

# 福能股份 (600483)

证券研究报告

2021年06月30日

## 乘风而起，业绩有望快速增长

### 福建省国资委旗下综合性电力运营龙头

福能股份为福建省国资委控股的综合性能源企业，业务涵盖热电联产、气电、风电等。公司近年与三峡集团在海上风电领域达成长期合作协议，通过股权纽带互相协调配合，共同推进福建省海上风电开发。**截止2020年末，控股装机519.3万千瓦，其中风电100.6万千瓦。**2020年营收95.6亿元，同比回落3.9%；归母净利润15.0亿元，同比增长20.2%。

### 碳中和背景下，福建省新能源装机有望加速增长

我国能源结构转型在碳中和承诺下有望加速，存量补贴加速出清与平价上网来临，有望逐步改善新能源运营企业的现金流和盈利情况，目前福建省大力发展的海上风电仍有较大降本空间。**独特地理条件为福建省创造了丰富的海上风电资源，海风场年均风速高达9-11m/s，等效利用小时数可达4000小时，远高于江苏、广东等沿海省份，在福建省经济发展带动用电需求提升、非水可再生能源消纳责任权重落地、海风场场决算成本持续下行等因素叠加下，福建省的优质海风资源开发有望加速。**

### 风电装机持续扩张，福能+三峡协同推动海上风电建设

公司陆风2020年底全面并网，在建海风有望于2021年内并网。**受益福建丰富风力资源与良好消纳保障，公司风电资产质量较高，2020年利用小时2975小时，上网电价0.55元/千瓦时，单瓦营收1.53元，单瓦净利0.71元，远超同业。公司与三峡能源在海上风电领域合作前景广阔，截止2020年末核准海上风电合计195.8万千瓦，占福建省核准海风总规模的52.2%。**近期福建省漳浦市规划5000万千瓦海上风电具备较好经济性，**若以目前福能与三峡在福建已核准海风占比23.9%和28.2%测算，双方分别能获得1196.1和1411.8万千瓦，均是现有核准项目的13.3倍，增长空间广阔。**

### 火电资产盈利性强，投资收益增厚业绩

**煤电**，鸿山热电承担集中供热重任，利用小时数较高，单瓦盈利远高于同行；**气电**，2020年末结转的替代电量于2021年1-4月执行，带来业绩弹性；**投资收益**，公司投资的联营企业业绩表现优异，2020年创造投资收益3.90亿元，占利润总额的20.9%。2020年福能集团完成宁德核电与神华福能资产注入，业绩有望于2021年全面释放，增厚公司投资收益。

**盈利预测与投资建议：**在建项目顺利投运，投资收益增厚业绩，上调预测，预计21-23年归母净利22.5/29.6/32.9亿（调整前21.53/23.93/25.38亿）。对应PE为8、6和6倍，维持“买入”评级。

**风险提示：**政策推进不及预期、行业技术进步放缓、用电需求不及预期、煤炭价格波动的风险等

财务数据和估值	2019	2020	2021E	2022E	2023E
营业收入(百万元)	9,945.41	9,557.43	11,941.74	13,345.82	14,099.56
增长率(%)	6.32	(3.90)	24.95	11.76	5.65
EBITDA(百万元)	3,123.66	3,782.56	4,690.22	6,152.83	7,001.08
净利润(百万元)	1,243.84	1,495.28	2,253.88	2,960.06	3,286.93
增长率(%)	18.42	20.21	50.73	31.33	11.04
EPS(元/股)	0.70	0.84	1.26	1.66	1.84
市盈率(P/E)	15.33	12.75	8.46	6.44	5.80
市净率(P/B)	1.51	1.23	2.56	2.28	2.03
市销率(P/S)	1.92	1.99	3.60	3.22	3.05
EV/EBITDA	13.56	10.88	12.73	10.08	9.04

