

三峡能源 (600905)

证券研究报告

2021年12月08日

三峡集团旗下新能源运营商，引领海上风电发展

公司：三峡集团新能源战略实施主体，业绩持续提升

公司是三峡集团新能源业务战略实施主体，围绕“风光三峡”和“海上风电引领者”的战略目标，积极发展陆上风电、光伏发电，大力开发海上风电，稳健发展中小水电业务。近年来公司装机规模迅速增长，截至2021年6月末，投产装机容量合计达到1643.7万千瓦。2020年公司实现营业收入113.15亿元，同比上升26.33%；归母净利润36.11亿元，同比上升27.16%。

行业：存量补贴加速出清+平价来临，盈利和现金流逐步改善

在“碳达峰”、“碳中和”背景下，我们预计2020-2030年，风电、光伏累计装机容量CAGR分别为9%、15%；2020-2050为6%、9%。展望未来，政策驱动下存量补贴发放有望提速，叠加平价时代来临，新能源运营商有望逐步摆脱补贴依赖，行业现金流、盈利能力和成长性有望得到明显改善。

看点：装机规模位居行业前列，实控人支持力度大

①**三峡集团综合实力较强，对公司支持力度大。**实控人三峡集团将新能源作为第二主业打造，并将海上风电作为战略核心进行布局，根据集团十四五规划目标，未来5年，三峡集团新能源装机实现7000万至8000万千瓦的目标，相当于在现有基础上翻4-5倍。作为三峡集团新能源业务战略实施主体，公司的装机规模有望加速增长。集团项目储备充足，资金协调能力较强，并不断推进产业链协同，对公司提供较强支持。

②**风光、区域均衡发展，先发优势明显。**公司风电、光伏装机相对均衡，积累了丰富的项目获取、项目运营的经验及资源，在未来“风光水火储一体化”建设中具有显著的优势；公司坚定不移实施“海上风电引领者”战略，集中连片规模化开发海上风电，已成为国内实力最强的海上风电开发者之一；公司布局全国，项目所在区域资源优质，利用小时高于全国水平。

③**装机规模位居行业前列，成本管控能力突出。**公司风电、光伏装机及发电量规模位于行业前列，2020年末风光装机市占率分别达3.16%/2.57%。公司注重成本管理，在资金、建造、运维多环节严控成本，推动效益不断提升。

盈利预测与估值：公司是国内新能源运营龙头，且背靠三峡集团，有望获得充分的资源支持。预计21-23年实现营收168/250/311亿元，同比49%/48%/24%；实现归母净利润57/84/101亿元，同比57%/48%/20%。预计公司21-23年归母净利润复合增速34%，给予2022年PEG目标1，即目标PE估值34倍，对应目标价格为9.89元，首次覆盖，给予“买入”评级。

风险提示：政策推进不及预期；补贴兑付节奏大幅放缓；行业技术进步放缓；行业竞争加剧；公司开发项目不达预期的风险等

投资评级

行业	公用事业/电力
6个月评级	买入（首次评级）
当前价格	6.69元
目标价格	9.89元

基本数据

A股总股本(百万股)	28,571.00
流通A股股本(百万股)	6,949.46
A股总市值(百万元)	191,139.99
流通A股市值(百万元)	46,491.87
每股净资产(元)	2.35
资产负债率(%)	62.84
一年内最高/最低(元)	8.79/3.18

作者

郭丽丽	分析师
SAC执业证书编号：S1110520030001	
guolili@tfzq.com	
杨阳	分析师
SAC执业证书编号：S1110520050001	
yangyanga@tfzq.com	

股价走势



资料来源：贝格数据

相关报告

- 《三峡能源-新股报告:碳至中和，扬帆起航》2021-05-06

财务数据和估值	2019	2020	2021E	2022E	2023E
营业收入(百万元)	8,956.64	11,314.93	16,845.32	25,008.05	31,055.44
增长率(%)	21.32	26.33	48.88	48.46	24.18
EBITDA(百万元)	8,639.75	10,383.89	13,569.95	18,396.98	22,135.41
净利润(百万元)	2,839.74	3,610.99	5,656.79	8,396.82	10,105.60
增长率(%)	4.84	27.16	56.65	48.44	20.35
EPS(元/股)	0.10	0.13	0.20	0.29	0.35
市盈率(P/E)	68.82	54.12	34.55	23.27	19.34
市净率(P/B)	5.08	4.66	3.49	3.03	2.62
市销率(P/S)	21.82	17.27	11.60	7.81	6.29
EV/EBITDA	0.00	0.00	19.53	14.73	12.76

资料来源：wind，天风证券研究所

内容目录

1. 公司：三峡集团新能源战略实施主体，业绩持续提升	5
1.1. 三峡集团新能源业务战略实施主体，实控人为三峡集团	5
1.2. 风电和光伏发电为主要收入来源，装机规模增长较快	5
1.3. 公司收入规模持续扩张，盈利能力近年有所提高	6
2. 行业：高景气优质赛道，盈利和现金流有望改善	9
2.1. 新能源运营：碳中和承诺下的高景气优质赛道	9
2.2. 平价时代来临，盈利和现金流有望逐步改善	11
3. 看点：装机规模位居行业前列，实控人支持力度大	14
3.1. 三峡集团综合实力较强，对公司支持力度大	14
3.2. 风光、区域均衡发展，先发优势明显	16
3.3. 装机规模行业前列，成本管控能力突出	19
4. 盈利预测与估值	24
5. 风险提示	26

图表目录

图 1：公司发展历程	5
图 2：股权结构（截至 2021 年 9 月末）	5
图 3：风电和光伏发电为公司主要收入来源	6
图 4：风电和光伏发电为公司毛利主要组成部分	6
图 5：公司装机规模提升较快（单位：万千瓦）	6
图 6：公司营收增速近年持续提升	7
图 7：公司归母净利润稳步增长	7
图 8：公司毛利率逐年上升	7
图 9：公司风光毛利率近年有所提升	7
图 10：公司期间费用率稳中有降	8
图 11：财务费用占比最高	8
图 12：公司投资活动现金流规模较大	8
图 13：经营活动净现金流好于净利润水平	8
图 14：公司资产负债率近两年有所提升	8
图 15：公司应收账款逐年增加	9
图 16：公司应收账款周转率持续下降	9
图 17：我国陆上风电平均 LCOE 下降情况（USD/kw）	12
图 18：我国海上风电平均 LCOE 下降情况（USD/kw）	12
图 19：陆上风电项目总投资结构	12
图 20：海上风电项目总投资结构	12
图 21：我国历年风机价格变动趋势	12

图 22: 我国历年风电场建设造价决算 (不含运维成本)	12
图 23: 2025 年我国陆上风电 LCOE 有望下降至 0.24~0.45 元/kwh	13
图 24: 预计到 2025 年, 海上风电平均 LCOE 下降至 0.74 元/Kwh	13
图 25: 光伏发电 LCOE2012-2020 呈持续下降趋势	13
图 26: 2020-2030 年光伏地面电站不同等效利用小时数 LCOE 估算 (元/kWh)	14
图 27: 2020-2030 年光伏分布式电站不同等效利用小时数 LCOE 估算 (元/kWh)	14
图 28: 三峡集团三大引领发展目标	14
图 29: 公司风光装机占比均衡	16
图 30: 各公司风电、光伏装机容量对比	16
图 31: 公司风电装机各省份分布 (2019 年末)	18
图 32: 公司光伏装机各省份分布 (2019 年末)	18
图 33: 各公司风电利用小时数 (2020 年)	19
图 34: 各公司光伏利用小时数 (2020 年)	19
图 35: 风电装机市占率稳中有升	19
图 36: 公司风电装机位居行业前列	19
图 37: 风电发电量市占率稳步提升	19
图 38: 光伏装机市占率波动中有所上升	19
图 39: 公司光伏装机位居行业前列	20
图 40: 光伏发电量市占率近两年有所提升	20
图 41: 风电业务毛利率对比	20
图 42: 光伏业务毛利率对比	20
图 43: 各公司净资产收益率 (加权)	20
图 44: 各公司风电度电平均上网电价 (2020 年)	21
图 45: 各公司光伏度电平均上网电价 (2020 年)	21
图 46: 公司风电、光伏上网电价	21
图 47: 公司成本管控较好	22
图 48: 各公司风电发电单位成本 (单位: 元/千瓦时)	22
图 49: 各公司光伏发电单位成本 (单位: 元/千瓦时)	22
图 50: 各公司风电单位毛利 (单位: 元/千瓦时)	22
图 51: 各公司光伏发电单位毛利 (单位: 元/千瓦时)	22
图 52: 各公司单位装机有息负债 (单位: 元/瓦, 2020 年)	23
图 53: 各公司资本成本率 (2020 年)	23
图 54: 公司财务费用率低于 A 股同行业平均水平	23
图 55: 公司陆上风电建造成本 (单位: 元/千瓦)	24
图 56: 公司光伏建造成本 (单位: 元/千瓦)	24
图 57: 公司单位装机人数有所下降	24

表 1: 国家电网结合碳达峰、碳中和的目标与愿景, 从多个角度分析我国未来能源局势..9

表 2: 能源消费及碳排放约束下, 2030 及 2050 年光伏、风电装机情况10

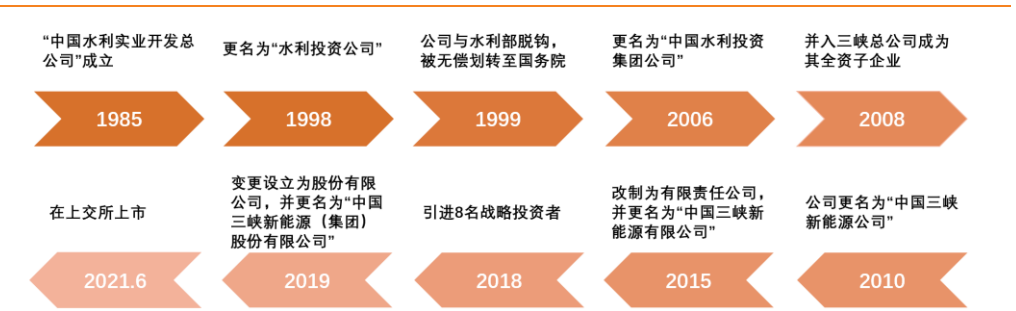
表 3: 我国 2019-2030 年电力供需平衡表	10
表 4: 各大电力集团风、光装机情况 (截至 2020 年末)	15
表 5: 三峡集团规划未来 5 年新能源装机翻 4-5 倍	15
表 6: 2008 年以来公司增资情况	16
表 7: 三峡集团对公司担保情况	16
表 8: 公司典型海上风电项目	17
表 9: IPO 募集资金主要用途 (单位: 亿元、年)	18
表 10: 公司所发行债券利率较低	23
表 11: 盈利预测	25
表 12: 可比公司估值对比	25

1. 公司：三峡集团新能源战略实施主体，业绩持续提升

1.1. 三峡集团新能源业务战略实施主体，实控人为三峡集团

公司是三峡集团新能源业务战略实施主体。公司前身为“水利工程综合经营公司”与“中国三峡实业开发公司”，于1985年合并，成立“中国水利实业开发总公司”。1999年，公司与水利部脱钩，被无偿划转至国务院。2008年，经国务院国资委同意，公司并入三峡总公司成为其全资子公司。2015年，公司由全民所有制企业整体改制为一人有限责任公司。2018年公司引进8名战略投资者。2019年，公司变更为股份有限公司，并更为现名。2021年6月，公司正式在上交所主板上市。

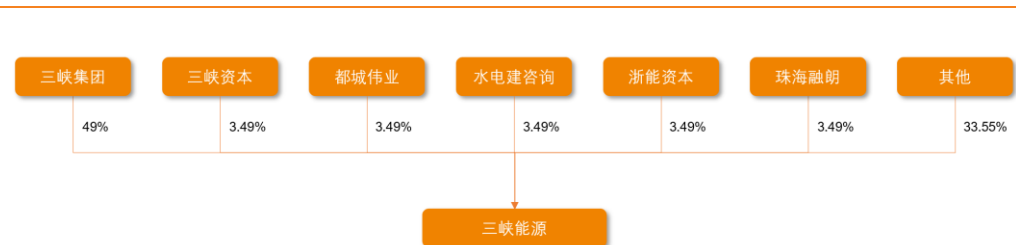
图 1：公司发展历程



资料来源：公司公告、中国证监会、公司官网、天风证券研究所

公司实控人为三峡集团。截至9月末，三峡集团直接持有公司140亿股份，占比49%，通过控股的三峡资本持有公司3.49%的股份；合计持有公司52.49%的股份。公司实控人三峡集团由国资委控股，为建设三峡工程、开发治理长江而批准成立，是全球最大的水电开发运营企业和我国最大的清洁能源集团。

图 2：股权结构（截至2021年9月末）



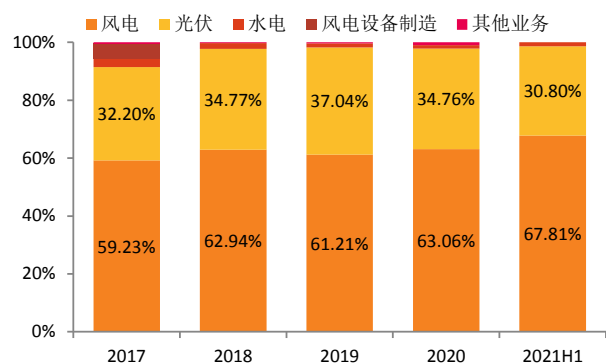
资料来源：WIND、天风证券研究所

1.2. 风电和光伏发电为主要收入来源，装机规模增长较快

公司收入主要来源为风力和光伏发电。三峡能源围绕“风光三峡”和“海上风电引领者”的战略目标，积极发展陆上风电、光伏发电，大力开发海上风电，稳健发展中小水电业务。2017年公司退出风电设备制造领域后，发电业务毛利占比迅速提升；2018年后，主营业务毛利全部来自于发电业务，其中风电为第一大收入来源，其次为光伏发电，水电占比较少。公司风电和光伏发电合计收入占比已由2017年的91.43%升至2020年的97.82%。

