010 年，全球风光发电占比仅为 5%，2010-2020 年间提高了 15%，且未来预计将持续提升。我国来看，2010 年可再生能源发电主要是风力发电但仍占比极小，仅占全部装机容量的 5%，光伏发电占比为 0。到 2021 年，我国风光发电合计占全年全国发电装机容量的比例达 26.9%。

图13： 2010 年全球能源发电装机容量及占比



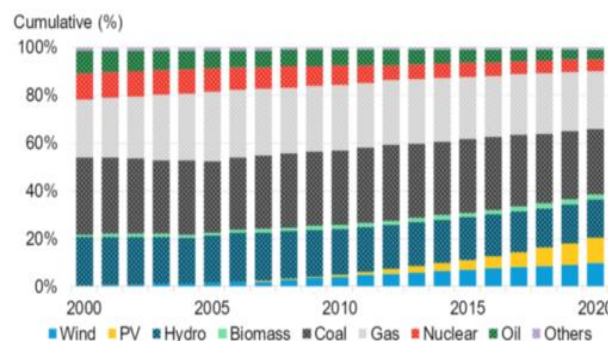
资料来源：彭博新能源财经，东兴证券研究所

图15： 2010 年中国能源发电装机容量及占比



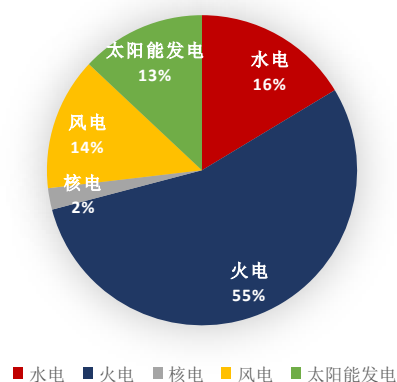
资料来源：中电联，彭博新能源财经，东兴证券研究所

图14： 2020 年全球能源发电装机容量及占比



资料来源：彭博新能源财经，东兴证券研究所

图16： 2021 年中国能源发电装机容量及占比



资料来源：中电联，东兴证券研究所

我们认为未来风光发电占比将持续提升。当前全国风光装机容量占全部能源发电比例已达 27%，风光累计装机容量达 6.4 亿千瓦。根据习近平总书记在 2020 年的气候雄心峰会及国务院关于印发《2030 年前碳达峰行动方案的通知》表示，到 2030 年我国风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上。按照当前的发电装机容量，到 2030 年前仍存在至少 5.6 亿千瓦的风光装机预增量。我们认为，伴随中国及世界新能源装机规模的持续提升及当前非化石能源占比全部能源消费比重、发电比重双提升的趋势下，风光装机占比将持续提升，在此背景下，新能源发电行业将保持高景气成长。

2.2 初始投资成本逐年下降，运维成本达到历史新低

长久以来，新能源发电因缺乏经济性难以成为主要的发电方式，但伴随近年来技术进步、产业变革、充分竞争等因素影响，风机和光伏组件等设备经历了价格的大幅下降，新能源发电逐渐具备经济性。此外，国家宏观政策的支持也在很大程度上助推了新能源行业的迅速变革，带动从上而下的新能源产业链飞速发展，使得行业充分受益。

风光发电项目工程初始投资成本逐年下降。根据电规院数据，2016~2017 年、2018~2019 年陆上风电工程项目决算单瓦造价分别为 7587、7394 元/kW，2019 年相比 2016 年单瓦造价降低 193 元/kW，降幅 2.54%。光伏发电工程项目决算单瓦造价分别为 7406、5960 元/kW，三年间下降 1446 元/kW，降幅高达 19.52%。海风方面，目前初始投资成本接近陆上风电的两倍，但我们认为伴随海上风电施工建设难度得到攻克及设备机组技术迭代，未来海上风电初始投资成本也有望呈现快速下降的趋势。近几年来风光发电项目的初始投资成本有望持续下降，将带动电站项目投资的初始资本金降低，在项目保质保量完成的情况下，有利于提高发电企业的项目 IRR，提升发电企业利润。

初始投资成本中设备及安装工程费用占据极大占比。根据电规院和水电水利规划设计总院数据，陆风、海风、光伏发电项目中设备及安装工程均占据项目初始投资成本 65%以上，其次是建筑工程费用占比 10%以上。我们发现海上风电项目的建筑工程费用占比大幅高于陆上风电及光伏发电项目费用，原因在于海上工程项目施工难度大、对技术的要求高，需要铺设更多海底电缆等以满足项目的启动要求。

表1：2018-2019 年风光项目初始投资项目单位造价及各项占比

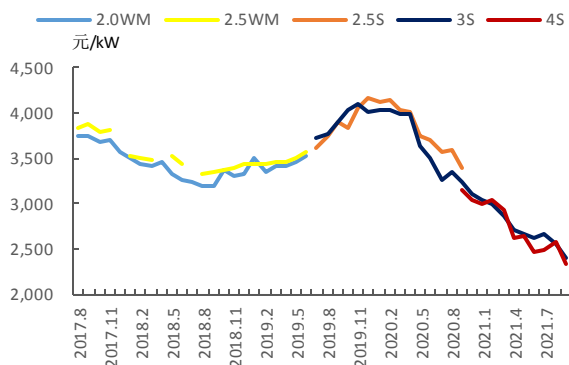
	陆上风电单位造价 (元/kW)	陆上风电各项费用占比 (%)	海上风电单位造价 (元/kW)	海上风电各项费用占比 (%)	光伏发电单位造价 (元/kW)	光伏发电各项费用占比 (%)
施工辅助工程	64	0.9	140	0.9	10	0.2
设备及安装工程	5505	74.5	9710	65.7	4534	76.1
建筑工程	947	12.8	3530	23.9	778	13.1
其他费用	620	8.4	1021	6.9	547	9.2
预备费	59	0.8	16	0.1	23	0.4
建设期利息	199	2.7	369	2.5	68	1.1
合计	7394	100	14787	100	5960	100

资料来源：电规院、水电水利规划设计总院、东兴证券研究所

风电机组和光伏组件降价使得设备及安装工程费用降低。在过去的十年中，风电机组和光伏组件价格是行业关注的重点，新能源发电成本具备经济性是新能源发电规模化的必要前提。近年来，技术进步带来的产品升级迭代推动新能源设备快速降价，体现在单瓦价格的不断降低。以金风科技官网公布的竞标价格为例，2020

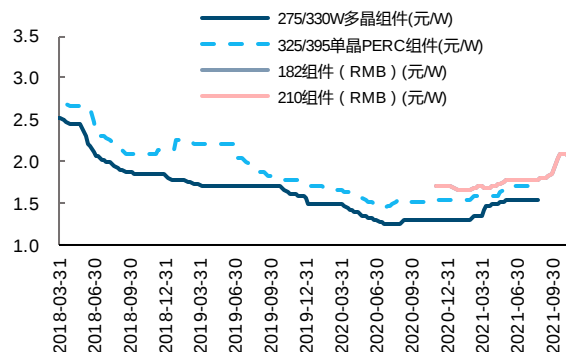
年以来风机价格持续下降, 2020 年 1 月, 3S 级别机组月度投标均价为 4044 元/kW, 到 2021 年 9 月这一均价已下行至 2410 元/kW, 降幅高达 40%。275/330w 多晶组件的价格从 2018 年 3 月的 2.5 元/w 下降到 2021 年 8 月的约 1.55 元/w, 降幅达 38%。得益于风电和光伏组件价格的下降, 可再生能源发电这一技术路径逐渐具备经济性, 新能源发电对补贴的依赖度下降, 伴随国补的逐渐退坡, 新能源发电能够真正实现平价上网。