资料来源：wind，天风证券研究所

### 投资评级

行业	公用事业/电力
6个月评级	买入（维持评级）
当前价格	10.68元
目标价格	元

### 基本数据

A股总股本(百万股)	1,785.23
流通A股股本(百万股)	1,576.69
A股总市值(百万元)	19,066.22
流通A股市值(百万元)	16,839.00
每股净资产(元)	8.84
资产负债率(%)	47.17
一年内最高/最低(元)	11.61/7.23

### 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

**王茜** 分析师  
SAC执业证书编号：S1110516090005  
wangqian@tfzq.com

**吴鹏** 联系人  
wupenga@tfzq.com

### 股价走势



资料来源：贝格数据

### 相关报告

- 《福能股份-年报点评报告:一季报业绩高增近400%，当前估值具备吸引力》2021-04-27
- 《福能股份-季报点评:一季度归母净利润下滑48%，静待海上风电项目投产》2020-04-28
- 《福能股份-季报点评:Q3业绩同比增长47.51%，新增项目将带动公司业绩进一步提升》2019-10-29

## 内容目录

<b>1. 福建省国资委旗下综合性电力运营龙头</b>	<b>5</b>
1.1. “火电+新能源发电”为两大支柱业务	5
1.2. 福能集团与三峡资本为前两大股东	6
1.3. 装机持续扩张，带动业绩逐年增长	7
<b>2. 碳中和背景下，福建省新能源装机有望加速增长</b>	<b>11</b>
2.1. 碳中和承诺下，2050年风光装机有望突破50亿千瓦	11
2.2. 存量补贴加速出清+平价来临，盈利和现金流逐步改善	13
2.3. 海风：降本空间较大，平价上网已临近	15
2.4. 福建省：用电需求旺盛，海风开发有望加速	18
2.4.1. 福建省GDP全国第七，用电需求持续提升	18
2.4.2. 独特的环境为福建风电高质量发展奠定基础	19
2.4.3. 非水可再生消纳责任权重落地，福建海风建设有望加速	20
<b>3. 风电装机持续扩张，福能+三峡协同推动海风建设</b>	<b>21</b>
3.1. 公司在建陆风全面并网，海风是未来主力增长点	21
3.2. 上网电价与利用小时数高于同行，单瓦营收与利润表现优异	23
3.3. 福能与三峡深化战略合作，聚焦福建海上风电开发	25
<b>4. 火电资产盈利性强，投资收益增厚业绩</b>	<b>27</b>
4.1. 热电联产“以热定电”保障高利用小时	27
4.2. 气电业绩波动较大，电量结转延后带来业绩弹性	29
4.3. 参股公司业绩优秀，投资收益增厚业绩	30
<b>5. 盈利预测与投资建议</b>	<b>32</b>
<b>6. 风险提示</b>	<b>34</b>

## 图表目录

图 1：公司业务涵盖热电联产、气电、风电、光伏发电以及纺织	5
图 2：公司业务以传统火电、供热、新能源发电为主	5
图 3：公司历史沿革	6
图 4：截止 2021Q1，福能集团与三峡资本分别持有公司 66.0%和 9.3%的股份	6
图 5：福建三峡海上风电国际产业园鸟瞰图	7
图 6：公司与三峡集团在福建省海上风电板块互相参股	7
图 7：公司装机容量持续增长（单位：万千瓦）	7
图 8：公司发电量随装机增长（单位：亿千瓦时）	7
图 9：公司近年营业收入及增速	8
图 10：公司近年归母净利润及增速	8
图 11：公司风电光伏比重逐步提高	8
图 12：风电光伏利润贡献持续增长（单位：亿元）	8
图 13：公司近年毛利率与净利率持续回升	9
图 14：公司近年投资回报率回暖	9