风光协同，海陆共进，装机规模迅速增长。公司发电项目装机规模增速较快，2020年新增并网装机超500万千瓦，2021年上半年新投产82.9万千瓦。截至2021年6月末，公司投产装机容量合计达到1643.7万千瓦。其中，风电941.1万千瓦，光伏发电679.8万千瓦，水电22.8万千瓦。公司重点开发海上风电，截至6月末装机规模已达149万千瓦。

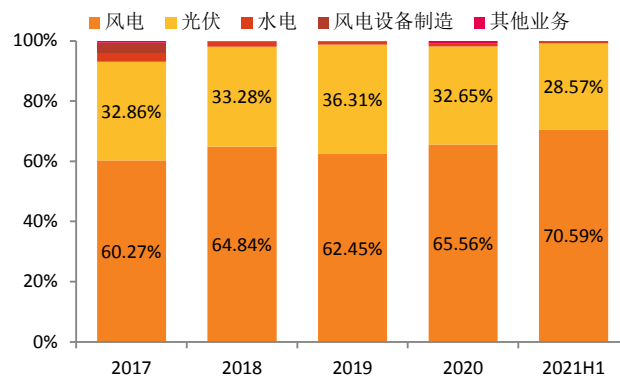
图 3：风电和光伏发电为公司主要收入来源



资料来源：公司公告、WIND、天风证券研究所

注：2021H1 未考虑分部抵消

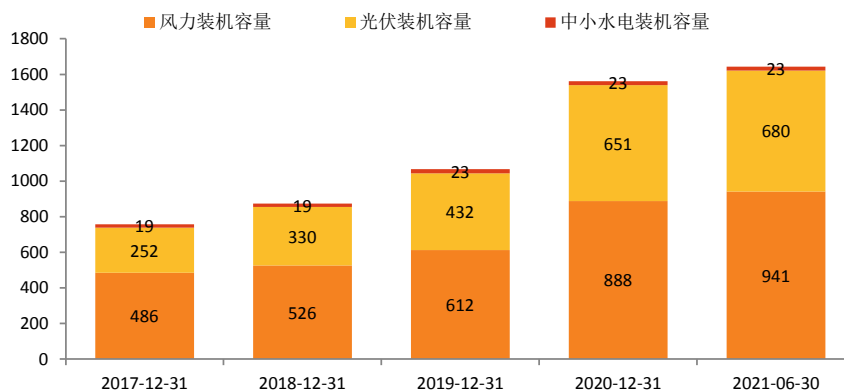
图 4：风电和光伏发电为公司毛利主要组成部分



资料来源：公司公告、WIND、天风证券研究所

注：2021H1 未考虑分部抵消

图 5：公司装机规模提升较快（单位：万千瓦）

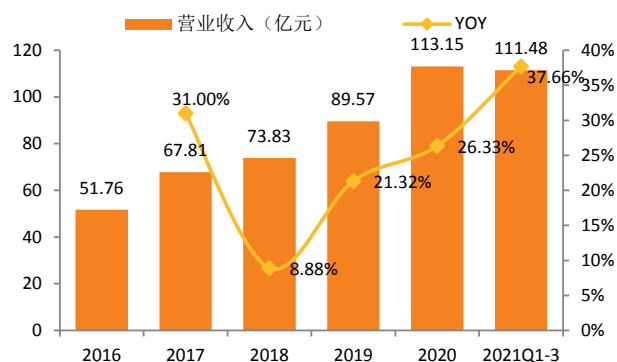


资料来源：公司公告、公司官网、天风证券研究所

1.3. 公司收入规模持续扩张，盈利能力近年有所提高

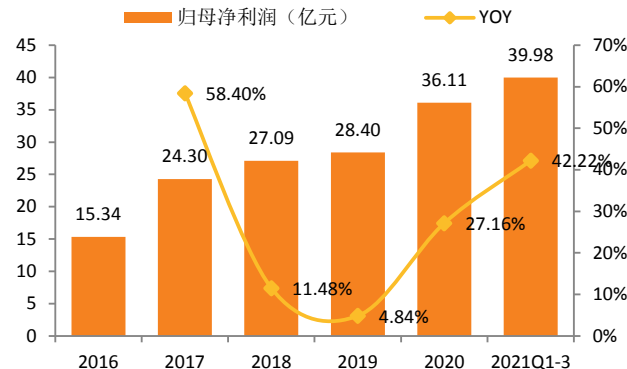
受装机规模增长带动，公司收入规模持续扩张。近年来公司并网运营的风电、光伏机组装机容量逐年增加，2017-2020 年复合增速高达 25.60%，发电量不断增长，带动公司营收持续增长。2017-2020 年公司营收由 67.81 亿元增长至 113.15 亿元，复合增速达 18.61%；归母净利润由 24.30 亿元增长至 36.11 亿元，复合增速达 14.12%。2018 年营收及归母净利润增速下滑，主要系风电、光伏业务营收增速放缓，风电设备制造业务收入不再纳入报表。2019 年业绩增长主要系装机容量提升且公司整体限电率同比下降；归母净利润增速低于收入增速，主要系投资收益降低较多且资产减值损失增大。2020 年公司实现营收 113.15 亿元，同比上升 26.33%；归母净利润 36.11 亿元，同比上升 27.16%。2021Q1-3 公司营收和归母净利润同比增速分别为 37.66%/42.22%。

图 6：公司营收增速近年持续提升



资料来源：WIND、天风证券研究所

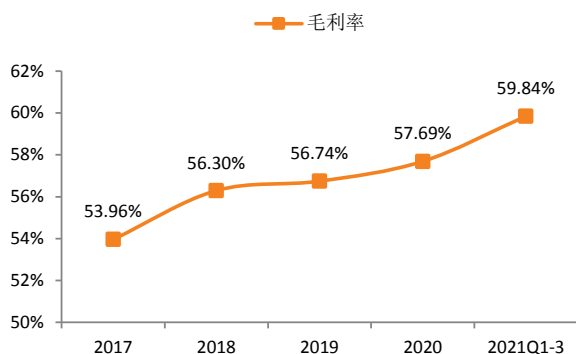
图 7：公司归母净利润稳步增长



资料来源：WIND、天风证券研究所

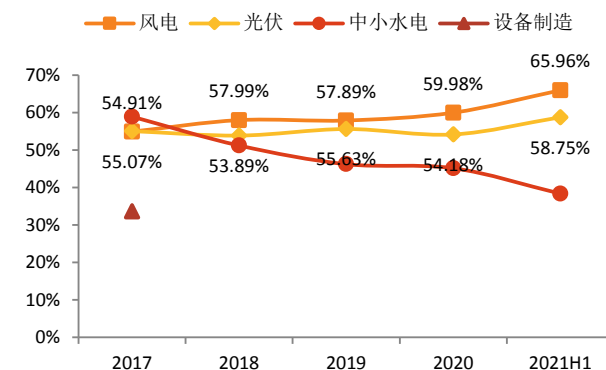
公司盈利能力近年稳步提升。2017-2020 年，公司综合毛利率由 53.96%升至 57.69%，提升了 3.72pct，主要系毛利率较高的新能源发电项目营收占比提升，而毛利率相对较低的中小水电营收占比逐渐下降；同时，随着国家逐步解决新能源消纳问题，各省市弃风弃光率逐年下降，风电和光伏板块的毛利率也逐年上升。分业务来看，风电毛利率 2018 年上升主要系单位成本的下降幅度大于平均上网电价的下降；2019 年基本持平；2020 年相比 2019 年上升了 2.09pct 至 59.98%，主要系一方面，风电项目市场化交易电量占比同比下降，拉高平均上网电价，另一方面，毛利率较高的海上风电业务占比提升。光伏发电业务方面，毛利率 2018 年下降主要系光资源不及 2017 年；2019 年上升主要系组件价格下降且利用小时数提高；2020 年为 54.18%，同比下降 1.45pct。

图 8：公司毛利率逐年上升



资料来源：WIND、天风证券研究所

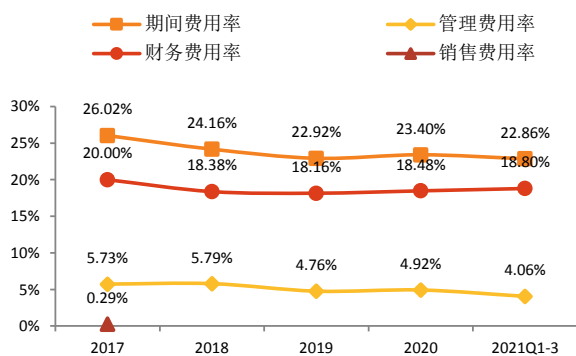
图 9：公司风光毛利率近年有所提升



资料来源：公司公告、天风证券研究所

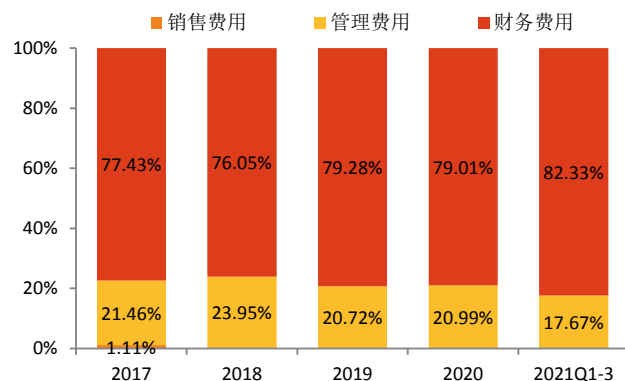
公司期间费用率稳中有降，财务费用占比最高。公司期间费用主要由财务费用构成，近三年占比均超 75%，2017-2020 年期间费用率由 26.02%降至 23.40%。公司 2018 年财务费用率降低主要系引入战略投资者，利用部分募集资金偿还了一些利率较高的贷款，使得借款规模基本保持稳定，2019 和 2020 年公司财务费用率基本稳定。公司直接对接各地方电网公司销售电力产品，不涉及销售环节，因此基本无销售费用。随着业务规模快速扩大，规模效应显现，管理费用率稳中略有下降。

图 10：公司期间费用率稳中有降



资料来源：WIND、天风证券研究所

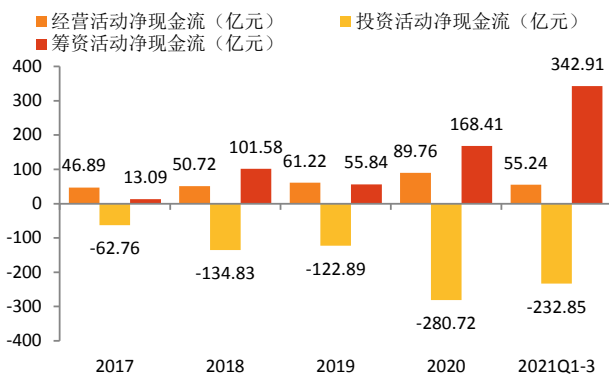
图 11：财务费用占比最高



资料来源：WIND、天风证券研究所

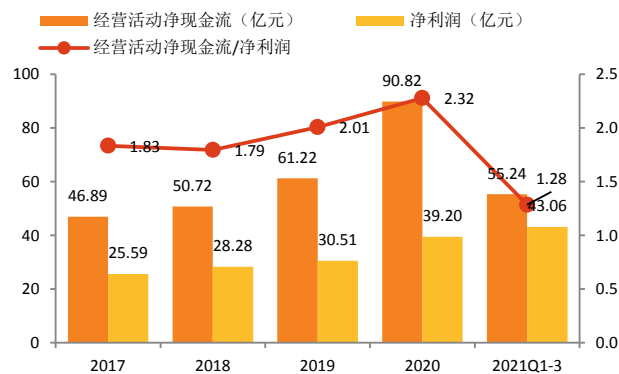
公司现金流状况较好。公司售电收入不断增长，近年来经营活动产生的现金流呈净流入状态且不断增加，且经营净现金好于净利润水平，2020 年达 89.76 亿元，同比增长 46.63%。投资活动方面，2017-2020 年公司投资活动产生的现金流呈流出状态，且规模较大，主要系在建风电、光伏项目投入不断加大、收购子公司资金支出较大。近年来公司筹资活动现金流均为正向流入，主要来源于债券、银行借款和股权融资，其中 2018 年规模较大主要系公司引进了战略投资者。

图 12：公司投资活动现金流规模较大



资料来源：WIND、天风证券研究所

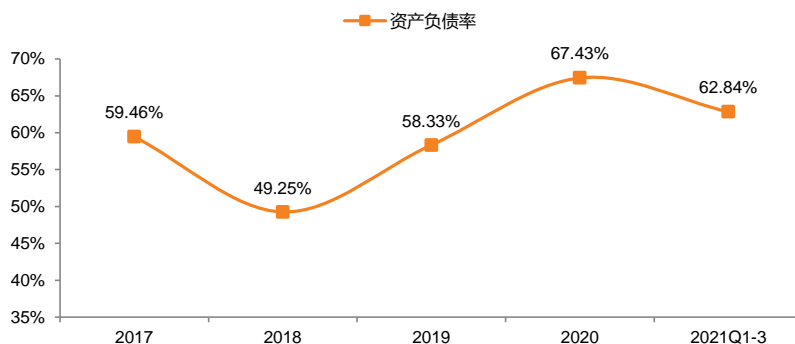
图 13：经营活动净现金流好于净利润水平



资料来源：WIND、天风证券研究所

公司资产负债结构总体较为稳健。2018 年公司资产负债率大幅降低主要系引入战略投资者大幅提高公司资本金所致。近两年由于公司项目投资的资金大部分来源于外部融资，因此随着公司资产规模的扩大以及工程建设投入的增加，负债规模不断扩大，资产负债率持续上升，但总体较为稳健，截至 2020 年末为 67.43%。2021 年上半年完成公开发行后，资本结构有所改善。2021 年 9 月末资产负债率为 62.84%。