图17: 2020 年以来风机月度公开投标市场均价持续下降



资料来源: 金风科技官网, 东兴证券研究所

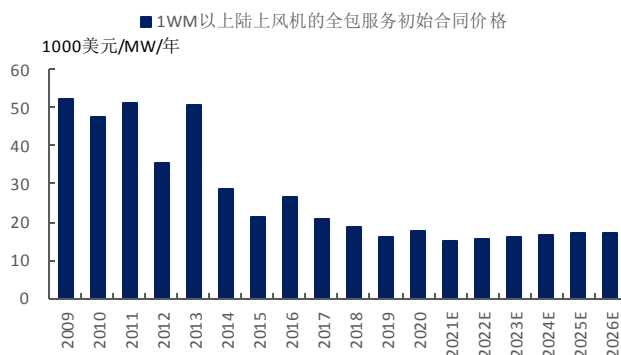
图18: 2018 年以来光伏组件价格下降



资料来源: PVInfolink, 东兴证券研究所

除初始投资成本外, 后续的运维成本也呈下降趋势, 2021 年达到历史新低。根据彭博新能源财经的数据, 陆上风电运维价格指数在 2021 年创下历史新低。全球 2021 年签署的全包服务初始合同的平均价格为每年 1.5 万美元/MW, 同比 2020 年的 1.75 万美元/MW 下降 14%。在风机大型化趋势下, 风机运维成本在风机数量减少的背景下分摊的运维成本更低, 2021 年签订的 4MW 以上风机的服务合同比 2-3MW 风机价格下降了 33%。我们认为, 风机运维价格的下降一定程度上体现了风电运维领域竞争的加剧, 在总装机容量一定的前提下更多安装大容量风机将有助于企业降低总运维成本, 在成本端实现更大的节省以帮助新能源发电企业打开更大的利润空间。

图19: 2021 年 1WM 以上陆上风机的全包服务初始合同价格达历史新低



资料来源: 彭博新能源财经, 东兴证券研究所

2.3 政策支持行业茁壮成长, 时代机遇赋予行业更大增长空间

时代机遇赋予行业更大增长空间。在 2021 年 12 月 24 日召开的 2022 年全国能源工作会议上, 会议再提加

快绿色能源低碳发展，加快实施可再生能源替代行动。预计十四五期间，绿色能源占比将进一步提高，煤电占全部发电量的占比将逐渐下降，可再生能源发电占比逐渐提升。伴随行业政策加码和建设进度的加快，我们认为，时代机遇下新能源发电行业将有更大的增长空间。

补贴政策和税收返还政策成为新能源行业发展的强力支持。补贴端来看，国家发改委发布多项涉及风电、光伏补贴办法，对于符合国家规定的发电项目实施国补。由于新能源发电项目实行并网前确定核准价的政策，国家对于存量项目将按照核准价补贴到底，存量风电和光伏项目的收益得到保障。**税收端来看**，对于新能源发电行业，《中华人民共和国企业所得税法》实施“三免三减半”政策，即第一至三年内实行免征企业所得税，第四至第六年减半征收企业所得税。企业税收优惠对行业整体产生正向激励作用，推动新能源发电企业尽快完成并网发电，享受企业税收优惠。

表2：风电、光伏相关补贴政策

政策类型	具体类别	政策名称	生效时间	核心内容
补贴政策	陆上风电	《国家发展改革委关于完善风电上网电价政策的通知》	2019.7	1. 2019年I~IV类资源区符合条件的新核准陆上风电指导价分别调整为每千瓦时0.34元、0.39元、0.43元、0.52元（含税、下同）；2020年指导价分别调整为每千瓦时0.29元、0.34元、0.38元、0.47元。 2. 2018年底前核准的（或2019-2020年核准的）陆上风电项目在2020年底（或2021年底）仍为完成并网的，国家不再补贴。2021年起新核准的陆风项目实现全面平价上网，国家不再补贴。
	海上风电	《国家发展改革委关于完善风电上网电价政策的通知》	2019.7	1. 将符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准近海风电指导价调整为2019年0.8元/kWh，2020年0.75元/kWh。 2. 对于2018年底前核准的海风项目如2021年底前全部机组完成并网，执行核准时的上网电价；如2022年及之后完成全部机组并网，执行并网年份指导价。
	光伏发电	《关于2018年光伏发电有关事项的通知》	2018.6	1. 发文之日起，新投运的光伏电站标杆上网电价每千瓦时统一降低0.05元，I类、II类、III类资源区标杆上网电价分别调整为每千瓦时0.5元、0.6元、0.7元（含税）。
		《国家发展改革委关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知》	2019.7	1. 对I~III类资源区新增集中式光伏电站指导价分别确定为每千瓦时0.40元（含税，下同）、0.45元、0.55元。 2. 2019年6月30日（含）前并网的，上网电价按照《关于2018年光伏发电有关事项的通知》规定执行；7月1日（含）后并网的，上网电价按照本通知规定的指导价执行。
		《关于2020年光伏发电上网电价政策有关事项的通知》	2020.6	I~III类资源区新增集中式光伏电站指导价，分别确定为每千瓦时0.35元（含税，下同）、0.4元、0.49元。
	新能源发电	《国家发展改革委关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》	2021.8	1. 2021年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目，中央财政不再补贴，实行平价上网。 2. 2021年新建项目上网电价，按当地燃煤发电基准价执行；可自愿通过参与市场化交易形成上网电价，以更好体现光伏发电、风电的绿色电力价值。

资料来源：国家发展改革委、东兴证券研究所

2022年开始国补虽退坡，但地方政府有望接力补贴。当前光伏和风电项目已经可以实现平价上网，而海上风电项目在2022年也开始取消国家补贴，我们认为，当前海风工程造价远高于风光项目，取消补贴后按照

燃煤标杆价进行定价的机制意味着海上风电需要尽快达到和风光项目接近的收益才能实现海上风电真正的平价上网，这也意味着海上风电项目在技术进步、成本造价、建设工程等方面仍需要尽快实现升级迭代。在此背景下，我们认为，想要尽早实现海上风电的全面平价仍需国补退坡后地方政府接力财政补贴。国家发改委发布的《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》中也明确指出，鼓励各地出台针对性扶持政策以支持陆上风电、海上风电、光伏发电等新能源发电项目，目前已有部分省份出台新能源发电补贴措施。其中广东省能源局已发布明确批文，对于 2018 年底前完成核准，在 2022-2024 年全容量并网的海风项目予以每千瓦 1500、1000、500 元的补贴。我们预计，未来将会有更多的地方政府出台具体政策以支持新能源发电行业的健康发展，助力海上风电发展壮大。

2.4 电价市场化改革步伐加快，企业业绩弹性有望增强

新型电力系统构建持续进行，电价市场化改革步伐加快。在体系建设方面，2022 年 1 月 28 日，国家发改委、国家能源局联合发布《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，文件指出，到 2025 年，全国统一电力市场体系初步建成，国家市场与省区市场协同运行，电力中长期市场、现货市场、辅助服务市场一体化建设、联合运营；到 2030 年，全国统一电力市场体系基本建成，新能源全面参与市场交易，电力资源在全国范围内得到进一步的优化配置。在电价方面，中共中央、国务院近期印发《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》、国务院印发《2030 年前碳达峰行动方案》，意见和方案共同就建立健全可再生能源规模化发展的价格机制，完善差别电价、阶梯电价，完善能源价格市场化形成机制和分时电价政策进行详细要求；发改委也就燃煤发电市场化电价改革作出进一步部署，公布燃煤发电上网电价按照基准价上下浮动 20% 的新准则进行交易，电价的浮动空间被进一步打开。