图 15: 公司近年费用率较为稳定 .....	9
图 16: 公司近三年研发投入较之前降低 .....	9
图 17: 公司融资成本维持在较低水平 .....	10
图 18: 公司分红比例稳定在 30%左右 .....	10
图 19: 公司资产负债率稳定 .....	10
图 20: 固定资产随装机容量增长 .....	10
图 21: 公司现金流情况良好 .....	10
图 22: 我国历年电源结构 .....	11
图 23: 与其他国家相比, 我国发电行业中煤电占比较大 .....	11
图 24: 补贴拖欠导致 NPV 下滑明显 .....	14
图 25: 补贴拖欠导致资本 IRR 下滑明显 .....	14
图 24: 相较欧洲, 我国海上风电平均单机容量仍有提升空间 .....	15
图 25: 预计 2025 年, 海风初始投资下降至 1.37 万元/千瓦 .....	15
图 29: 预计到 2025 年, 海上风电平均 LCOE 下降至 0.74 元/Kwh .....	16
图 29: 福建省 GDP 增速高于全国同期整体水平 .....	18
图 30: 2020 年福建省 GDP 排名升至全国第七 .....	18
图 31: 福建省发电能力与用电需求持续增长 .....	18
图 32: 福建省风力资源丰富 .....	19
图 33: 福建省风电利用小时数远高于全国平均 .....	19
图 34: 福建省长期保持零弃风限电 .....	19
图 35: 公司风电发电量持续增长 .....	22
图 36: 公司风电装机容量突破 100 万千瓦 .....	22
图 37: 2020 年公司风电发电量占福建省 23.5% .....	22
图 38: 电价政策调整后, 公司上网电价仍较为稳定 .....	23
图 39: 公司各电源装机平均利用小时数 .....	23
图 40: 公司风电平均利用小时数高于福建省平均水平 .....	23
图 41: 公司风电利用小时数高于同行业 .....	24
图 42: 公司风电上网电价超出同行业 (单位: 元/千瓦时) .....	24
图 43: 公司风电单瓦营收远超同行 (单位: 元/瓦) .....	24
图 44: 公司风电单瓦利润远超同行 (单位: 元/瓦) .....	24
图 45: 2020 年福能新能源净利润大幅增长 .....	25
图 46: 水深增加时, 海上风电支撑结构成本显著上升 .....	26
图 47: 离岸距离增大时, 海上风电安装成本显著上升 .....	26
图 48: 公司近年煤电装机新增较少 .....	28
图 49: 公司煤电发电量及增速 .....	28
图 50: 公司近年供热量持续增长 .....	28
图 51: 公司热电联产利用小时数高于同行业 .....	28
图 52: 鸿山热电联产装机单瓦净利润远超同行业火电 (单位: 元/瓦) .....	28
图 53: 近年煤电子公司净利润情况 (单位: 亿元) .....	29
图 54: 近年煤电子公司 ROE 持续提升 .....	29
图 55: 公司气电业务上网电量与替代电量 .....	29