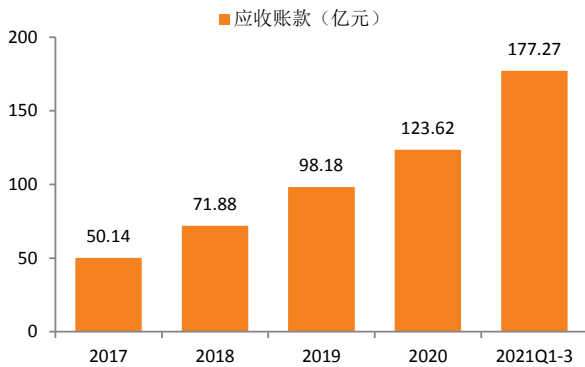
图 14：公司资产负债率近两年有所提升



资料来源：WIND、天风证券研究所

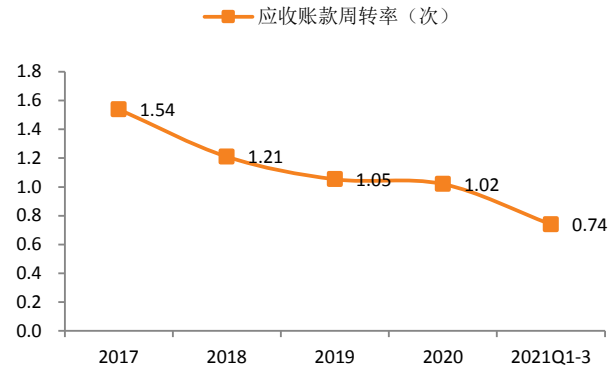
公司应收账款逐年增加，应收账款周转率持续下降。近年来公司应收账款规模逐年增大，截至 2021 年 9 月末公司应收账款规模已达 177.27 亿元，这主要是由于，一方面公司发电收入逐年提高；另一方面，可再生能源补贴发放周期较长，已经纳入补贴目录或补贴清单的发电项目，通常 1-3 年方能收回补贴，未纳入补贴目录或补贴清单的项目补贴回款周期则可能更长。同时，补贴发放周期较长也导致了公司应收账款周转率持续下降，2020 年为 1.02 次。

图 15：公司应收账款逐年增加



资料来源：WIND、天风证券研究所

图 16：公司应收账款周转率持续下降



资料来源：WIND、天风证券研究所

2. 行业：高景气优质赛道，盈利和现金流有望改善

2.1. 新能源运营：碳中和承诺下的高景气优质赛道

我国碳中和工作加速推进，国家能源转型按下快进键。2020 年 9 月 22 日，习主席在第七十五届联合国大会一般性辩论上提出，中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。2020 年 12 月，习主席参加气候雄心峰会，宣布进一步减排目标，到 2030 年，中国单位国内生产总值二氧化碳排放将比 2005 年下降 65%以上，非化石能源占一次能源消费比重将达到 25%左右。在 3 月 5 日政府工作报告中，国务院总理李克强提出了“扎实做好碳达峰、碳中和各项工作”。政策频繁发声，体现出我国降低碳排放强度的决心，为国家能源转型发展按下快进键。

碳中和目标下，一次能源消费量有望得到控制，非化石能源消耗占比有望提升。碳中和意味着碳排放量与碳汇相等。碳排放来源于煤、原油、天然气等化石能源在消耗过程中产生的温室气体，碳汇来源于森林、海洋等碳汇吸收，以及 CCUS、CCS 等碳移除技术。碳中和目标下，可以通过降低能耗、提高能效、开发非化石能源等途径，来减少化石能源消费量，同时加大开发碳移除技术，共同实现碳的净零排放。据国网能源研究院预测，碳中和约束下，能源消费产生二氧化碳排放量增长趋缓，有望在“十五五”前期达到峰值；终端能源需求有望于 2025 年前后达峰，一次能源需求将于“十五五”期间达峰；非化石能源占一次能源消费比重呈上升趋势，风能、太阳能有望在 2030 年后成为主要的非化石能源品种。

表 1：国家电网结合碳达峰、碳中和的目标与愿景，从多个角度分析我国未来能源局势

类别	预判未来发展形势
二氧化碳排放情况	能源消费产生二氧化碳排放量增长趋缓，有望在“十五五”前期达到峰值，此后呈现稳中有降态势
能源需求总量	终端能源需求有望于 2025 年前后达峰，一次能源需求将于“十五五”期间达峰
一次能源结构	一次能源低碳化转型明显，2035 年前后非化石能源总规模超过煤炭；风能、太阳能发展快速，在 2030 年以后成为主要的非化石能源品种
电源发展	各类电源发展呈现出“风光领跑、多源协调”态势。陆上风电、光伏发电将是我国发展最快的电源类型；煤电装机容量将在“十五五”期间达峰，未来宜通过延寿，确保其长期在电力系统中发挥电力平衡、调节支撑和电量调剂功能，对我国保障电力供应安全起到托底保障作用；气电、核电、水电等常规电源仍将保持增长态势，发展空间受限于经济性、

站址、资源条件等因素

资料来源：中国电力新闻网、国家电网、天风证券研究所

预计 2020-2030 年，风电、光伏累计装机容量 CAGR 分别为 9%、15%；2020-2050 年，风电、光伏累计装机容量 CAGR 分别为 6%、9%。结合国网能源研究院、清华大学、国家发改委能源研究所等机构对碳中和背景下能源转型的预测，我们假定到 2030/2050 年，一次能源消费总量分别控制在 58/50 亿吨标煤；能源产生的碳排放量于十五五前期达峰，2030 年下降至与 2019 年相同（通过设定的排放系数计算得出），并借鉴国家发改委能源研究所的预测，预计 2050 年碳排放量相较 2019 年下降 76%。

在一次能源消费及碳排放的双重约束下，我们预计风电累计装机规模将由 2020 年 2.8 亿千瓦提升至 2030 年 6 亿千瓦、2050 年 16 亿千瓦，2020-2050 年 CAGR 达 6%；光伏累计装机规模将由 2020 年 2.5 亿千瓦提升至 2030 年 10 亿千瓦、2050 年 36 亿千瓦，2020-2050 年 CAGR 达 9%。

表 2：能源消费及碳排放约束下，2030 及 2050 年光伏、风电装机情况

项目	2019	2030E	2050E
能源消费总量（万吨标煤）	487,000	580,000	500,000
其中：原煤	280,999	267,551	32,072
原油	92,043	97,234	36,000
天然气	39,447	54,604	49,000
非化石能源	74,511	160,611	382,928
因能源产生的碳排放（万吨）	997,585	997,585	239,420
非化石能源发电总量（亿千瓦时）	22,806	55,383	136,760
其中：水电	13,019	20,176	27,759
核电	3,487	7,283	13,087
风电	4,057	13,962	38,366
光伏	2,243	13,962	57,548
各电源利用小时数			
水电	3726	3726	3726
核电	7394	7394	7394
风电	2082	2182	2382
光伏	1285	1385	1585
各电源装机规模（亿千瓦）			
水电	3.6	5.4	7.5
核电	0.5	1.0	1.8
风电	2.1	6.4	16.1
光伏	2.0	10.1	36.3

资料来源：WIND、国家统计局、国网能源研究院、中国电力企业联合会、智汇光伏、吴剑、许嘉钰。碳约束下的京津冀 2035 年能源消费路径分析、《中国“十四五”电力发展规划研究》、天风证券研究所

注：能源消费总量中的非化石能源为国家统计局披露的水电、核电、风电消费量；原煤、原油、天然气的二氧化碳排放系数分别为 2.46、2.08、1.63tCO₂/tce；假定 2019-2030 年，原油消费年复合增速 0.5%、天然气消费年复合增速 3%，2050 年天然气、石油占总能源消费的比例与国家发改委能源研究所预测一致；结合《中国“十四五”电力发展规划研究》报告中对水电、核电 2025、2035、2050 年的装机预测，假定到 2030 年，水电、核电装机分别为 5.4 亿千瓦、1 亿千瓦，到 2050 年，水电、核电装机分别为 7.5 亿千瓦、1.8 亿千瓦；假定 2030 年风电、光伏发电量一致，2050 年风电发电量占光伏发电量的三分之二

表 3：我国 2019-2030 年电力供需平衡表

	2019	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
发电量(亿千瓦时)	74382	77553	82594	87054	90449	93524	96330	98738	100713	102727	104782	106878
发电量 YOY		4.3%	6.5%	5.4%	3.9%	3.4%	3.0%	2.5%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
各类电源发电量（亿千瓦时）												
水电	13019	13552	14425	15064	15703	16342	16981	17620	18259	18898	19537	20176

火电	50465	51743	51421	53036	53546	53697	53538	52941	51871	50800	49729	48659
核电	3487	3662	4048	4408	4767	5127	5486	5845	6205	6564	6924	7283
风电	4057	4665	6672	7458	8249	9047	9851	10661	11477	12299	13128	13962
光伏	2243	2605	3885	4868	5886	6938	8024	9143	10297	11485	12706	13962
生物质	1111	1326	2143	2220	2297	2374	2451	2528	2604	2681	2758	2835
各类电源发电量占比												
水电	18%	17%	17%	17%	17%	17%	18%	18%	18%	18%	19%	19%
火电	68%	67%	62%	61%	59%	57%	56%	54%	52%	49%	47%	46%
核电	5%	5%	5%	5%	5%	5%	6%	6%	6%	6%	7%	7%
风电	5%	6%	8%	9%	9%	10%	10%	11%	11%	12%	13%	13%
光伏	3%	3%	5%	6%	7%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%
生物质	1%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
各类电源累计装机容量 (亿千瓦)												
水电	3.6	3.7	3.9	4.0	4.2	4.4	4.6	4.7	4.9	5.1	5.2	5.4
火电	11.9	12.5	12.6	12.7	12.8	13.0	13.1	13.2	13.3	13.5	13.6	13.7
核电	0.48	0.50	0.55	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0
风电	2.1	2.8	3.2	3.5	3.9	4.2	4.6	5.0	5.3	5.7	6.0	6.4
光伏	2.0	2.5	3.3	4.0	4.8	5.6	6.3	7.1	7.8	8.6	9.3	10.1
生物质	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
各类电源累计装机容量占比												
水电	18%	17%	16%	16%	16%	16%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
火电	59%	56%	53%	50%	48%	46%	44%	42%	41%	40%	38%	37%
核电	2%	2%	2%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
风电	10%	13%	13%	14%	15%	15%	16%	16%	16%	17%	17%	17%
光伏	10%	11%	14%	16%	18%	20%	21%	23%	24%	25%	26%	27%
生物质	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
各类电源利用小时数												
水电	3726	3827	3726	3726	3726	3726	3726	3726	3726	3726	3726	3726
火电	4293	4216	4089	4176	4175	4146	4094	4010	3893	3777	3663	3552
核电	7394	7453	7394	7394	7394	7394	7394	7394	7394	7394	7394	7394
风电	2082	2097	2106	2114	2123	2131	2140	2148	2157	2165	2174	2182
光伏	1285	1160	1183	1205	1228	1250	1273	1295	1318	1340	1363	1385
生物质	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000

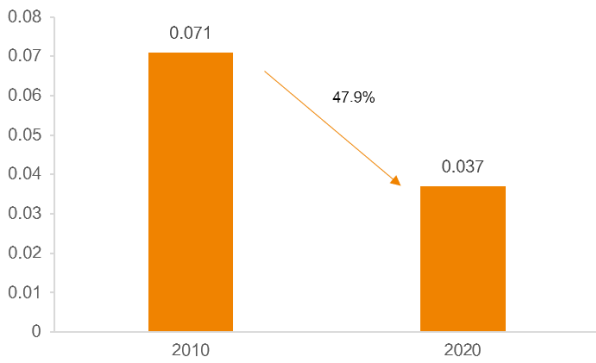
资料来源: WIND、国家统计局、国网能源研究院、中国电力企业联合会、智汇光伏、吴剑、许嘉钰、碳约束下的京津冀 2035 年能源消费路径分析、《中国“十四五”电力发展规划研究》、天风证券研究所

注: 总发电量为水电、火电、核电、风电、光伏、生物质发电量的合计数

2.2. 平价时代来临, 盈利和现金流有望逐步改善

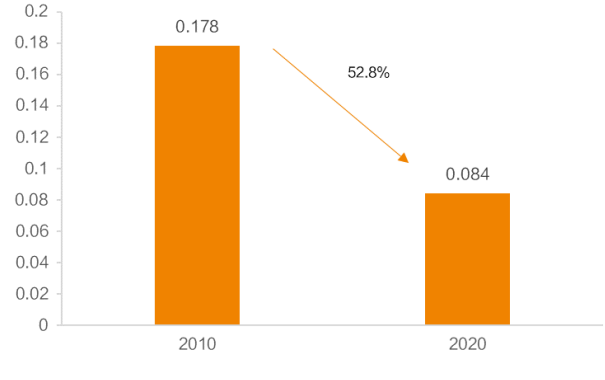
我国风电项目经济性日益提升。2019 年 5 月, 发改委和能源局联合发布第一批风电平价上网示范项目, 涵盖 56 个风电项目, 总装机容量 451 万千瓦, 意味着陆上风电在经济性方面已经可以与煤电竞争。据 IRENA 数据显示, 我国陆上风电 LCOE 已由 2010 年 0.071 美元/千瓦下降 47.9%至 2020 年的 0.037 美元/千瓦。我国海上风电平均 LCOE 已由 2010 年 0.178 美元/千瓦下降 52.8%至 2020 年的 0.084 美元/千瓦。