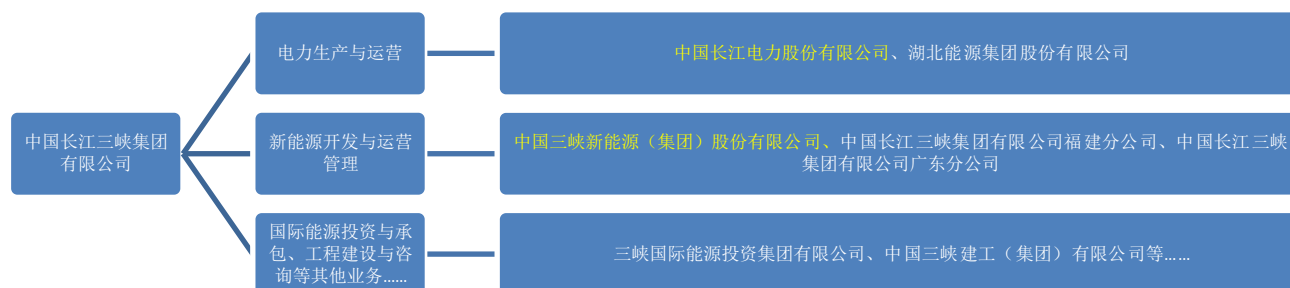
我们认为，电价市场化下企业业绩弹性有望增强。国家从顶层设计上突出了建设新型电力市场的必要性和紧迫性，加快建立多层次统一的电力市场体系对于完善全国电力市场、区域电力市场和各层次电力市场的建设具有统筹协调作用，通过完善电力的市场模式、基本交易规则、价格形成机制促进电力市场化建设。我们看到，当前国家正在全面有序放开电力价格，完善电力产品的商品化属性。我们认为，这一系列措施将对全社会用能形成合理引导，对于促进用能端高耗能企业降低用能、消费端居民合理及错峰用电、降低全社会碳排放等形成正面影响，同时可以加快新能源全面参与市场交易，我们认为，随着电价市场化改革的持续推进，电价有望保持市场化波动的增长弹性，从而带来相关企业业绩持续增长的弹性。

3. 竞争优势突出，增长曲线明确

3.1 集团背景强大，资源和资金优势为公司持续发展提供支持

大股东三峡集团背景雄厚，公司作为集团新能源业务的主要实施载体获得较多资源禀赋。三峡集团作为全球最大的水电开发运营企业和中国最大的清洁能源集团，经营多类型业务。作为大型能源集团，三峡集团被党中央、国务院国资委和国家发改委赋予重要使命，集团也率先提出领先全国的双碳战略目标：力争 2023 年实现碳达峰，2040 年实现碳中和。三峡能源作为三峡集团新能源板块上市主体，承担了三峡集团十四五时期新能源发展的重要战略使命，因此在资源获取和融资便利上，均更容易获得集团的资源禀赋。

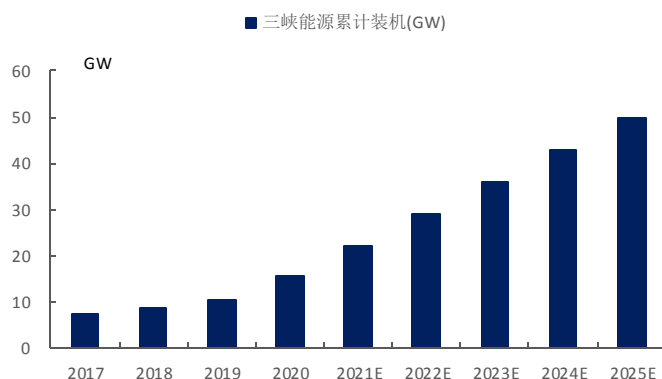
图20：三峡集团组织结构



资料来源：三峡集团官网，东兴证券研究所

资源获取渠道广，公司后续有大量的项目储备来支撑业绩增长。在资源获取上，三峡能源获得了集团的大力支持，2021 年上半年，公司和吉林、重庆、湖南、福建、辽宁等地方政府和区域型电网公司签订了合作协议，提前储备了一批优质的项目资源。当前公司累计资源储备已超 1.2 亿千瓦，其中海上风电近 3000 万千瓦，陆上风电、光伏超 9000 万千瓦，丰富的资源将成为三峡未来发展的不竭动力。根据公司规划，公司在集团的部署下力争“十四五”末总装机规模达 5000 万千瓦，按照公司截止 2021 年 6 月的装机规模 16GW 计算，预计公司未来需要保持年均新增 700 万千瓦的装机规模。战略布局上，公司重点推进海陆资源获取；在水电领域储备抽水蓄能资源；在光伏领域推进整县屋顶分布式光伏，推动乡村清洁能源布局；在储能方面推动电源侧配套储能，提升清洁能源消纳比例。在合作方面，公司也与地方政府、地方产业链上下游企业及金融机构等相继召开了座谈会，强大的资源整合能力在未来将帮助公司获得更多的资源。

图21： 2017-2025 公司装机规模变化

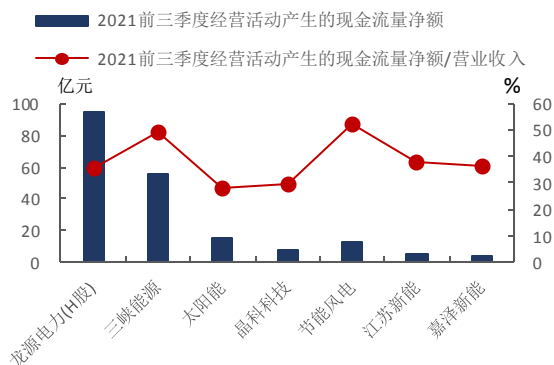


资料来源：公司招股书，公司官网，东兴证券研究所

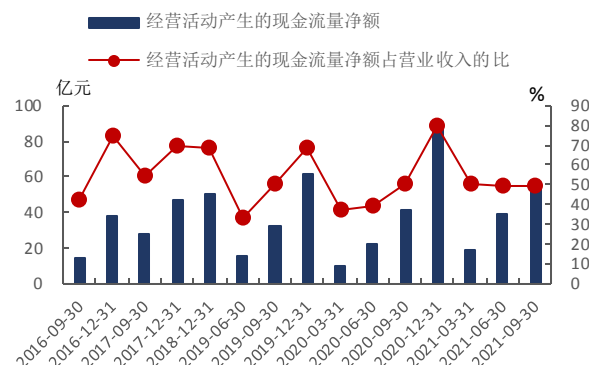
资金来源方面，公司自有现金流充足。21 年前三季度公司经营活动产生的现金流量净额为 55.24 亿，占公司营收的 50%，经营活动产生的现金流量净额/营业收入在同行业可比公司已处于最高水平。我们认为公司的自有现金流充足，如果公司考虑通过自有资金筹建项目或分红，公司相比同业将有更大的资金使用空间。从公司历年的自由现金流量净额占营收的比例来看，年末一般占比达到 70%以上，公司现金流充足。