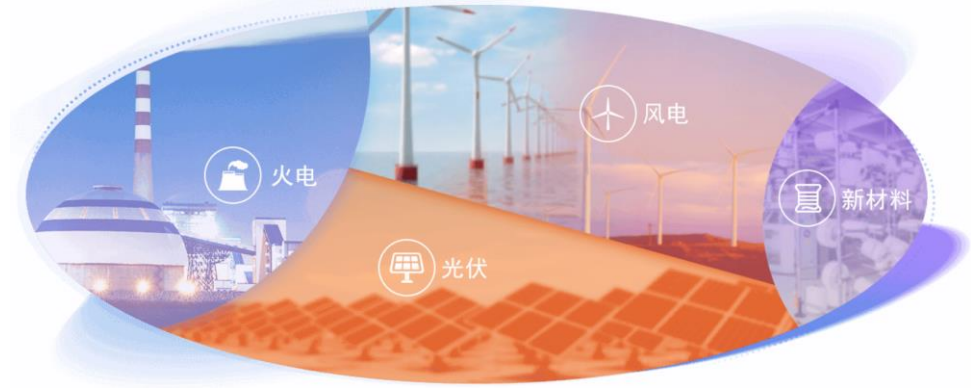
图 56: 2020 年晋江气电净利润出现较大回落.....	29
图 57: 晋江气电 ROE 近年下滑 .....	30
图 58: 公司近年投资收益高速增长.....	31
图 59: 联营企业带来的投资回报丰厚.....	31
图 60: 宁德核电营业收入与净利润.....	31
图 61: 海峡发电营业收入与净利润.....	31
表 1: 国家电网结合碳达峰、碳中和的目标与愿景, 从多个角度分析我国未来能源局势	11
表 2: 能源消费及碳排放约束下, 2030 及 2050 年光伏、风电装机情况 .....	12
表 3: 我国 2019-2030 年电力供需平衡表 .....	12
表 4: 2017 年以来推动可再生能源补贴拖欠问题的重要政策或者文件安排.....	14
表 5: 按照现有的技术水平, 以资本金收益率 8%测算, 各省海上风电电价与煤电标杆电价尚有差距 .....	15
表 6: 《中国“十四五”电力发展规划研究》中, 大型海上风电基地未来建设规划(单位: 万千瓦) .....	16
表 7: 我国主要沿海省份海风发展规划 .....	16
表 8: 国补退坡后, 地方补贴接力 .....	17
表 9: 较高的利用小时数使福建省海上风电度电成本(2019 年) 低于其他沿海省份 .....	20
表 10: 福建省 2020-2030 年风电光伏装机容量测算 .....	20
表 11: 福建省“十四五”规划能源发展重大工程 .....	21
表 12: 公司投运及在建风电项目 .....	22
表 13: 三峡集团在海上风电领域拥有丰富的开发经验与先进的开发技术.....	25
表 14: 公司与三峡能源在福建省开发的海上风电项目以交叉持股的方式实现稳定的合作 .....	25
表 15: 三峡能源 IPO 募资主要投资标的 .....	26
表 16: 福能与三峡装机增长空间广阔, 弹性较大 .....	27
表 17: 近年煤电子公司净利润及 ROE 情况 .....	29
表 18: 2020 年晋江气电替代电量结转延后使毛利润大幅下滑 .....	30
表 19: 公司联营企业权益比例及 2020 年经营情况 .....	31
表 20: 福能股份业务分拆预测 .....	32
表 21: 公司收入和净利润预测数据 .....	33
表 22: 同行业估值比较 .....	33

## 1. 福建省国资委旗下综合性电力运营龙头

### 1.1. “火电+新能源发电”为两大支柱业务

福建省国资委控股的综合性电力运营商。福能股份是福建省国资委旗下福能集团控股的上市公司，围绕成为“综合能源服务供应商”的目标，形成了以热电联产、天然气发电、光伏发电和风力发电为主的业务结构，并保留了重组上市前的纺织业务。近年公司积极拓展配售电、储能、微电网、分布式电源、多能互补和智慧能源等多项电力业务。