图 17：我国陆上风电平均 LCOE 下降情况（USD/kw）



资料来源：IRNEA、天风证券研究所

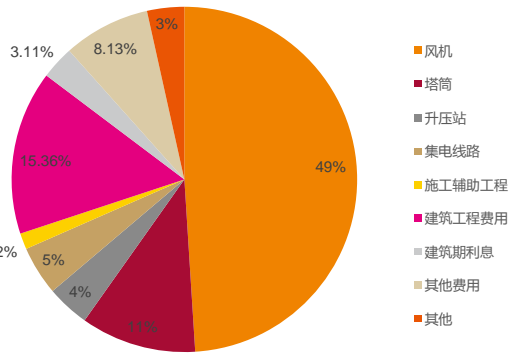
图 18：我国海上风电平均 LCOE 下降情况（USD/kw）



资料来源：IRNEA、天风证券研究所

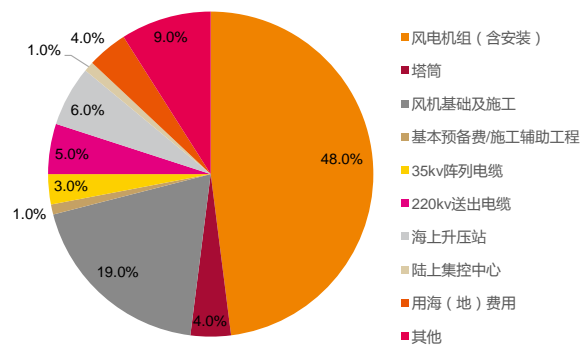
从降本驱动因素看，一方面，受风机价格下降等因素影响，风电项目造价成本有所下降。风电工程初始造价包括风机购置、建筑安装等系统成本，以及征地费用等非系统成本。其中，风机占总造价的比例较大。近年来受益于技术进步及风电产业链的规模化生产，风机价格下降明显，已由 2003 年 7000 元，下降 46%至 2020 年 3750 元，带动陆上及海上风电单瓦造价成本不断下降，陆上风电由 2000 年 1.45 万元每千瓦下降至 2018 年 7160 元每千瓦，海上风电由 2015 年 1.9 万元每千瓦下降至 1.65 万元每千瓦。

图 19：陆上风电项目总投资结构



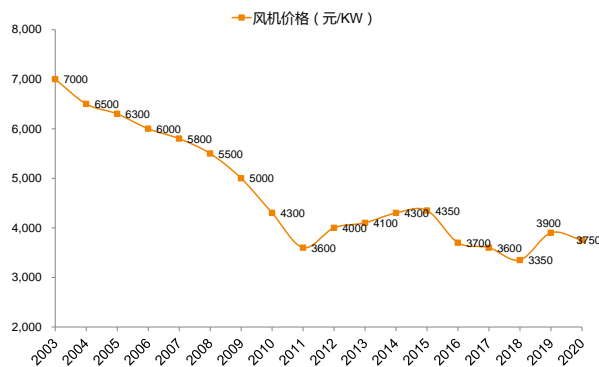
资料来源：张原,申新贺,李永亮,李芸. 陆上风电平价上网经济性研究、天风证券研究所

图 20：海上风电项目总投资结构



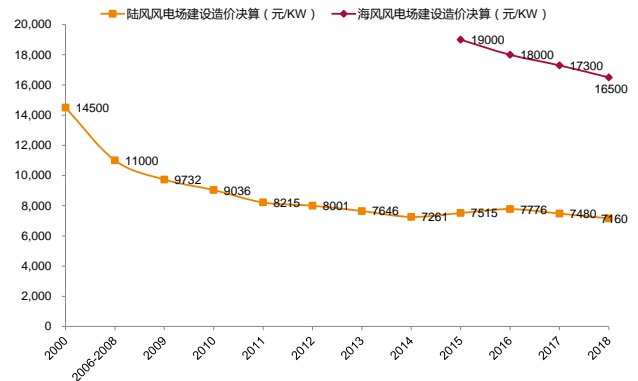
资料来源：北极星风力发电网、天风证券研究所
注：以江苏地区成本结构为例

图 21：我国历年风机价格变动趋势



资料来源：北极星风力发电网、天风证券研究所

图 22：我国历年风电场建设造价决算（不含运维成本）



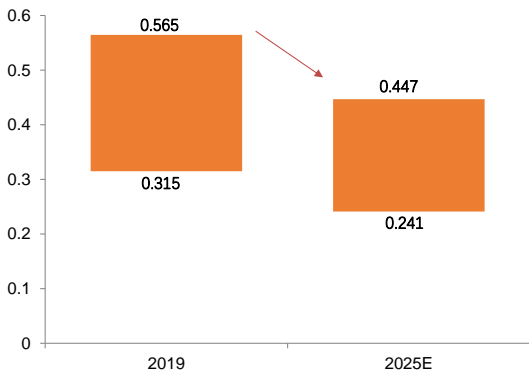
资料来源：能源杂志、北极星风力发电网、天风证券研究所

另一方面，在单机容量变大+叶片尺寸加大+塔架变高等因素驱动下，发电效率有所提升。从单机容量看，单机容量提升一方面可以带来发电量的提升，另一方面可减少整个风电场机组数量，在降低单位容量征地面积的同时，也可以降低道路与集电线路投资等成本；从

叶片尺寸看，大叶片旋转形成的圆形扫风面积大，捕风能力较强，发电能力也相应增强。近年来，我国风机叶片尺寸大型化得到了较大发展，新增风电机组平均风轮直径已由 2008 年 65m 提升至 2018 年 120m。**从塔架看**，塔架高度增加可提升风速，带动发电量提升。据中国风能协会测算，在风切变为 0.3 条件下，塔架高度从 100m 增至 140m，年均风速从 5.0m/s 增至 5.53m/s，某机组等效满发小时数从 1991h 提升 20.34%至 2396h。

展望未来，我国风电成本仍有下降空间。据国家电网预测，预计到 2025 年，陆上风电度电成本将下降至 0.241~0.447 元，相较煤电的经济性有望进一步凸显。据《中国“十四五”电力发展规划研究》预测，海上风电初始投资将下降至 2025 年 1.37 万元/千瓦，海上风电度电成本将下降至 2025 年 0.74 元/千瓦。

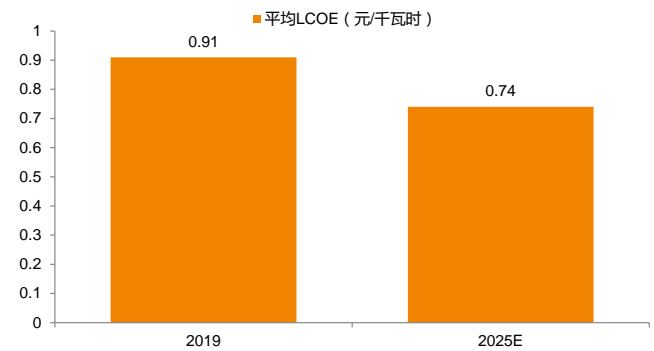
图 23：2025 年我国陆上风电 LCOE 有望下降至 0.24~0.45 元/kwh



资料来源：《中国新能源发电分析报告 2020》、天风证券研究所

单位：元/kWh

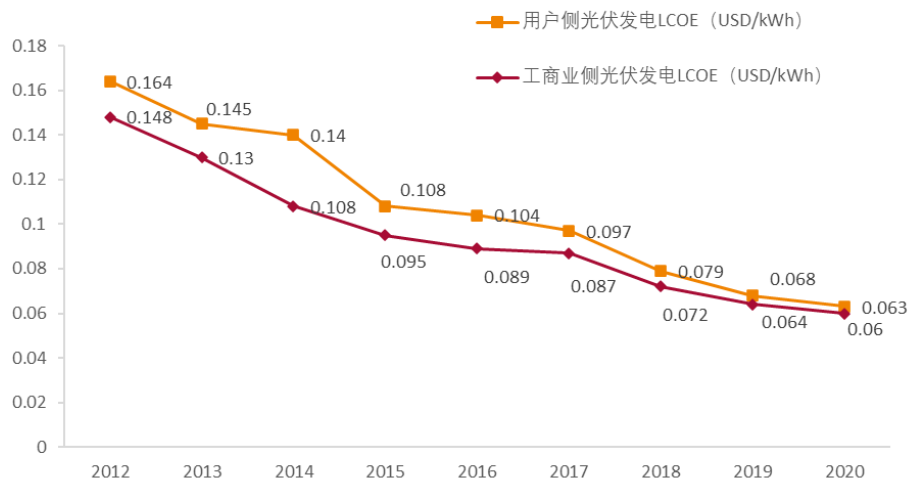
图 24：预计到 2025 年，海上风电平均 LCOE 下降至 0.74 元/Kwh



资料来源：《中国“十四五”电力发展规划研究》、天风证券研究所

光伏平价门槛已过，项目经济效益凸显。光伏发电已成为度电成本最低的非水可再生能源，用户侧及工商侧光伏发电 LCOE 分别由 2012 年 0.164/0.148 美元每千瓦时，下降至 2020 年 0.063/0.060 美元每千瓦时。从成本下降原因看，由技术进步带来的材料成本下降，以及转换效率提升是关键影响因素。

图 25：光伏发电 LCOE 2012-2020 呈持续下降趋势



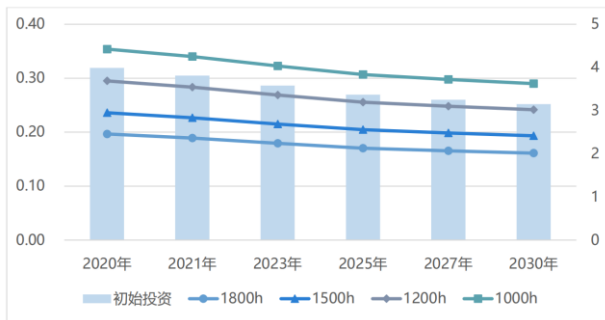
资料来源：IRENA、天风证券研究所

展望未来，光伏产业链各环节仍有成本下降空间。目前光伏产业仍处于快速变革期，且我国已拥有全球前沿完备的光伏产业链，产业链各环节成本仍有望持续下降，电池转换效率也有望进一步提升。**从硅料环节看**，多晶硅生产线设备投资成本仍有下降空间；**硅片环节**，硅片大型化有望助力摊薄全产业链非硅成本；**电池环节**，未来受益于异质结等高效率电池

技术的推广应用，转换效率有望进一步提升；**组件环节**，随着电池片转换效率、每公斤硅片出片量及设备生产能力的进一步提升，组件成本有望持续降低；**系统环节**，受益于产业链上游材料/设备成本下降及效率提升等因素驱动，造价有望进一步降低。

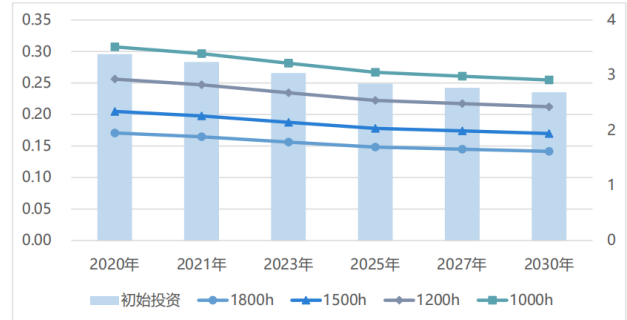
度电成本来看，据 CPIA 在《中国光伏产业发展路线图》(2020 年版)中的预测，2021 年后大部分地区可实现光伏 LCOE 与煤电基准价同价。全投资模型下，LCOE 与初始投资、运维费用、发电小时数有关。2020 年，地面光伏电站在 1800 小时、1500 小时、1200 小时、1000 小时等效利用小时数的 LCOE 分别为 0.2、0.24、0.29、0.35 元/kWh；分布式光伏发电系统在 1800 小时、1500 小时、1200 小时、1000 小时等效利用小时数的 LCOE 分别为 0.17、0.2、0.26、0.31 元/kWh。未来随着系统造价降低及运维能力提高，LCOE 有望进一步下降，据 CPIA 预计，2021 年后大部分地区可实现光伏 LCOE 与煤电基准价同价。

图 26: 2020-2030 年光伏地面电站不同等效利用小时数 LCOE 估算 (元/kWh)



资料来源:《中国光伏产业发展路线图》(2020 年版)、天风证券研究所

图 27: 2020-2030 年光伏分布式电站不同等效利用小时数 LCOE 估算 (元/kWh)



资料来源:《中国光伏产业发展路线图》(2020 年版)、天风证券研究所

综上所述，我们认为，**新能源运营是高景气优质赛道，有望孕育大市值龙头**。一方面，在碳中和等政策驱动下，叠加行业自身成本不断下降，光伏、风电未来装机增长将保持高景气，我们预计 2020-2030 年，风电、光伏累计装机容量 CAGR 分别为 9%、15%；2020-2050 年，风电、光伏累计装机容量 CAGR 分别为 6%、9%，新能源运营行业成为当之无愧的优质成长赛道；**另一方面**，行业迎来平价大时代背景下，行业自身降本增效成为驱动行业长期成长的核心驱动力，现金流、盈利能力和成长性都将得到明显改善。

3. 看点：装机规模位居行业前列，实控人支持力度大

3.1. 三峡集团综合实力较强，对公司支持力度大

实控人三峡集团水电发展空间受限，将新能源作为第二主业打造。实控人三峡集团是全球最大的水电开发企业，其水电装机容量远超其他电力企业。但从长期来看，公司水电领域的发展面临一定困境。一方面，在水电领域集团被其他央企追赶，且由于水电施工期较长，为保持公司份额，需在新能源上继续发力；另一方面，受资源条件、站址、经济性限制，国内水电未来发展空间并不大，三峡集团预计其第一主业水电将于 2050 年基本开发完毕。因此，三峡集团将风电、太阳能等新能源业务作为新的发展方向。

图 28: 三峡集团三大引领发展目标



资料来源:三峡集团 2019 年度报告、天风证券研究所

项目储备充足，已与多省建立战略合作，并加大项目收购力度。集团采用多种方式积极储备项目资源，分别与内蒙古、新疆、山东等省签署战略合作协议，与资源省份建立了战略合作，为后续风电开发奠定了基础。在欧美市场，三峡集团通过竞标收购葡萄牙国家电力公司股权，快速进入欧洲清洁能源市场以及巴西等电力市场。2021年1月22日，三峡集团旗下的三峡国际所属三峡欧洲公司收购西班牙境内最大的光伏运营项目之一 Daylight 光伏电站项目，该项目总装机达 57.2 万千瓦，包含 13 座光伏电站。