图22： 同行业可比公司经营活动产生的现金流量净额对比

图23： 公司历年经营活动产生的现金流量净额及占比



资料来源: WIND, 东兴证券研究所



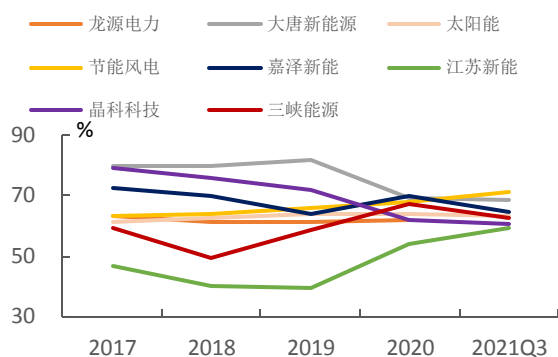
资料来源: WIND, 东兴证券研究所

较低的资产负债率将为公司后续发展带来更大的融资空间。公司 2018 年引入 8 名战略投资者, 合计募集 117 亿元分别用于增加公司的注册资本与并入资本公积。引入战略投资者后, 2018 年公司资产负债率显著下降。与同业相比, 公司资产负债率处于较低位置, 将更有利于公司后续通过债券融资、定向增发、银行借贷等方式补充资本金。

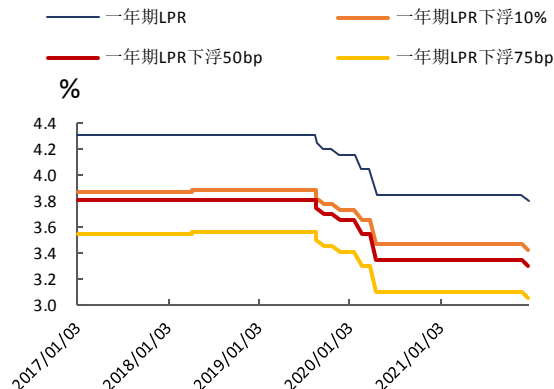
银行授信额度高叠加债券融资利率低, 公司享有丰富的外部融资及偏低的融资成本。依靠三峡集团大股东背景 (国家级主权信用评级) 和自身在行业中的龙头地位, 公司融资渠道丰富、融资利率低。在资金来源方面, 当前包括政策性银行、五大行等银行给出的银行信贷额度仍有 700 余亿元, 相当于此次 IPO 募集 224 亿元的三倍; 融资利率方面, 20 年及 21 年发行债券的融资期限在 3 年左右, 票面利率普遍在 3%-4% 之间。根据公司 21 年半年报, 公司向银行贷款的利率普遍在一年期 LPR 下浮 50-75bp, 向金融机构贷款利率普遍在一年期 LPR 下浮 10% 左右, 对于公司所处的重资产且资本密集型行业, 融资利率偏低的优势能够极大的体现公司资金优势, 降低公司成本端支出。

图24: 2017-2021Q3 同行业可比公司资产负债率对比

图25: 三峡能源金融机构融资利率参考一年期 LPR 下浮 10%



资料来源: 公司招股书, wind, 东兴证券研究所



资料来源: 公司招股书, wind, 东兴证券研究所

表3: 截止 2021 年 9 月银行审批授信额度

银行名称	授信额度	已使用额度	未使用额度	用信方式
国家开发银行	350.00	105	245	信用

进出口银行	120.00	40.00	80.00	信用
农业银行	100.00	45.52	54.48	信用
工商银行	104.28	54.45	49.83	信用
建设银行	18.00	1.20	16.80	信用
交通银行	40.00	27.67	12.33	信用
中国邮政储蓄银行	40.00	-	40.00	信用
浦发银行	71.00	2.70	68.30	信用
招商银行	50.00	31.10	18.90	信用
华夏银行	33.00	-	33.00	信用
北京银行	30.00	-	30.00	信用
财务公司	100.00	42.34	57.66	信用
合计	1,056.28	349.98	706.3	

资料来源：wind、东兴证券研究所

表4：三峡能源发行债券信息

证券名称	发行日期	发行期限	剩余期限	债项/主体评级	票面利率	证券类别
22 三峡新能 GN001	2022.2.17	3	3	AAA	-	一般中期票据
21 三峡新能 ABN002(碳中和债)	2021.12.27	2.9	2.7616	AAA	3.48%	交易商协会 ABN
21 三峡新能 MTN002(碳中和债)	2021.5.7	3	2.2329	AAA	3.45%	一般中期票据
21 三峡新能 ABN001	2021.3.29	2.72	1.8438	AAA	3.97%	交易商协会 ABN
21 三峡新能 MTN001	2021.3.15	3	2.0822	AAA	3.60%	一般中期票据
20 三峡新能 PPN002	2020.5.14	3	1.2521	AAA	2.95%	定向工具
20 三峡新能 PPN001	2020.3.11	3	1.0712	AAA	3.40%	定向工具

资料来源：wind、东兴证券研究所

3.2 风光项目全国布局，公司运营稳定、资产质量好

公司风光项目布局全国。根据公司官网的业务布局，当前三峡能源风电光伏项目已在全国 30 个省份布局，业务覆盖西北、华北、华东、东北、西南及华南五大区域。从资源覆盖的密集程度来看，东北、华北、华东相对资源覆盖密集度更高。

图26：公司业务布局全国 30 个省份

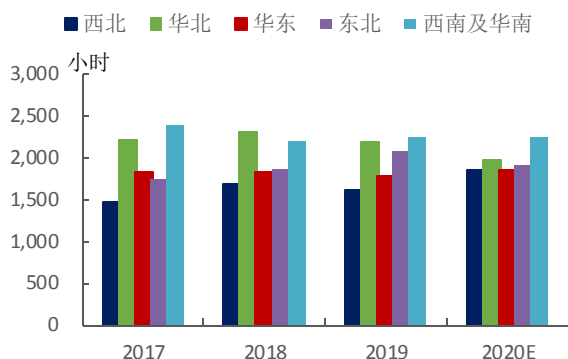


资料来源：公司官网，东兴证券研究所

风光项目布局均匀，充分考虑区位的利用小时及上网电价。分区域利用小时看，华北、西南及华南的利用小时数普遍高于西北、华东及东北，2019 年华北、西南及华南利用小时数分别达到 2184、2246 小时，西北、华东及东北地区分别为 1624、1786 和 2080 小时。分区域上网电价来看，华东地区的上网电价最高，2020 年 1-9 月平均电价达到 0.66 元/千瓦时，其次是东北、华北、西北、西南及华南，电价分别为 0.54 元/千瓦时、0.51 元/千瓦时、0.47 元/千瓦时、0.45 元/千瓦时。由于影响公司风光项目收入的主要因素分别为发电量和上网电价，发电量主要受装机规模和项目利用小时的影响，因此在发电项目装机规模固定的情况下，利用小时和上网电价成为公司项目决策的主要影响因素。我们认为，公司在项目布局方面充分考虑了项目施工的难易程度、项目初始投资造价的高低、项目区位带来的后续持续现金流回报等多种因素，整体来看，业务布局均匀，项目铺开范围广。

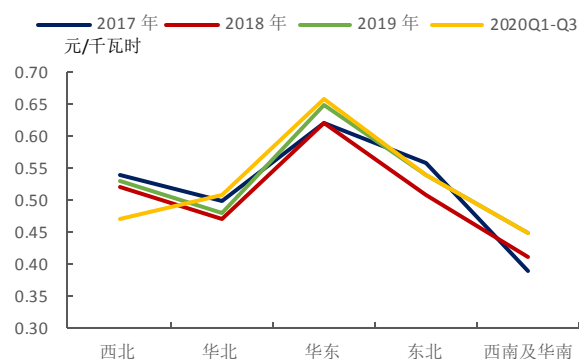
图27：分区域平均利用小时数

图28：分区域上网电价（不含税）



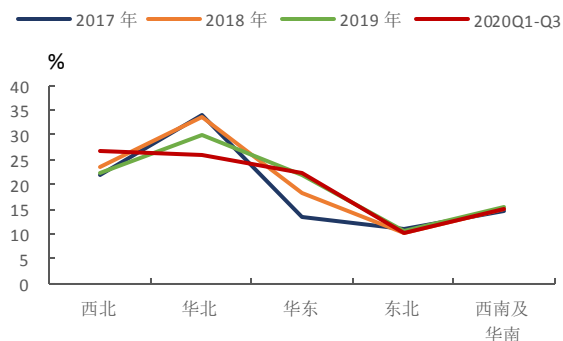
资料来源: 公司招股说明书, 东兴证券研究所

图29: 分区域营业收入占比



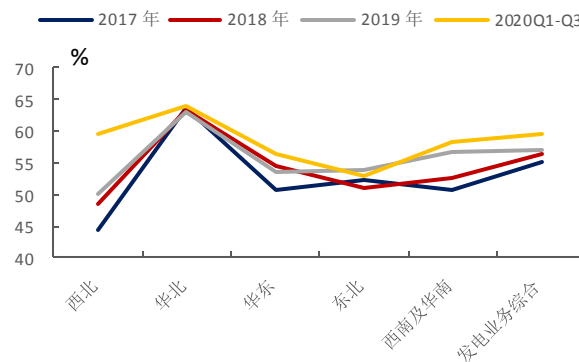
资料来源: 公司招股说明书, 东兴证券研究所

图30: 分区域毛利率水平



资料来源: wind, 东兴证券研究所

图31: 三峡能源与全国利用小时数对比



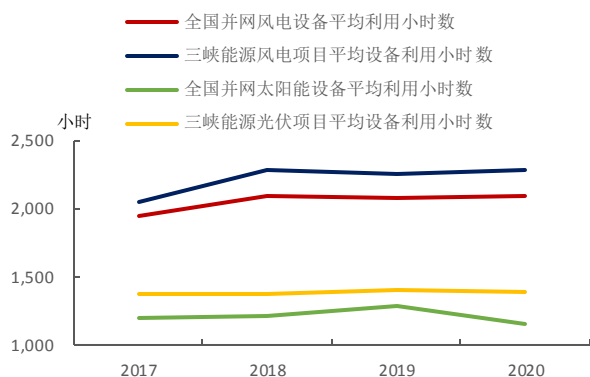
资料来源: 公司招股说明书, 东兴证券研究所

图32: 三峡能源与全国发电量对比

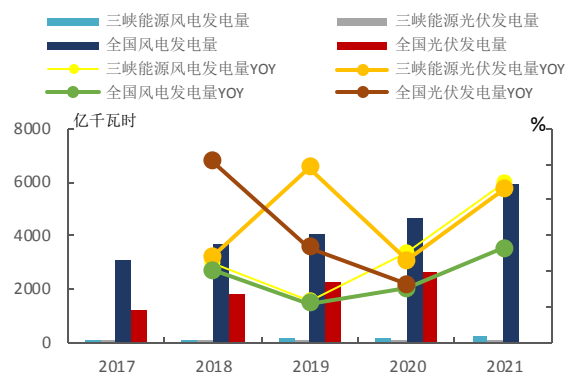
资源优势显著, 利用小时数和发电量均超全国平均。得益于公司良好的项目布局, 公司风电、太阳能设备历年利用小时数均超过全国平均值, 2020 年公司风电、光伏利用小时数分别为 2276、1383 小时, 全国平均利用小时数为 2097、1160 小时, 从利用时长来看公司的风光项目利用效率远超全国均值, 分别高出 179 和 223 小时。发电量来看, 三峡风光发电量同比增速均超全国增速。我们认为, 公司资源优势显著, **在平价上网阶段, 资产质量将成为公司的核心竞争力。**由于风光电站的运营周期一般在 20-25 年左右, 项目投产前确定区位、施工地点、项目容量、布局等则显得尤为重要, 项目资产的质量将直接影响公司未来每年可获得的现金流回报, 因此新能源运营行业对于优质项目资源的争夺将越来越成为同业竞争的重点, 我们认为, 未来公司有望继续凭借自身的优势及资源获取能力获得更多高质量的项目。

图31: 三峡能源与全国利用小时数对比

图32: 三峡能源与全国发电量对比



资料来源: 中电联、国家能源局、招股说明书, 东兴证券研究所



资料来源: wind、中电联、招股说明书, 东兴证券研究所

3.3 积极拓展海上风电, 先发优势显著

公司大力推进海上风电开发, 坚定不移实施“海上风电引领者”战略, 集中连片规模化开发海上风电, 已形成“投产一批、建设一批、核准一批、储备一批”的滚动开发格局。目前, 累计获取资源超 3000 万千瓦, 已投产项目遍及江苏、辽宁、福建、广东等沿海省份, 截至 2021 年底并网装机规模突破 380 万千瓦, 在建项目装机规模超 150 万千瓦。广东、福建、江苏区域五个“百万千瓦级”海上风电基地已现雏形。我们认为, 公司作为国内最早布局海上风电的企业之一, 通过自建+收购的方式可以迅速扩大海上风电领域的版图, 十四五期间公司在海上风电领域霸主的地位将逐渐得到体现。

公司贯彻“海上风电引领者”战略, IPO 募集大量资金用于海上风电项目投资。2021 年公司 IPO 公开发行股票 85.71 亿股, 募集资金净额增加 225 亿元, 除 50 亿元用于补充流动资金外, 剩余 175 亿元全部用于海上风电项目建设。募投项目变更后, 原计划投资的昌邑市海洋牧场与三峡 300MW 海上风电融合试验示范项目、漳浦六鳌海上风电场 D 区项目由于施工条件或审批手续等因素暂缓开工, 变更后的募投项目仍为公司海上风电主营业务, 所投资的八个海上风电项目装机容量合计 280 万千瓦, 动态投资额达 503.85 亿元。我们预计公司募投项目建成投产后, 将显著增加公司海上风电的装机容量, 有效提升公司的盈利能力及市场占有率, 进一步增强公司的核心竞争力。

表5: IPO 募集资金用于八个海上风电项目

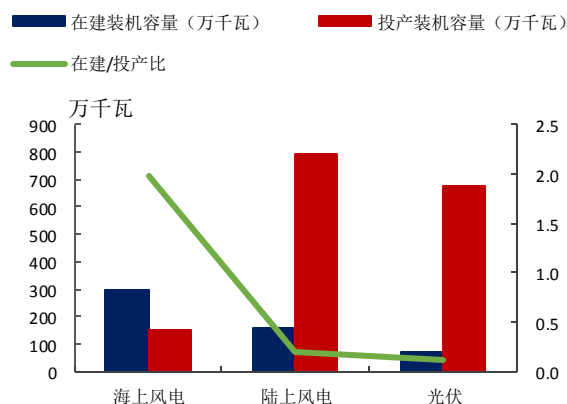
项目名称	募集资金分配 金额 (亿元)	项目总投资 (亿元)	单位投资 (万元/kW)	项目全投资 IRR	资本金 IRR	项目投资 回收期
三峡能源阳西沙扒 300MW 海上风电场项目	33.25	54.20	1.79	7.50%	12.40%	11.98
昌邑市海洋牧场与三峡 300MW 海上风电融合试验示范项目 (变更后暂停开工)	42.44	51.28	1.71	7.72%	11.44%	11.75
三峡新能源阳西沙扒二期 400MW 海上风电场项目	59.94	76.18	1.90	6.60%	9.06%	13.26
漳浦六鳌海上风电场 D 区项目 (变更后暂停开工)	13.12	92.64	2.30	7.25%	12.00%	12.79