表 4：各大电力集团风、光装机情况（截至 2020 年末）

	风电装机容量 (GW)	光伏装机容量 (GW)	风、光装机占比
中广核集团	16.98	7.30	38.35%
国电投	30.88	36.59	38.27%
华润电力	10.40	0.56	25.27%
三峡集团	10.09	7.15	19.68%
国家能源集团	46.03	1.69	18.56%
华能集团	25.30	6.46	16.16%
华电集团	24.36	-	14.67%
大唐集团	19.08	-	12.83%
国投电力	2.14	1.03	9.96%

资料来源：公司公告、天风证券研究所

三峡集团将海上风电作为战略核心进行布局，近年来发展迅速。中国海上风电起步较晚，但资源丰富，未来发展空间广阔。2006 年，国家明确表示支持公司规划开发海上风电，努力将公司打造成为海上风电引领者。三峡集团响应号召，将海上风电作为战略核心进行布局，并以此培育新的增长点。2015 年，三峡集团与福建省签署战略合作协议，开展全方位合作。此后，集团在广东、福建、江苏等多个项目接连并网发电，为集团在决策核准、海工施工、机组安装和运维管理等方面积累了丰富经验，有望支持三峡集团在海上风电领域保持较强的竞争优势。截至 2020 年底，三峡集团在海上风电方面投产发电超过 120 万千瓦、在建超过 300 万千瓦，核准待建 500 万千瓦。预计到 2021 年底三峡集团海上风电投产将超过 420 万千瓦，成为国内乃至全球领先的海上风电开发商。

海上风电业务向海外延伸，技术和规模优势显著。2016 年三峡集团收购德国梅尔海上风电项目 80% 股权，将业务覆盖到了海上风电发源地欧洲。通过这一交易，三峡集团成为我国第一家控股已投运的境外海上风电项目的企业，并且获得了一支具有海上风电融资、设计、建设、运营等完整经验的专业团队。2017 年 9 月，三峡集团和葡萄牙电力公司联合投标的 95 万千瓦英国 Moray 海上风电项目成功中标，成为首个投资全球近百万千瓦级海上风电项目的中国企业。

集团十四五规划目标较高，有望驱动公司装机规模加速增长。作为全球一流的清洁能源集团，三峡集团在规模上还有一定差距，特别是在新能源领域，未来 5 年，三峡集团提出新能源装机实现 7000 万至 8000 万千瓦的目标，相当于在现有基础上翻 4-5 倍。作为三峡集团新能源业务战略实施主体，公司的装机规模有望加速增长。

表 5：三峡集团规划未来 5 年新能源装机翻 4-5 倍

集团名称	2025 年目标	2035 年目标
国家能源集团	“十四五”可再生能源新增装机达到 7000-8000 万千瓦	/
大唐集团	到 2025 年实现碳达峰，清洁能源占比 50% 以上	/
华能集团	到 2025 年，清洁能源占比 50% 以上，发电装机达到 3 亿千瓦左右，新增新能源装机 8000 万千瓦以上	电力总装机突破 5 亿千瓦，清洁能源占比 75% 以上
华电集团	到 2025 年集团非化石能源装机占比力争达到 50%，有望 2025 年实现碳排放达峰	/
国家电投集团	2023 年实现碳达峰，到 2025 年实现电力总装机 2.2 亿千瓦，清洁能源占比 60%	电力总装机 2.7 亿千瓦，清洁能源占比 75%

三峡集团	“十四五”时期及后续发展阶段，保持每年 1500 万千瓦清洁能源新增装机规模的增速；未来 5 年，新能源装机实现 7000 万至 8000 万千瓦的水平。	/
中广核	到“十四五”末，境内新能源所运装机总容量将突破 4000 万千瓦。	/

资料来源：太阳能发电网、华夏能源网、中国国际清洁能源博览会、中能网、索比光伏网、天风证券研究所

三峡集团资金协调能力强，为公司提供较强支持。三峡集团债券融资经验丰富，境内外信用评级情况优良，并不断进行债券融资创新。截至 2020 年 9 月 30 日，三峡集团及其下属子公司累计发行债券超 6,000 亿元人民币。自公司并入三峡集团以来，三峡集团多次对公司增资，支持力度较大。截至 2020 年底，三峡集团对公司担保共计 20 亿元。集团的资金支持可以保证公司项目建设稳步推进，带动装机规模进一步提升。

表 6：2008 年以来公司增资情况

时间	出资单位名称	本次增资后注册资金（亿元）
2011 年 6 月	三峡集团	34.41
2012 年 6 月	三峡集团	55.22
2013 年 7 月	三峡集团	70.22
2017 年 9 月	三峡集团	130.51
2018 年 10 月	都城伟业、水电建咨询、三峡资本、珠海融朗、浙能资本等 8 名投资者	186.45

资料来源：公司公告、天风证券研究所

表 7：三峡集团对公司担保情况

序号	担保金额（亿元）	担保起始日	担保到期日
1	12	2013/3/29	2022/3/30
2	20	2013/9/11	2019/3/11
3	20	2015/11/17	2021/5/17
4	20	2016/11/11	2022/5/11

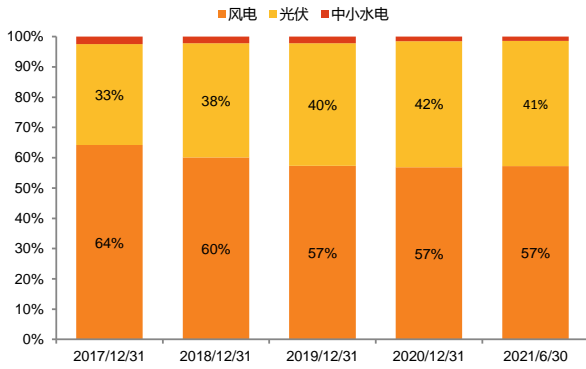
资料来源：公司公告、天风证券研究所

3.2. 风光、区域均衡发展，先发优势明显

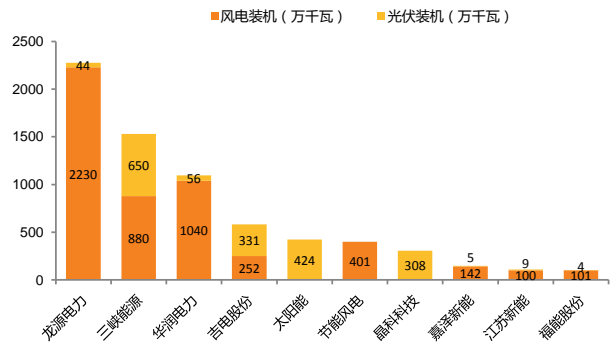
风光布局均衡，有望充分受益于新能源优质赛道。2020 年 8 月，国家两部委联合发布《关于开展“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”的指导意见（征求意见稿）》，提出将“两个一体化”作为电力工业高质量发展的重要举措。“风光水火储一体化”是指因地制宜采取风能、太阳能、水能、煤炭等多能源品种发电互相补充，并适度增加一定比例储能，有利于提升能源利用水平和电力系统运行效率。近年来，公司风光布局较为均衡，在两种业务上均累积了丰富的项目获取、项目运营的经验及资源。加之公司实控人三峡集团是全球最大的水电开发运营企业，因而我们认为，公司在“风光水火储一体化”建设中具有显著的优势，未来有望更加充分受益于新能源优质赛道。

图 29：公司风光装机占比均衡

图 30：各公司风电、光伏装机容量对比



资料来源：公司公告、天风证券研究所



资料来源：各公司公告、公司官网、天风证券研究所

注：图中为 2020 年末数据；华润电力为权益装机容量，其余为控股装机容量

资源开拓+技术提升+规模效应可推动海上风电实现平价，进而带动大规模放量。我国海风资源丰富。据海上风能资源普查成果显示，我国 5 到 25 米水深，海上风电开发潜力约 2 亿千瓦，50 到 70 米高度约 5 亿千瓦，另外有部分地区深海风能资源也较为丰富，随着项目成本管控及运维能力的提升，未来可逐渐向深海、远海方向发展。同时，通过发电量提升，工程造价、运维费用等成本下降，以及规模化开发等方式均可助力海风降本增效。2020 年，广东省出台政策，规划于 2024 年实现海上风电平价项目建成并网，2024 年起并网的海上风电项目不再补贴，示范意义明显。据中国海洋工程咨询协会海上风电分会测算，若海上风电可在“十四五”实现平价，广东、江苏、浙江、山东四省海上风电十四五期间增量在 1200~1600 万千瓦。

海陆共进，公司已成为国内实力最强的海上风电开发者之一。公司秉承“海陆共进”的开发思路，在大力推进陆上风电开发的同时，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，目前已形成“投产并网一批、在建装机一批、开展前期一批、储备资源一批”的滚动开发格局，成为国内实力最强的海上风电开发者之一。截至 6 月底，公司已投运海上风电项目规模达 149 万千瓦，市占率约为 13.4%；在建规模达 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%。在技术方面，公司近年来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。在十四五海上风电高增可期的背景下，公司有望凭借其在海上风电的优势进一步提升公司的市场份额。

表 8：公司典型海上风电项目

项目名称	简介
响水海上风电项目	公司首个海上风电项目，建成了亚洲首座 220 千伏海上升压站，投运了国内首条 220 千伏三芯海缆，实现了西门子 4 兆瓦风机全球首次整体吊装。
已并网项目	
大连庄河 300MW 海上风电项目	东北地区首个核准及开工建设的、同时是国内首个建成投产满足“双二十”标准的海上风电项目。项目克服了突发性恶劣天气、海域地形复杂、水深跨度大等施工难点，成为国内首个应用抗冰锥设计项目，攻克了海上风电抗冰难题，完成了目前世界最长单根无接头 220 千伏交联聚乙烯三芯海缆敷设、国内首座寒冷海域海上升压站吊装。
江苏大丰 300MW 海上风电项目	成功克服了施工海域地形复杂、水深跨度大、台风频发、工程点多面广等不利因素。该项目是国内首次应用 220 千伏三芯海缆软接头、首次实现海上升压站主电气设备国产、首次批量化应用 6.45 兆瓦国产海上风机，为中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重大推动作用。
在建项目	
广东汕头市南澳洋东海风电项目	顺利完成国内在最远海域、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，技术难度超过港珠澳大桥和洋山深水港项目同类试验工程。
昌邑市海洋牧场与三峡 300MW 海上风电融合试验示范项目	山东首个海上风电项目，国内首个海上风电融合海洋牧场项目。海洋牧场与海上风电融合方案列入国家重点研发计划课题“海洋牧场与海上风电融合发展技术示范”项目名单。
江苏如东 H6(400MW)	国内首个远距离、高电压等级的柔性直流输电方案的海上风电项目，项目所使用的直流海缆

H10 (400MW) 海上风电场项目	为国内首创,且其配套的现场硬接头、软接头和终端均为首次研发,技术难度较大。该项目的海上换流平台建造规模为国内第一,亦是浮托运输法第一次运用于海上换流平台。
三峡新能源阳西沙扒 300MW 海上风电项目	公司在南海首个成功并网发电的海上风电项目,阳西县首个并网发电的海上风电项目。建设过程中,结合实际地质情况,不断地优化基础设计,率先在广东海域成功应用大直径单桩基础。

资料来源:公司公告、天风证券研究所

公司首次公开发行募投项目均为海上风电项目,总装机规模达 2502MW。为进一步实现“海上风电引领者”战略,公司募集项目均为海上风电项目。本次投资项目将进一步增加公司海上风电装机规模,提升公司海上风电建设及运营能力。项目建成后,也将大幅增强公司盈利能力、提升公司市场竞争力。

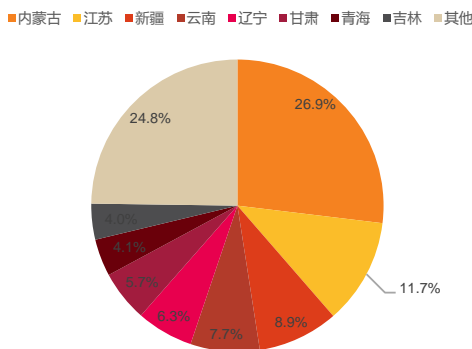
表 9: IPO 募集资金主要用途 (单位: 亿元、年)

序号	项目名称	项目总投资	项目全部投资财务内部收益率	项目投资回收期	资本金财务内部收益率
1	三峡能源阳西沙扒 300MW 海上风电场项目	54.20	7.5% (税后)	11.98	12.40%
2	昌邑市海洋牧场与三峡 300MW 海上风电融合试验示范项目	51.28	7.72% (税后)	11.75	11.44%
3	三峡能源阳西沙扒二期 400MW 海上风电场项目	76.18	6.6% (税后)	13.26	9.06%
4	漳浦六鳌海上风电场 D 区项目	92.64	7.25% (税后)	12.79	12.00%
5	长乐外海海上风电场 A 区项目	70.52	7.04% (税后)	13.10	11.53%
6	三峡能源江苏如东 H6 (400MW) 海上风电场项目	70.99	11.27% (税前)	12.23	16.09%
7	三峡能源江苏如东 H10 (400MW) 海上风电场项目	71.67	12.53% (税前)	12.19	19.95%
8	补充流动资金	-	-	-	-

资料来源:公司公告、天风证券研究所

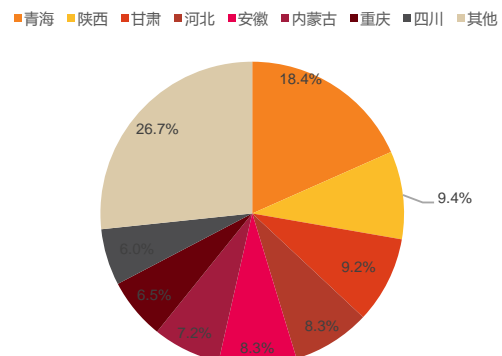
公司项目所在区域资源优质,利用小时数高于全国水平。由于各地风光资源禀赋不同,因此处于不同区域,机组利用小时也会有所差异。公司风力发电装机中,以特高压送出配套和大基地项目为重点的陆上风电大幅领先,主要分布在内蒙古、江苏、新疆等风源良好的区域,公司集中连片规模化开发海上风电,项目主要位于辽宁大连、江苏及福建地区。2020 年公司风电利用小时数达 2276 小时,超全国平均水平 179 小时。公司有序推进大规模集中式光伏发电,探索光伏+ (农光互补、渔光互补、光储一体化) 等业务发展模式,积极抢占青海等地的优质太阳能资源,已投产光伏项目已遍及甘肃、青海等 21 个省区。2020 年公司光伏利用小时数达 1383 小时,超全国平均水平 223 个小时。