长乐外海海上风电场 A 区项目	9.62	70.52	2.35	7.04%	11.53%	13.10
三峡新能源江苏如东 H6 (400MW) 海上风电场项目	7.87	55.66	1.39	11.27%	16.09%	12.23
三峡新能源江苏如东 H10 (400MW) 海上风电场项目	8.75	56.34	1.41	12.53%	19.95%	12.19
合计	174.99	456.82	-	-	-	-
变更后募投项目						
阳西沙扒三期海上风电场项目	25.56	77.32	1.93	9.38%	16.08%	10.61
阳西沙扒四期海上风电场项目	13.50	56.65	1.89	8.27%	13.05%	11.45
阳西沙扒五期海上风电场项目	16.50	56.98	1.90	7.85%	11.97%	11.83
合计	55.56	190.95	-	-	-	-

资料来源: 三峡能源招股说明书、三峡能源关于变更部分募集资金投资项目的公告、东兴证券研究所

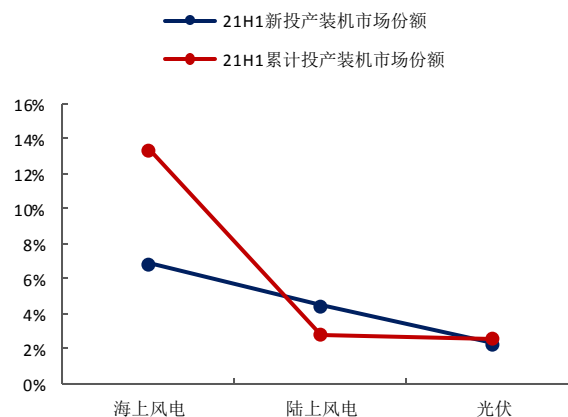
作为国内最早布局海上风电的企业之一, 公司先发优势明显, 海上风电资源储备居国内前列。公司项目建设与投产并行, 截至 2021H1 已投运规模 149 万千瓦, 在建规模 294 万千瓦, 排名行业第一, 占全国全部海上风电在建规模的比例约 20%。相较公司陆上风电与光伏的在建/投产比 0.20、0.11 倍, 公司海上风电装机在建/投产比例近 2 倍, 海上风电储备资源极其丰富。同时, 海上风电业务的新投产与累计投产装机市场份额约为 6.9%、13.4%, 都远超公司的陆上风电与光伏业务。我们预计随着公司多个海上风电项目在 2021 年底完成并网投产后, 公司海上风电的投产规模可达 380 万千瓦。据国家能源局披露, 我国海上风电累计装机规模在 2021 年末达到 2638 万千瓦, 因此三峡能源海风累计投产装机占国内市场份额将有望进一步提升至 14.4% 左右, 奠定海上风电运营商的第一梯队的地位。

图33: 公司各业务在建/投产装机比 (截至 2021H1)



资料来源: 公司公告, 东兴证券研究所

图34: 新投产、累计投产装机市场份额 (截至 2021H1)



资料来源: 公司公告, CWEA, 东兴证券研究所

公司“百万千瓦级”海上风电基地已现雏形, 集中连片规模化开发格局成型。随着 2021 年海上风电抢装潮的结束, 公司有多个海上风电项目在年底完成并网投产, 已投产项目遍及江苏、辽宁、福建、广东等沿海省份。广东、福建、江苏区域五个“百万千瓦级”海上风电基地已现雏形, 集中连片规模化开发格局成型。12 月 20 日, 公司发布公告称, 拟投资 412 亿元建设三峡阳江青州的三个海上风电场项目。青州五、六、七项目是全国首批开工建设的超大规模深水海上风电平价项目, 装机容量合计可达 300 万千瓦。阳江地区已有阳江

沙扒一至五期 170 万千瓦海上风电项目于 2021 年底并网投产，我们预计青州计划在 2024 年实现全容量并网后，三峡能源规模化开发格局将进一步加强。

表6：三峡能源预计建设青州海上风电项目

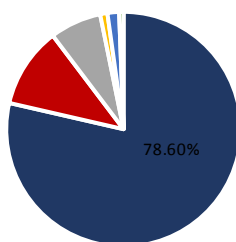
项目名称	投资金额 (万元)	项目资本金 (万元)	装机规模 (万千瓦)	水深范围 (米)	中心离岸距离 (公里)
三峡阳江青州五 海上风电场项目	1,405,281	351,300	100	46.5-52.5	71
三峡阳江青州六 海上风电场项目	1,376,074	344,000	100	37-46	52
三峡阳江青州七 海上风电场项目	1,335,553	333,900	100	44-54	85

资料来源：公司公告、国际能源网、东兴证券研究所

海上风电项目造价成本高，主要是风机设备及安装、建筑施工成本较高。由于运行维护可达性差，同时考虑抗台风、防腐蚀等技术要求，海上风电机组需要具备很高的可靠性，因而其制造、运输、安装、运维环节的成本相较陆上风电机组更高。当前已经具备平价能力的陆上风电建造成本大约为 7000 元-8000 元/千瓦，海上风电的单位造价则在 15000 元-17000 元/千瓦，距离平价标准还有 30%左右的降本空间需要实现。风电设备及安装工程是风电项目投资造价最主要的成本构成，2020 年陆上和海上风电成本中约占比 78%和 61%。此外，受复杂的海洋环境影响，海上风电的建筑工程费用更高，占海上风电总成本的 28%。

图35：2020 年陆上风电项目单位造价成本构成

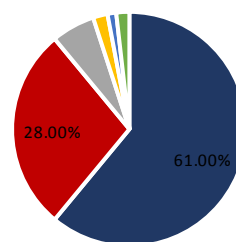
■ 设备及安装工程 ■ 建筑工程 ■ 其他费用
■ 建设期利息 ■ 预备费 ■ 施工辅助工程



资料来源：《中国可再生能源发展报告 2020》，东兴证券研究所

图36：2020 年海上风电项目单位造价成本构成

■ 设备及安装工程 ■ 建筑工程 ■ 其他费用
■ 建设期利息 ■ 预备费 ■ 施工辅助工程



资料来源：《中国可再生能源发展报告 2020》，东兴证券研究所

公司为降低海上建设施工成本积极探索海上风电技术创新，实施了一批优质海上风电项目。除了通过机组大型化降低成本，通过海上漂浮式、海上灵活性技术来降低安装成本，三峡能源在海上项目中更着重于在风机基础、海上升压站、海底电缆等方面应用先进的建设施工技术来降低海上项目的单位造价成本。比如在江苏响水打造我国首批近海海上风电项目，建设亚洲首座 220 千伏电压等级的海上升压站，敷设国内首条 220 千伏三芯海缆；在三峡能源江苏如东海上风电项目实现国内首个海上风电高电压柔性直流输电的示范应用，同时推动换流阀、海底电缆、控制保护系统、海上换流平台等国产化进程。公司运用的多项海上风电技术是国内首次，有效降低建设成本，对海上风电运营行业有示范效应，业内海上风电技术创新引领者地位显著。

图37：江苏响水 21.45 万千瓦海上风电场


资料来源：公司官网，东兴证券研究所

图38：江苏如东 80 万千瓦海上风电场


资料来源：公司官网，东兴证券研究所

表7：三峡能源并网与在建海上风电项目示范效应显著

项目名称	所属电网	（预）装机容量 （万千瓦）	（预）核准电价 （元/千瓦时）	示范效应
大连庄河 300MW 海上风电项目	辽宁	30	0.85	我国北方地区首个海上风电项目，项目创新设计抗冰锥结构，为探索北方严寒海域开发海上风电新技术积累了宝贵经验。
江苏响水近海风电场项目	江苏	21.45	0.85	当期国内单体最大的海上风电项目，项目建成国内首座 220 千伏海上升压站，敷设国内首条 220 千伏海缆，孵化和应用复合筒型基础，为我国风电进军深蓝海域起到积极示范作用。
江苏大丰 300MW 海上风电 项目	江苏	30	0.85	首次使用国产 220kV 海上升压站及陆上集控中心，该项目的成功带电投运标志着我国一举打破了海上风电领域长期被国外合资厂商垄断的局面，首次实现了电气一次国产设备投运。
福清兴化湾海上风电场 一期项目	福建	7.74	0.85	全球首个大功率海上风电样机试验项目，实现国内外 8 家风机厂家大容量机组在海上风电“奥林匹克”赛场同台竞技，推动海上风电“中国造”。
福建兴化湾二期	福建	28	0.85	-
阳江沙扒一至五期 170 万 千瓦海上风电项目	广东	170	0.85	国内一次性开工建设规模最大海上风电项目，是三峡集团在粤打造的首个“百万千瓦级”海上风电基地，将建成目前全亚洲最大海上升压站，同时在使用风机基础形式创造国内多个“首次”，为我国海上风电集中连片规模化开发先行先试。

江苏如东 H6（400MW） 海上风电项目	江苏	40	0.85	国内首个 ±400 千伏柔性直流输电海上风电项目，正在建设目前国内输送容量最大、输送距离最长的柔性直流输电海缆，对我国远海大容量海上风电开发建设具有重要示范意义。
江苏如东 H10（400MW） 海上风电项目	江苏	40	0.85	
江苏大丰 H8-2#300MW 海上风电工程	江苏	30	0.85	国内离岸距离最远海上风电项目，项目为我国海上风电开发远海化、关键技术国产化、施工作业体系化等方面起到积极推动作用。
漳浦六鳌海上风电场 D 区 402MW 项目	福建	40.2	0.85	-
海上风电南澳洋东 项目	广东	30	0.85	国内在最远海域、最大水深、最大荷载条件下进行的水下挤密砂桩复合地基承载力试验
长乐外海 300MW 海上风电项目	福建	30	0.85	福建省内目前离岸距离最远、水深最深、施工难度最大、通航条件最复杂的海上风电项目，项目建成后将有利于绿色能源转型升级和改善福建省能源结构。
山东昌邑 30 万千瓦 海上风电场	山东	30	0.85	国内首个海上风电与海洋牧场结合试点示范项目，为我国“海上风电+海洋牧场”融合发展新模式做出积极探索。

资料来源：招股说明书、公司官网、公司公告、东兴证券研究所

3.4 上下游产业链良好协同，海外布局带来全球市场增量

打通产业链资源，协同高效助力企业发展。公司在聚焦自身业务纵深经营的同时，积极参与上下游产业链的投资，公司目前已参股多家上游设备制造企业 and 下游的电力交易中心，积极合作设立多个产业链投资平台助力企业经营降本提效。上游公司参股晶澳科技等新能源制造企业，公司和上游设备制造商形成产业链协同，密切关注上游风电设备价格及行业最新技术，在风光平价时代产业链协同优势将被放大。

海内外加快收购步伐，全方位提升公司竞争力。海外方面，三峡集团通过竞标的方式收购了葡萄牙国家电力公司和西班牙境内光伏运营项目，从而打入欧洲清洁能源市场，将海外资源纳入国内版图。通过收购，公司快速掌握海外成熟市场运营诀窍，依靠海外布局将为公司带来更多全球市场的增量资源，有利于以更加专业和广阔的视野深耕公司业务。国内方面，公司加快收购同行业优质海风运营公司，积极扩大海风版图。12月28日明阳智能发布公告称将出售其全资子公司阳江明阳海上风电开发有限公司 100%股权给三峡能源。阳江明阳拥有沙扒项目海上风电资源的开发权，是公司开发沙扒项目工程的重要一项。我们认为，当前公司重点发展海上风电的步伐有所加快，收购优质同行业运营公司有助于节省公司人力物力投入自建项目建设，助力公司迅速扩大海风版图。

4. 盈利预测与风险提示

4.1 盈利预测与投资建议

展望公司未来的装机目标及 2021 年在建工程项目的建设进展及公司近期公告, 我们给出如下装机预测:

- (1) 风电: 截止 2021H1, 公司已投产的装机容量合计达 16.44GW, 其中风电 9.41GW, 包括海上风电 1.49GW。公司在建工程的装机容量中风电 4.5GW, 其中海上风电 2.94GW。我们根据公司截止 21H1 的在建工程项目进行转固预测, 其中海上风电项目阳江沙扒一至五期、江苏如东 H6、H10 项目、三峡江苏大丰 H8-2#项目共计 2.8GW 均已完成全容量并网, 我们结合公司在建海上风电项目的预计, 以及公司力争十四五期末实现 50GW 的装机目标, 我们预计陆上风电在 21-23 年将新增 1.6/2.0/2.3GW, 海上风电在 21-23 年将新增 2.9/2.0/1.5GW。
- (2) 光伏: 截止 2021H1, 公司已投产的装机容量合计达 16.44GW, 其中光伏 6.80GW, 在建项目中光伏项目 72.2 万千瓦。结合公司在光伏装机容量方面的行业领先地位, 我们预计公司在 21-23 年光伏发电将新增 1.9/2.5/2.5GW。

表8: 公司风光新增装机容量预测 (GW)

	2017A	2018A	2019A	2020A	2021E	2022E	2023E
风电累计	4.9	5.3	6.1	8.9	13.4	17.4	21.2
风电新增					4.5	4.0	3.8
光伏累计	2.5	3.3	4.3	6.5	8.4	10.9	13.4
光伏新增					1.9	2.5	2.5
合计	7.4	8.6	10.4	15.4	21.8	28.3	34.6

资料来源: 招股说明书、东兴证券研究所

根据以上装机规划及公司 2021 年已完成的发电量, 我们预计 2021-2023 年归母净利润分别为 56.58、76.28 和 93.32 亿元, 对应 EPS 分别为 0.20、0.27 和 0.33 元。当前股价对应 2021-2023 年 PE 值分别为 34.8、25.8 和 21.1 倍。首次覆盖, 给予“强烈推荐”评级。