图 31: 公司风电装机各省份分布 (2019 年末)



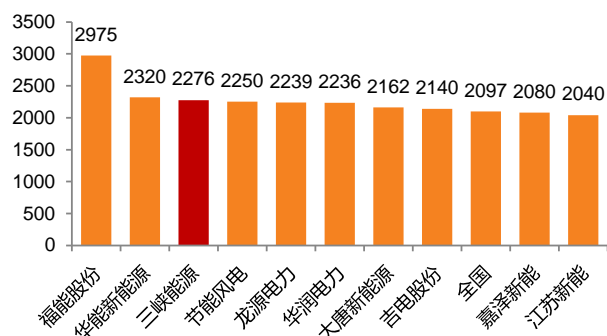
资料来源:公司公告、天风证券研究所

图 32: 公司光伏装机各省份分布 (2019 年末)



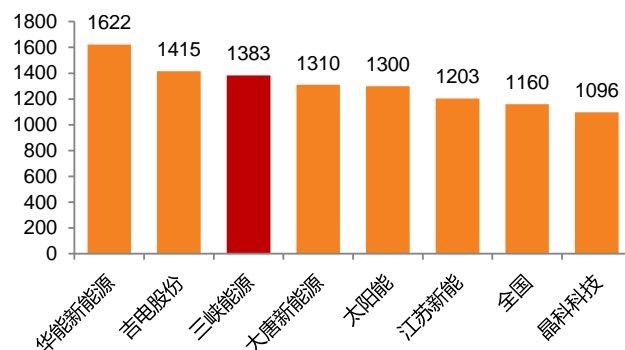
资料来源:公司公告、天风证券研究所

图 33：各公司风电利用小时数（2020 年）



资料来源：各公司公告、国家能源局、天风证券研究所

图 34：各公司光伏利用小时数（2020 年）

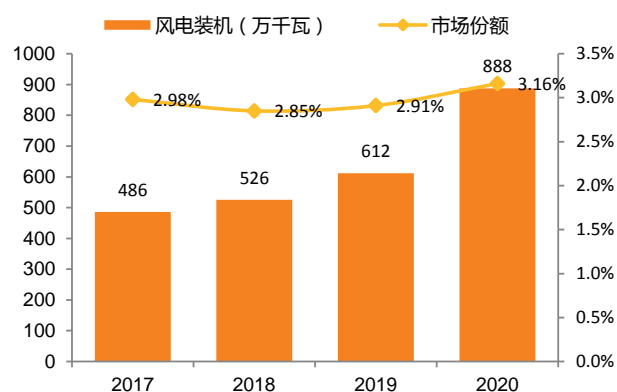


资料来源：各公司公告、国家能源局、天风证券研究所

3.3. 装机规模行业前列，成本管控能力突出

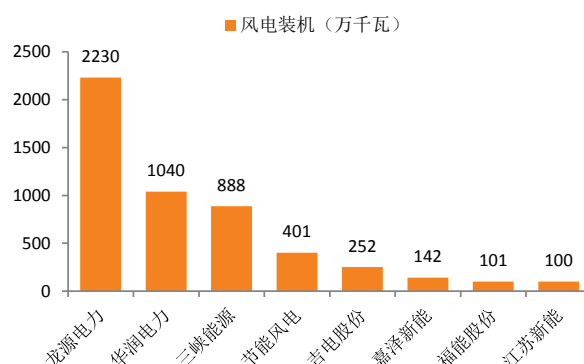
公司风电、光伏装机及发电量规模位于行业前列。近年来，受项目建设加速、项目不断投产带动，公司装机容量快速增长。近三年，公司风电装机市占率稳中有升，截至 2020 年末达 3.16%；风电发电量市占率稳步提升，2020 年达 3.38%。公司光伏装机市占率波动中有所上升，从 2017 年末的 1.95% 上升至 2020 年末的 2.57%，同时公司光伏发电量市占率近两年也呈上升态势，2020 年为 2.55%。

图 35：风电装机市占率稳中有升



资料来源：公司公告、天风证券研究所

图 36：公司风电装机位居行业前列

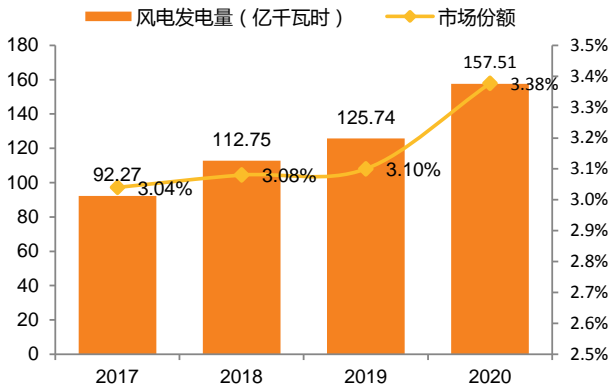


资料来源：各公司公告、公司官网、天风证券研究所

注：图中为 2020 年数据；华润电力为权益装机容量，其余为控股装机容量

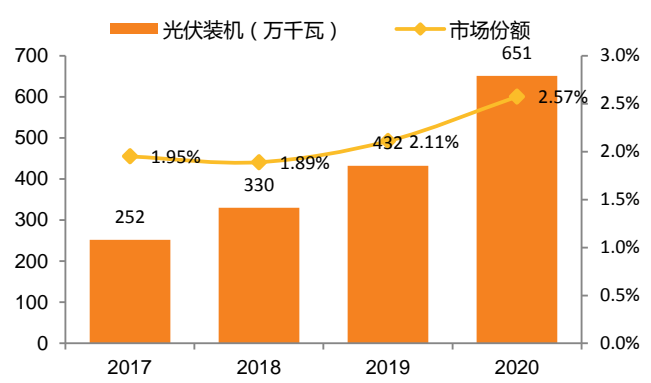
图 37：风电发电量市占率稳步提升

图 38：光伏装机市占率波动中有所上升



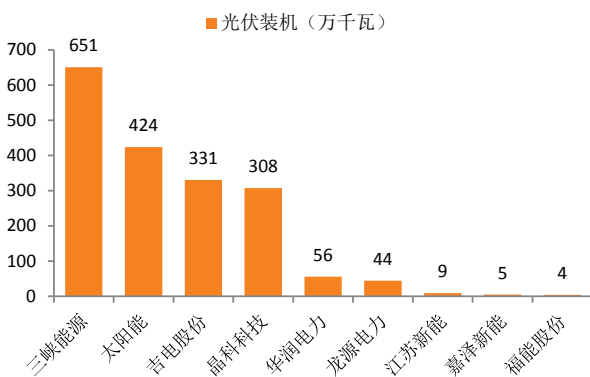
资料来源：公司公告、天风证券研究所

图 39：公司光伏装机位居行业前列



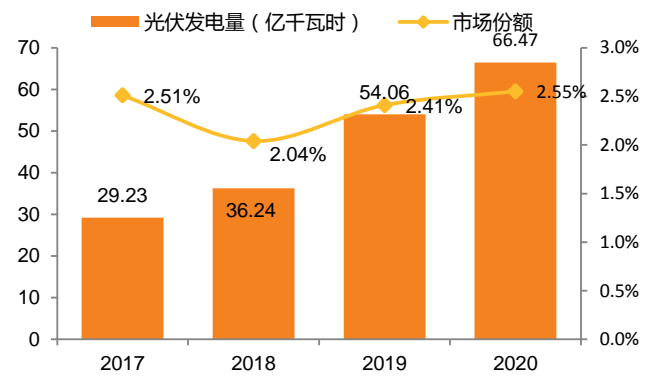
资料来源：公司公告、天风证券研究所

图 40：光伏发电量市占率近两年有所提升



资料来源：各公司公告、公司官网、天风证券研究所

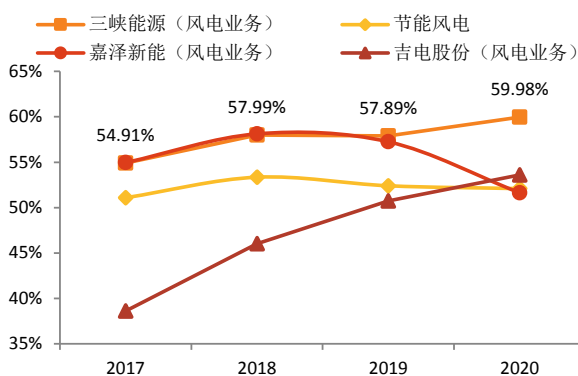
注：图中为 2020 年数据；华润电力为权益装机容量，其余为控股装机容量



资料来源：公司公告、天风证券研究所

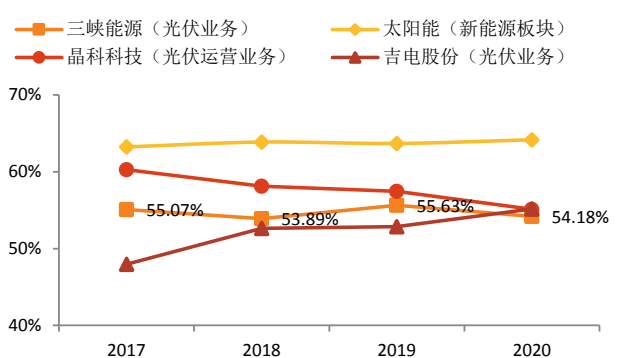
公司盈利能力处于行业中等水平。公司风电业务毛利率相比同行业公司较高，且保持稳中有升的态势，2020 年为 59.98%，主要是由于公司业务分布在全国各地，且沿海地区海上风电占比逐年提升，因而受弃风弃光的限电影响相对较小。公司光伏业务毛利率处于行业中等水平，2020 年为 54.18%。其中太阳能光伏发电业务毛利率较高是由于其存在光伏组件制造业务，内部采购价格较低，因而造价较低。近几年，公司净资产收益率略有波动，但基本处于行业中等水平，2020 年为 8.98%。

图 41：风电业务毛利率对比



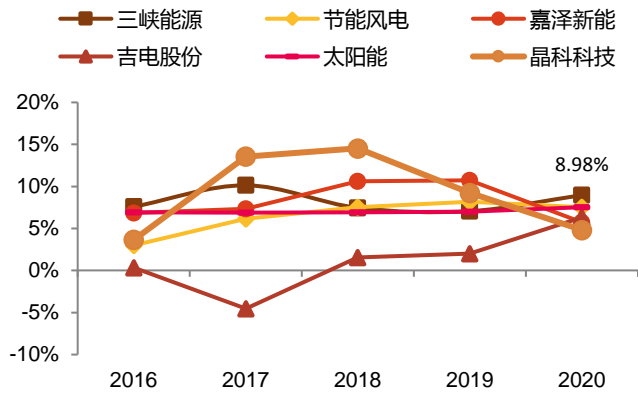
资料来源：公司公告、WIND、天风证券研究所

图 42：光伏业务毛利率对比



资料来源：公司公告、WIND、天风证券研究所

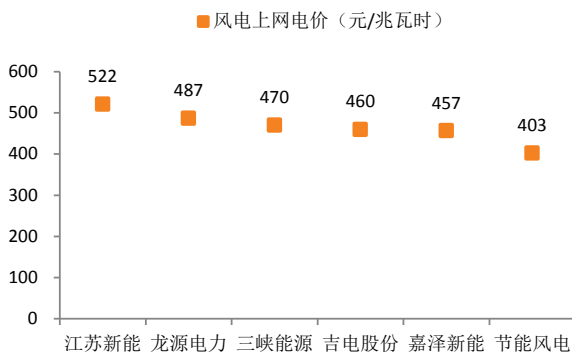
图 43：各公司净资产收益率（加权）



资料来源: WIND、天风证券研究所

公司近年来风电上网电价稳中有升, 光伏上网电价呈现下降趋势。2020 年公司风电、光伏度电平均上网电价分别为 470、610 元/兆瓦时, 处于行业偏低水平。2018 年风电上网电价有所降低主要系新增风电项目电价较往年有所下降; 2019 年起逐渐提高主要系电价较高的海上风电占比逐步提高。公司光伏电价持续下降主要系国家推进平价上网, 新项目上网电价有所下降, 且公司参加光伏市场化交易有所增加。

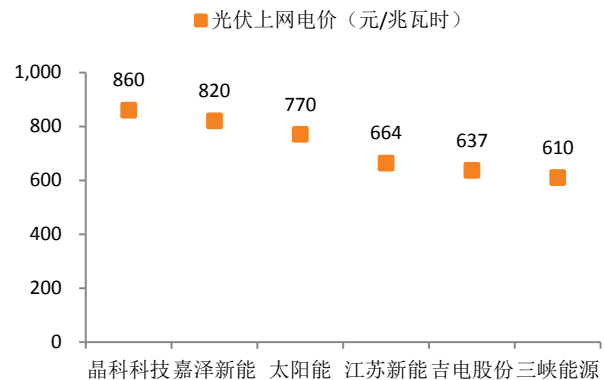
图 44: 各公司风电度电平均上网电价 (2020 年)



资料来源: 各公司公告、天风证券研究所

注: 江苏新能为江苏省数据, 上网电价为不含税值

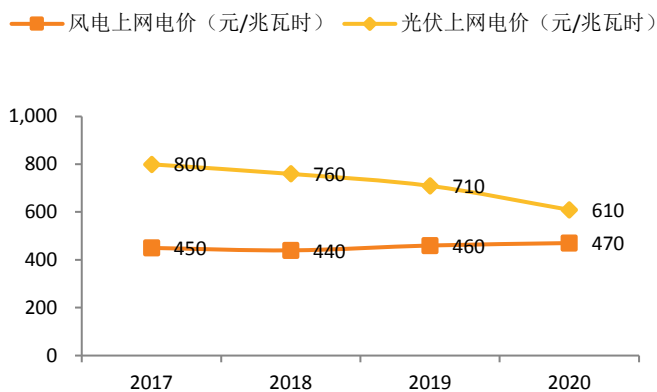
图 45: 各公司光伏度电平均上网电价 (2020 年)



资料来源: 各公司公告、天风证券研究所

注: 江苏新能为江苏省数据, 上网电价为不含税值

图 46: 公司风电、光伏上网电价



资料来源: 公司公告、天风证券研究所

公司注重成本管理, 推动效益不断提升。随着补贴退坡、电价下降, 较强的成本管控成为了保证收益率的重要因素。近年来, 公司持续通过促进技术进步、加强精益管理等方式,

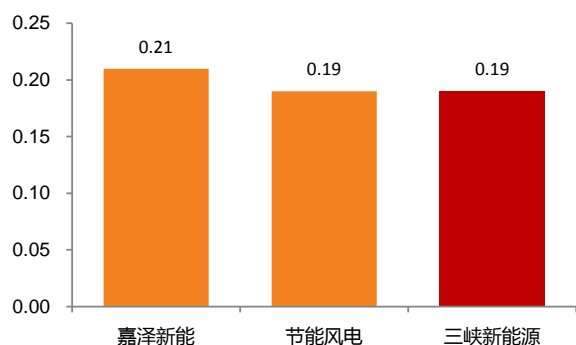
在资金、建造、运维多环节严控成本，在平价时代的背景下较好地保证了项目的收益率。以青海格尔木 50 万千瓦光伏“领跑者”项目为例，公司借助对上游设备厂商较强的议价能力和对建造成本的把控能力，以 0.31 元/千瓦时的上网电价成功中标，基本接近青海省火电脱硫标杆上网电价，但该项目投资收益率仍能满足公司财务回报要求。2019 年，公司风电、光伏发电单位成本分别为 0.19、0.32 元/千瓦时，处于行业偏低水平。

图 47：公司成本管控较好

资金成本	建造成本	运维成本
<ul style="list-style-type: none"> ✓ 债券发行利率较低 ✓ 借助资本市场平台，拓展公司融资渠道 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 采购规模大，对上游设备厂商具有较强的议价能力 ✓ 经验丰富，对建造成本的把控能力较强 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 采用“远程集中监控、现场无人值班（少人值守）、区域自主检修”为核心的新运维管控模式

资料来源：招股意向书、WIND、天风证券研究所

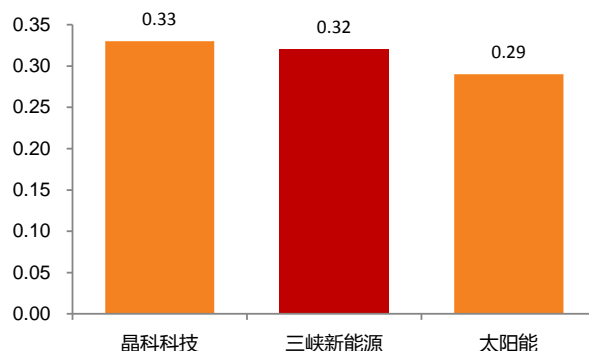
图 48：各公司风电发电单位成本（单位：元/千瓦时）



资料来源：公司公告、天风证券研究所

注：图中为 2019 年数据

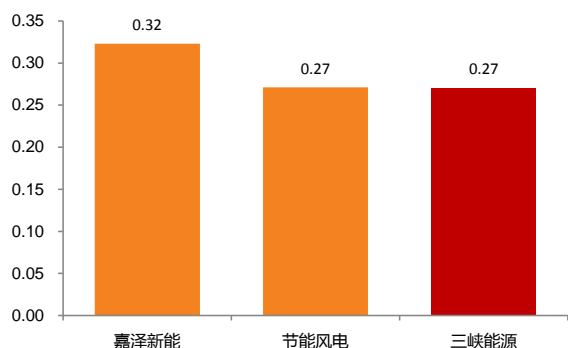
图 49：各公司光伏发电单位成本（单位：元/千瓦时）



资料来源：公司公告、天风证券研究所

注：图中为 2019 年数据

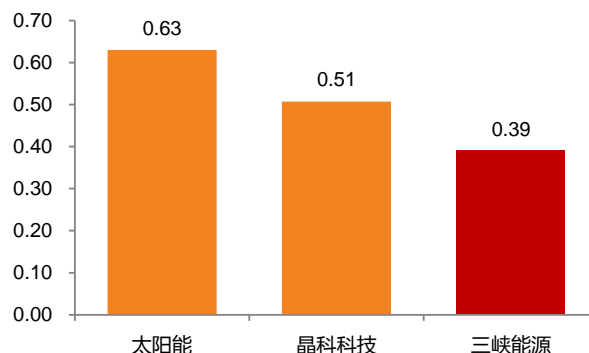
图 50：各公司风电单位毛利（单位：元/千瓦时）



资料来源：各公司公告、天风证券研究所

注：图中为 2019 年数据

图 51：各公司光伏发电单位毛利（单位：元/千瓦时）



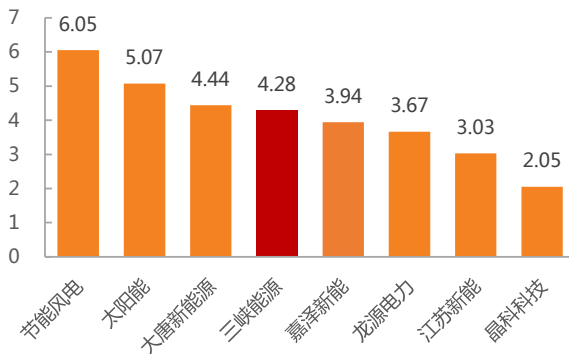
资料来源：各公司公告、天风证券研究所

注：图中为 2019 年数据

公司资金管控水平较好。我们选取龙源电力、太阳能等 7 家公司作为可比对象，测算出单位装机带息负债金额和资本成本率，得到三峡能源 2020 年的单位装机有息负债金额为 4.28

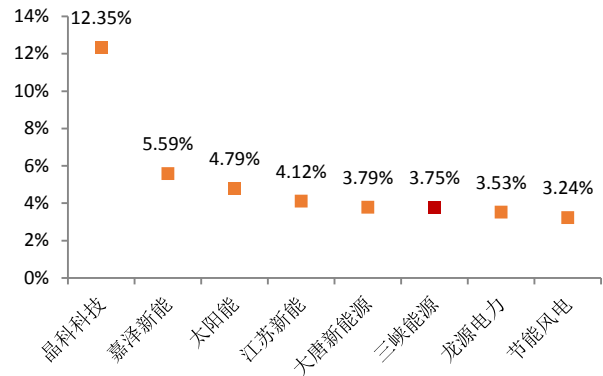
元/瓦，位于行业中等水平；资本成本率为 3.75%，略低于同行业公司。近年来，公司财务费用率均保持在 20%以下，与 H 股行业平均水平基本一致，显著低于 A 股同行业平均水平。综合来看，三峡能源资金管控水平较好。

图 52：各公司单位装机有息负债（单位：元/瓦，2020 年）



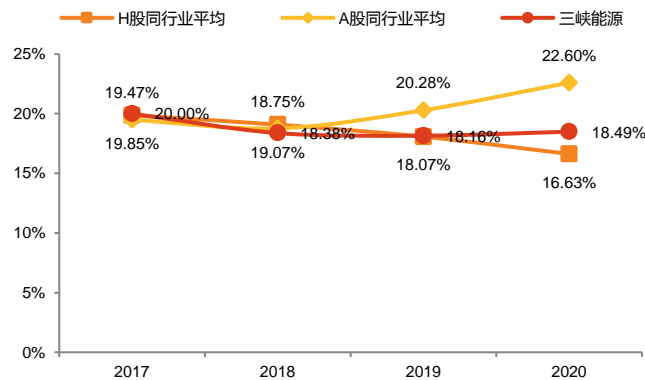
资料来源：各公司公告、WIND、天风证券研究所

图 53：各公司资本成本率（2020 年）



资料来源：公司公告、WIND、天风证券研究所

图 54：公司财务费用率低于 A 股同行业平均水平



资料来源：WIND、公司公告、天风证券研究所

注：H 股同行业平均为龙源电力、大唐新能源、华能新能源平均值（2020 年不含华能新能源）；A 股同行业平均指太阳能、节能风电、嘉泽新能、晶科科技的平均值

表 10：公司所发行债券利率较低

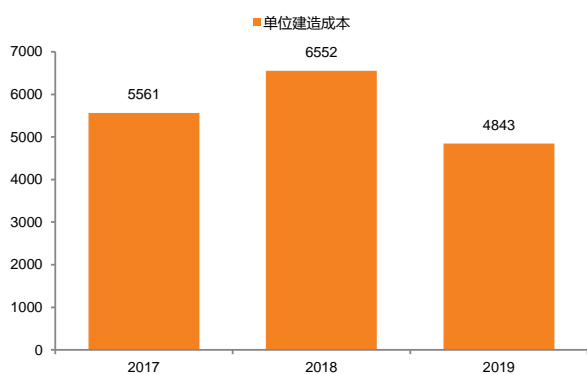
证券名称	证券类别	起息日	到期日期	利率	发行规模(亿元)	发行期限(年)
20 三峡新能 PPN002	定向工具	2020-05-18	2023-05-18	2.95%	15	3
20 三峡新能 PPN001	定向工具	2020-03-13	2023-03-13	3.40%	15	3
21 三峡新能 MTN001	一般中期票据	2021-03-17	2024-03-17	3.60%	10	3
20 龙源电力 MTN001	一般中期票据	2020-04-27	2023-04-27	2.38%	20	3
20 大唐新能 MTN001	一般中期票据	2020-06-29	2023-06-29	3.90%	20	3
G 龙源 Y1	一般公司债	2020-08-28	2023-08-28	4.10%	20	3
20 华能新能 MTN004	一般中期票据	2020-11-20	2023-11-20	4.80%	20	3
21 唐新 Y2	一般公司债	2021-04-06	2024-04-06	3.84%	20	3
16 三峡能源 PPN001	定向工具	2016-11-11	2021-11-11	3.35%	20	5
G16 唐新 3	一般公司债	2016-10-21	2021-10-21	3.10%	5	5
16 龙源 01	一般公司债	2016-01-21	2021-01-21	3.28%	37	5
19 太阳 G1	一般公司债	2019-03-18	2024-03-18	4.20%	5	5

G17 风电 1	一般公司债	2017-09-07	2022-09-07	4.83%	3	5
G18 风电 1	一般公司债	2018-07-18	2023-07-18	4.90%	7	5

资料来源：WIND、天风证券研究所

公司推进产业链协同，降低单瓦造价。公司打造福建三峡海上风电产业园，发挥资源和产业园联动作用。2021年3月，产业园首批10兆瓦海上风电机组顺利发运。由于单机功率达10兆瓦，该机组顺利投运后，可有力促进度电成本降低，提高海洋利用率。此外，公司投资参股了全球领先的风机制造企业金风科技。截至2021年9月末，公司实际持有金风科技权益占比达15.64%。同时公司与金风科技签署战略合作协议，并表示在“十四五”期间每年合作开发项目规模不低于50万千瓦。公司对上下游的投资可充分发挥产业链协同效应，降低单瓦造价，进一步提升经营效益。

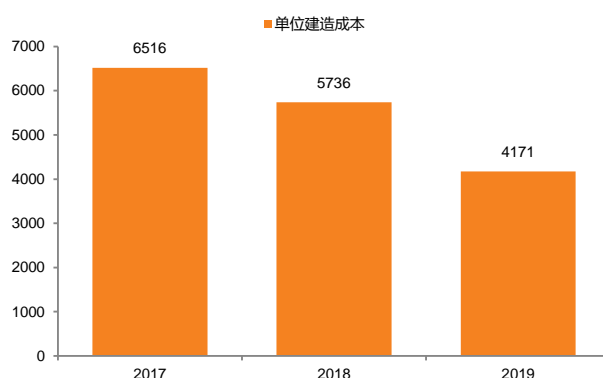
图 55：公司陆上风电建造成本（单位：元/千瓦）



资料来源：公司公告、天风证券研究所

注：单位建造成本=建造成本/对应装机容量

图 56：公司光伏建造成本（单位：元/千瓦）

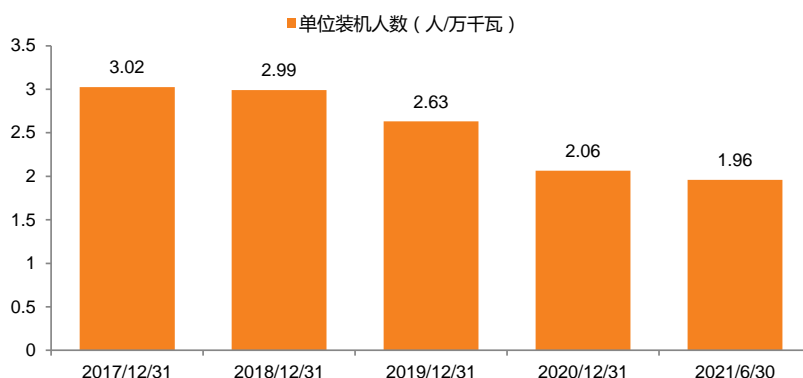


资料来源：公司公告、天风证券研究所

注：单位建造成本=建造成本/对应装机容量

公司采用新运维管控模式，有效促进发电单位成本下降。2016年以来，公司对电力生产运维管理模式进行了改革探索，提出了以“远程集中监控、现场无人值班（少人值守）、区域自主检修”为核心内容的新运维管控模式。在新运维模式下，单位人员运维的装机容量有所提升，进而带动度电人工成本有所下降，促进发电成本下降。公司单位装机人数近年来有所下降，2021年6月末为1.96人。