4.2 风险提示

成本下降不及预期: 若未来补贴退坡的情况下, 项目初始投资成本下降不及预期, 可能影响公司营业成本。

项目建设不及预期: 若未来公司实际项目建设进展及发电并网时间不及公司规划, 可能影响公司营业收入。

政策不及预期: 若未来地方省补政策未能对海风项目进行补贴, 可能导致海风项目收入不及预期。

附表：公司盈利预测表

资产负债表			单位：百万元			利润表			单位：百万元		
	2019A	2020A	2021E	2022E	2023E		2019A	2020A	2021E	2022E	2023E
流动资产合计	16834	21044	54401	56848	73798	营业收入	8957	11315	16942	23305	28991
货币资金	4211	1890	28071	17821	22169	营业成本	3874	4788	6831	9814	12823
应收账款	9818	12362	16121	22352	27696	营业税金及附加	73	105	142	196	244
其他应收款	395	459	688	946	1177	营业费用	0	0	0	0	0
预付款项	2055	5816	8957	15068	22008	管理费用	425	555	847	1165	1450
存货	60	79	99	142	186	财务费用	1626	2091	3569	4485	4977
其他流动资产	31	58	92	147	189	研发费用	2	1	2	2	2
非流动资产合计	83216	121533	152650	169453	181864	资产减值损失	-221.8	0.00	0.00	0.00	0.00
长期股权投资	9388	11384	13215	13215	13215	公允价值变动收益	174.48	52.71	45.87	45.87	45.87
固定资产	55174	67030	89359	108180	123610	投资净收益	448.13	507.82	882.73	882.73	882.73
无形资产	1326	1871	1852	1833	1815	加：其他收益	96.18	143.79	103.77	103.77	103.77
其他非流动资产	3804	6364	8510	8510	8510	营业利润	3382	4303	6583	8675	10528
资产总计	100050	142576	207051	226301	255661	营业外收入	43.69	57.19	32.92	32.92	32.92
流动负债合计	22067	30244	68151	79667	99659	营业外支出	78.32	74.92	129.39	80.00	80.00
短期借款	6580	7821	46343	52082	66849	利润总额	3347	4286	6486	8628	10481
应付账款	7087	11149	12212	17989	23214	所得税	296	344	521	693	842
预收款项	6	0	0	0	0	净利润	3051	3941	5966	7935	9639
一年内到期的非流动负债	6100	6377	5763	5763	5763	少数股东损益	211	330	307	307	307
非流动负债合计	36288	65897	64320	64336	64347	归属母公司净利润	2840	3611	5658	7628	9332
长期借款	29612	49705	49705	49705	49705	主要财务比率					
应付债券	1998	2993	2993	2993	2993						
负债合计	58355	96141	132471	144004	164007	成长能力					
少数股东权益	3222	4522	4830	5137	5445	营业收入增长	21.32%	26.33%	49.73%	37.55%	24.40%
实收资本（或股本）	20000	20000	28571	28571	28571	营业利润增长	8.88%	27.25%	52.97%	31.78%	21.36%
资本公积	9324	9475	23227	23227	23227	归属于母公司净利润增长	4.84%	27.16%	56.69%	34.81%	22.34%
未分配利润	8888	12002	17014	23974	32489	获利能力					
归属母公司股东权益合计	38474	41913	69751	77160	86210	毛利率(%)	56.74%	57.69%	59.68%	57.89%	55.77%
负债和所有者权益	100050	142576	207051	226301	255661	净利率(%)	34.06%	34.83%	35.21%	34.05%	33.25%
现金流量表			单位：百万元			总资产净利润(%)	2.84%	2.53%	2.73%	3.37%	3.65%
	2019A	2020A	2021E	2022E	2023E	ROE(%)	7.38%	8.62%	8.11%	9.89%	10.82%
经营活动现金流	6122	8976	5590	10768	13902	偿债能力					
净利润	3051	3941	5966	7935	9639	资产负债率(%)	58%	67%	64%	64%	64%
折旧摊销	3215.95	3987.50	4689.43	6197.25	7589.06	流动比率	0.76	0.70	0.80	0.71	0.74
财务费用	1626	2091	3569	4485	4977	速动比率	0.76	0.69	0.80	0.71	0.74
应收账款减少	-2630	-2544	-3759	-6231	-5344	营运能力					
预收账款增加	6	-6	0	0	0	总资产周转率	0.10	0.09	0.10	0.11	0.12
投资活动现金流	-12289	-28072	-34709	-22003	-19003	应收账款周转率	1	1	1	1	1
公允价值变动收益	174	53	46	46	46	应付账款周转率	1.34	1.24	1.45	1.54	1.41
长期投资减少	0	0	-2335	0	0	每股指标(元)					
投资收益	448	508	883	883	883	每股收益(最新摊薄)	0.14	0.18	0.20	0.27	0.33
筹资活动现金流	5584	16841	55300	984	9450	每股净现金流(最新摊薄)	-0.03	-0.11	0.92	-0.36	0.15
应付债券增加	-1996	996	0	0	0	每股净资产(最新摊薄)	1.92	2.10	2.44	2.70	3.02
长期借款增加	5885	20093	0	0	0	估值比率					
普通股增加	1355	0	8571	0	0	P/E	48.59	38.23	34.84	25.84	21.13
资本公积增加	-4866	151	13752	0	0	P/B	3.59	3.29	2.83	2.55	2.29
现金净增加额	-584	-2255	26181	-10251	4348	EV/EBITDA	21.67	19.61	18.45	14.97	13.00

资料来源：公司财报、东兴证券研究所

分析师简介

洪一

中山大学金融学硕士，CPA、CIIA，4 年投资研究经验，2016 年加盟东兴证券研究所，主要覆盖环保、电力设备新能源等研究领域，从业期间获得 2017 年水晶球公募榜入围，2020 年 wind 金牌分析师第 5。

研究助理简介

耿梓瑜

金融硕士，2020 年 7 月加入东兴证券研究所，从事公用事业及新能源行业研究。

分析师承诺

负责本研究报告全部或部分内容的每一位证券分析师，在此申明，本报告的观点、逻辑和论据均为分析师本人研究成果，引用的相关信息和文字均已注明出处。本报告依据公开的信息来源，力求清晰、准确地反映分析师本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也将不会与本报告中的具体推荐或观点直接或间接相关。

风险提示

本证券研究报告所载的信息、观点、结论等内容仅供投资者决策参考。在任何情况下，本公司证券研究报告均不构成对任何机构和个人的投资建议，市场有风险，投资者在决定投资前，务必要审慎。投资者应自主作出投资决策，自行承担投资风险。

免责声明

本研究报告由东兴证券股份有限公司研究所撰写, 东兴证券股份有限公司是具有合法证券投资咨询业务资格的机构。本研究报告中所引用信息均来源于公开资料, 我公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证, 也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。我们已力求报告内容的客观、公正, 但文中的观点、结论和建议仅供参考, 报告中的信息或意见并不构成所述证券的买卖出价或征价, 投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。

我公司及报告作者在自身所知情的范围内, 与本报告所评价或推荐的证券或投资标的的存在法律禁止的利害关系。在法律许可的情况下, 我公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易, 也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。本报告版权仅为我公司所有, 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、刊发, 需注明出处为东兴证券研究所, 且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

本研究报告仅供东兴证券股份有限公司客户和经本公司授权刊载机构的客户使用, 未经授权私自刊载研究报告的机构以及其阅读和使用者应慎重使用报告、防止被误导, 本公司不承担由于非授权机构私自刊发和非授权客户使用该报告所产生的相关风险和责任。

行业评级体系

公司投资评级 (A 股市场基准为沪深 300 指数, 香港市场基准为恒生指数):

以报告日后的 6 个月内, 公司股价相对于同期市场基准指数的表现为标准定义:

强烈推荐: 相对强于市场基准指数收益率 15% 以上;

推荐: 相对强于市场基准指数收益率 5%~15% 之间;

中性: 相对于市场基准指数收益率介于-5%~+5% 之间;

回避: 相对弱于市场基准指数收益率 5% 以上。

行业投资评级 (A 股市场基准为沪深 300 指数, 香港市场基准为恒生指数):

以报告日后的 6 个月内, 行业指数相对于同期市场基准指数的表现为标准定义:

看好: 相对强于市场基准指数收益率 5% 以上;

中性: 相对于市场基准指数收益率介于-5%~+5% 之间;

看淡: 相对弱于市场基准指数收益率 5% 以上。

东兴证券研究所

北京

西城区金融大街 5 号新盛大厦 B 座 16 层

邮编: 100033

电话: 010-66554070

传真: 010-66554008

上海

虹口区杨树浦路 248 号瑞丰国际大厦 5 层

邮编: 200082

电话: 021-25102800

传真: 021-25102881

深圳

福田区益田路 6009 号新世界中心 46F

邮编: 518038

电话: 0755-83239601

传真: 0755-23824526