图 57：公司单位装机人数有所下降



资料来源：WIND、公司公告、天风证券研究所

4. 盈利预测与估值

“碳中和”政策推动我国新能源装机规模快速增长。我们预计公司新能源发电装机有望实现快速增长，2021-2023 年总装机规模有望达到 22GW、28GW 和 35GW。我们预计公司 2021-2023 年实现营收 168/250/311 亿元，同比 49%/48%/24%。同时，随着装机规模的快速增长，公司相应成本也将持续提升，我们预计公司 2021-2023 年营业成本分别为 73/116/152 亿元，同比 52%/59%/31%。

表 11: 盈利预测

	2019	2020	2021E	2022E	2023E
风力发电业务					
收入 (亿元)	54.83	71.35	109.89	182.74	233.64
同比	17.99%	30.13%	54.02%	66.29%	27.85%
成本 (亿元)	23.09	28.55	45.67	82.07	111.08
毛利 (亿元)	31.74	42.80	64.22	100.67	122.55
毛利率	57.89%	59.98%	58.44%	55.09%	52.46%
太阳能发电业务					
收入 (亿元)	33.18	39.33	55.97	64.62	74.06
同比	29.24%	18.55%	42.31%	15.46%	14.61%
成本 (亿元)	14.72	18.02	25.64	32.22	39.55
毛利 (亿元)	18.46	21.31	30.32	32.40	34.52
毛利率	55.63%	54.18%	54.18%	50.14%	46.61%
水电业务					
收入 (亿元)	1.17	1.33	1.33	1.33	1.33
同比	-19.93%	13.75%	0.00%	0.00%	0.00%
成本 (亿元)	0.63	0.73	0.73	0.73	0.73
毛利 (亿元)	0.54	0.60	0.60	0.60	0.60
毛利率	46.27%	45.20%	45.20%	45.20%	45.20%
其他业务					
收入 (亿元)	0.39	1.15	1.26	1.39	1.53
同比	70.05%	191.82%	10.00%	10.00%	10.00%
成本 (亿元)	0.31	0.57	0.63	0.69	0.76
毛利 (亿元)	0.09	0.57	0.63	0.69	0.76
毛利率	21.82%	50.06%	50.06%	50.06%	50.06%
合计					
收入 (亿元)	89.57	113.15	168.45	250.08	310.55
同比	21.32%	26.33%	48.88%	48.46%	24.18%
成本 (亿元)	38.74	47.88	72.68	115.71	152.12
毛利 (亿元)	50.82	65.27	95.78	134.37	158.44
毛利率	56.74%	57.69%	56.86%	53.73%	51.02%

资料来源: 公司公告、WIND、天风证券研究所

综上，我们预计公司 2021-2023 年实现归母净利润 57/84/101 亿元，同比 57%/48%/20%。我们选取吉电股份、节能风电、晶科科技作为可比公司，采用 PEG 估值法，公司作为国内新能源运营龙头，且背靠三峡集团，将有望获得集团充分的资源支持，未来三年归母净利润增速有望达到 34%，给予 2022 年 PEG 目标 1，即目标 PE 估值为 34 倍，对应目标价格为 9.89 元，首次覆盖，给予“买入”评级。

表 12: 可比公司估值对比

公司名称	市值 (亿元)	净利润 (亿元)				市盈率				2021-2023 年 归母净利润 CAGR	PEG
		2020A	2021E	2022E	2023E	2020A	2021E	2022E	2023E		
吉电股份	239	4.78	8.80	11.21	14.53	50.08	27.22	21.35	16.47	29%	0.75
节能风电	343	6.18	10.38	14.01	16.43	55.49	33.05	24.47	20.87	26%	0.95
晶科科技	276	4.76	5.14	8.68	11.39	57.91	53.57	31.76	24.18	49%	0.65
平均值						52.79	30.13	22.91	18.67		0.85
三峡能源	1,911	36.11	56.57	83.97	101.06	52.93	33.79	22.76	18.91	34%	0.68

资料来源：WIND、天风证券研究所

注：除三峡能源外均采用 WIND 一致预期

5. 风险提示

政策推进不及预期：碳中和背景下国家大力发展新能源产业，相关利好政策为行业提供了发展动力，若政策推进较慢，企业项目拓展将受到一定影响。

补贴兑付节奏大幅放缓：近年来，国内新能源项目发展迅速，政府补贴资金压力大，结算周期较长，从而导致补贴电价部分收入回收较慢，对企业现金流产生一定影响。

行业技术进步放缓：技术提升可进一步驱动风电、光伏发电成本下降，若技术进步放缓，企业盈利能力将受到一定影响。

行业竞争加剧：碳中和背景下行业景气有望保持，预计会有越来越多的企业进入新能源发电领域，行业竞争可能加剧。

公司开发项目不达预期的风险：公司预期未来会维持高资本开支以大幅提升自身新能源装机规模，在项目建设过程中存在建设进展过慢、项目质量不达标等开发项目不达预期的风险，或对公司未来发电规模的提升带来负面影响。

财务预测摘要

资产负债表(百万元)	2019	2020	2021E	2022E	2023E
货币资金	4,210.65	1,889.85	1,347.63	2,000.64	2,484.44
应收票据及应收账款	9,818.33	12,362.31	18,787.85	24,678.05	25,848.06
预付账款	2,055.40	5,816.37	6,536.95	13,774.31	13,772.45
存货	60.42	79.23	155.47	196.31	289.18
其他	689.57	895.83	1,153.81	1,269.10	1,594.93
流动资产合计	16,834.38	21,043.58	27,981.71	41,918.41	43,989.06
长期股权投资	9,387.81	11,384.18	11,384.18	11,384.18	11,384.18
固定资产	55,174.43	67,032.38	92,766.21	115,103.40	138,227.62
在建工程	10,993.45	31,230.38	26,238.23	23,242.94	22,945.76
无形资产	1,326.14	1,870.59	2,339.57	2,791.55	3,226.50
其他	6,333.83	10,015.24	10,020.99	10,026.74	10,032.49
非流动资产合计	83,215.66	121,532.77	142,749.18	162,548.80	185,816.55
资产总计	100,050.04	142,576.36	170,780.89	204,567.21	229,955.61
短期借款	6,579.90	7,820.77	13,264.61	18,546.11	27,987.52
应付票据及应付账款	8,204.00	12,507.98	19,740.88	32,890.02	37,989.98
其他	7,282.70	9,915.36	7,944.99	13,458.34	11,612.33
流动负债合计	22,066.60	30,244.11	40,950.48	64,894.48	77,589.83
长期借款	29,611.98	49,705.30	52,564.28	53,229.81	54,888.72
应付债券	1,997.60	2,993.13	2,993.13	2,993.13	2,993.13
其他	4,678.33	13,198.35	13,248.35	13,298.35	13,348.35
非流动负债合计	36,287.91	65,896.77	68,805.76	69,521.29	71,230.20
负债合计	58,354.52	96,140.89	109,756.24	134,415.77	148,820.03
少数股东权益	3,221.55	4,522.29	5,014.07	5,744.04	6,622.57
股本	20,000.00	20,000.00	28,571.00	28,571.00	28,571.00
资本公积	9,323.63	9,474.66	9,474.66	9,474.66	9,474.66
留存收益	18,411.90	21,782.79	27,439.58	35,836.40	45,942.00
其他	(9,261.56)	(9,344.28)	(9,474.66)	(9,474.66)	(9,474.66)
股东权益合计	41,695.53	46,435.47	61,024.65	70,151.45	81,135.58
负债和股东权益总	100,050.04	142,576.36	170,780.89	204,567.21	229,955.61

现金流量表(百万元)	2019	2020	2021E	2022E	2023E
净利润	3,050.94	3,941.44	5,656.79	8,396.82	10,105.60
折旧摊销	3,215.95	3,987.50	4,333.80	5,750.58	7,282.45
财务费用	1,662.57	2,111.53	2,522.62	2,680.97	2,859.53
投资损失	(448.13)	(507.82)	(588.14)	(514.70)	(536.89)
营运资金变动	(1,630.55)	5,026.20	(2,273.57)	5,323.07	1,611.34
其它	271.09	(5,582.58)	517.66	768.40	924.77
经营活动现金流	6,121.87	8,976.26	10,169.15	22,405.13	22,246.80
资本支出	14,978.40	30,477.55	25,494.45	25,494.45	30,494.45
长期投资	859.16	1,996.37	0.00	0.00	0.00
其他	(28,126.79)	(60,545.83)	(50,500.77)	(50,574.21)	(60,552.02)
投资活动现金流	(12,289.23)	(28,071.91)	(25,006.31)	(25,079.75)	(30,057.56)
债权融资	44,289.86	66,896.11	75,248.94	81,245.96	92,396.29
股权融资	(4,894.99)	(1,871.26)	5,968.33	(2,580.64)	(2,709.20)
其他	(33,811.26)	(48,184.29)	(66,922.32)	(75,337.69)	(81,392.53)
筹资活动现金流	5,583.61	16,840.56	14,294.94	3,327.64	8,294.55
汇率变动影响	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
现金净增加额	(583.76)	(2,255.09)	(542.22)	653.02	483.79

资料来源：公司公告，天风证券研究所

利润表(百万元)	2019	2020	2021E	2022E	2023E
营业收入	8,956.64	11,314.93	16,845.32	25,008.05	31,055.44
营业成本	3,874.44	4,787.58	7,267.67	11,571.26	15,211.85
营业税金及附加	72.55	105.16	151.41	224.77	279.13
营业费用	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
管理费用	424.95	555.37	776.28	1,077.42	1,244.79
研发费用	1.53	1.31	1.95	2.90	3.60
财务费用	1,626.27	2,090.93	2,522.62	2,680.97	2,859.53
资产减值损失	(221.88)	0.00	0.00	0.00	0.00
公允价值变动收益	174.48	52.71	0.00	0.00	0.00
投资净收益	448.13	507.82	588.14	514.70	536.89
其他	(825.50)	(1,089.24)	(1,176.28)	(1,029.40)	(1,073.78)
营业利润	3,381.66	4,303.29	6,713.53	9,965.43	11,993.43
营业外收入	43.69	57.19	0.00	0.00	0.00
营业外支出	78.32	74.92	0.00	0.00	0.00
利润总额	3,347.03	4,285.56	6,713.53	9,965.43	11,993.43
所得税	296.09	344.13	539.09	800.21	963.06
净利润	3,050.94	3,941.44	6,174.44	9,165.22	11,030.37
少数股东损益	211.20	330.44	517.66	768.40	924.77
归属于母公司净利润	2,839.74	3,610.99	5,656.79	8,396.82	10,105.60
每股收益(元)	0.10	0.13	0.20	0.29	0.35

主要财务比率	2019	2020	2021E	2022E	2023E
成长能力					
营业收入	21.32%	26.33%	48.88%	48.46%	24.18%
营业利润	8.88%	27.25%	56.01%	48.44%	20.35%
归属于母公司净利润	4.84%	27.16%	56.65%	48.44%	20.35%
获利能力					
毛利率	56.74%	57.69%	56.86%	53.73%	51.02%
净利率	31.71%	31.91%	33.58%	33.58%	32.54%
ROE	7.38%	8.62%	10.10%	13.04%	13.56%
ROIC	7.41%	7.77%	8.32%	9.26%	9.75%
偿债能力					
资产负债率	58.33%	67.43%	64.27%	65.71%	64.72%
净负债率	96.12%	139.99%	121.18%	113.11%	111.00%
流动比率	0.76	0.70	0.68	0.65	0.57
速动比率	0.76	0.69	0.68	0.64	0.57
营运能力					
应收账款周转率	1.05	1.02	1.08	1.15	1.23
存货周转率	155.46	162.04	143.55	142.18	127.93
总资产周转率	0.10	0.09	0.11	0.13	0.14
每股指标(元)					
每股收益	0.10	0.13	0.20	0.29	0.35
每股经营现金流	0.21	0.31	0.36	0.78	0.78
每股净资产	1.35	1.47	1.96	2.25	2.61
估值比率					
市盈率	68.82	54.12	34.55	23.27	19.34
市净率	5.08	4.66	3.49	3.03	2.62
EV/EBITDA	0.00	0.00	19.53	14.73	12.76
EV/EBIT	0.00	0.00	28.69	21.43	19.02

分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，本报告所表述的所有观点均准确地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法。我们所得报酬的任何部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

一般声明

除非另有规定，本报告中的所有材料版权均属天风证券股份有限公司（已获中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）及其附属机构（以下统称“天风证券”）。未经天风证券事先书面授权，不得以任何方式修改、发送或者复制本报告及其所包含的材料、内容。所有本报告中使用的商标、服务标识及标记均为天风证券的商标、服务标识及标记。

本报告是机密的，仅供我们的客户使用，天风证券不因收件人收到本报告而视其为天风证券的客户。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但天风证券对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，天风证券及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，天风证券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。天风证券的销售人员、交易人员以及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。天风证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。天风证券的资产管理部门、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。

特别声明

在法律许可的情况下，天风证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到天风证券及/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一参考依据。

投资评级声明

类别	说明	评级	体系
股票投资评级	自报告日后的 6 个月内，相对同期沪深 300 指数的涨跌幅	买入	预期股价相对收益 20%以上
		增持	预期股价相对收益 10%-20%
		持有	预期股价相对收益 -10%-10%
		卖出	预期股价相对收益 -10%以下
行业投资评级	自报告日后的 6 个月内，相对同期沪深 300 指数的涨跌幅	强于大市	预期行业指数涨幅 5%以上
		中性	预期行业指数涨幅 -5%-5%
		弱于大市	预期行业指数涨幅 -5%以下

天风证券研究

北京	武汉	上海	深圳
北京市西城区佟麟阁路 36 号 邮编：100031 邮箱：research@tfzq.com	湖北武汉市武昌区中南路 99 号保利广场 A 座 37 楼 邮编：430071 电话：(8627)-87618889 传真：(8627)-87618863 邮箱：research@tfzq.com	上海市虹口区北外滩国际客运中心 6 号楼 4 层 邮编：200086 电话：(8621)-65055515 传真：(8621)-61069806 邮箱：research@tfzq.com	深圳市福田区益田路 5033 号平安金融中心 71 楼 邮编：518000 电话：(86755)-23915663 传真：(86755)-82571995 邮箱：research@tfzq.com