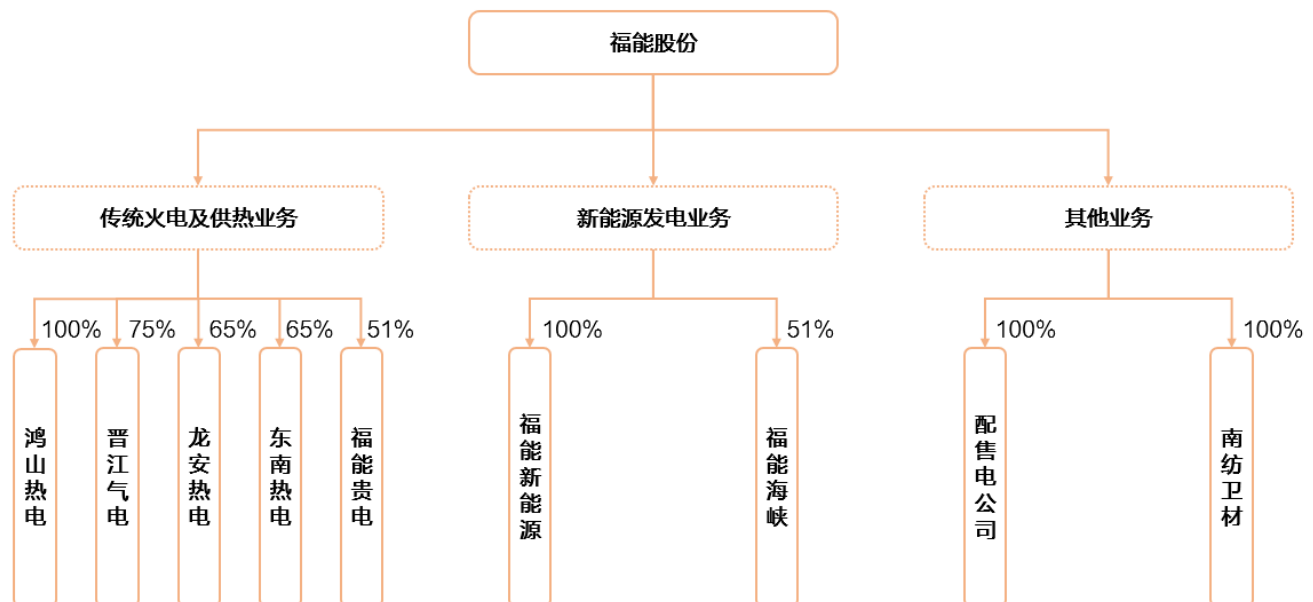
图 1：公司业务涵盖热电联产、气电、风电、光伏发电以及纺织



资料来源：公司官网、天风证券研究所

目前公司旗下共有 9 个子公司。鸿山热电、龙安热电、东南热电为热电联产企业，在福建省从事火力发电与供热业务，其中鸿山热电供热能力在福建省名列前茅，具有重要的影响力；晋江气电为天然气发电企业，具有启停快、调度便捷的特点，在福建省发挥调节电力系统峰谷差的作用；福能新能源与福能海峡为新能源发电企业，前者主要从事风电与光伏发电业务，后者主要进行公司与三峡集团合资的海上风电项目的开发。

图 2：公司业务以传统火电、供热、新能源发电为主



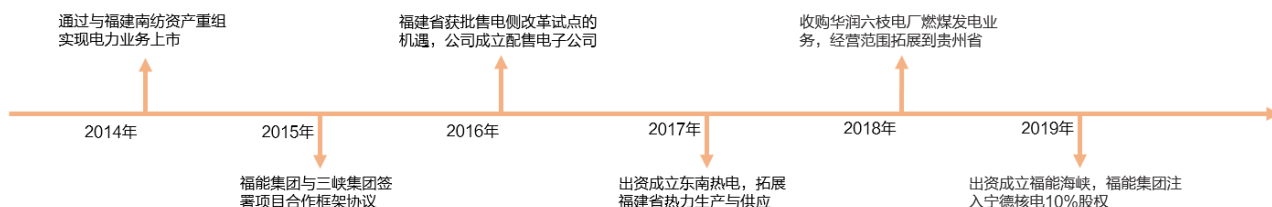
资料来源：Wind、天风证券研究所

注：持股比例截止 2020 年 12 月 31 日

公司于 2014 年通过与福建南纺资产重组完成上市。2014 年，福建省国资委旗下的福建南纺向福能集团定向增发股份，并以 46.46 亿元的价格购买鸿山热电 100% 股权、福能新能源 100% 股权、晋江气电 75% 股权，完成资产重组，更名为福能股份，福能集团的电力业务实

现上市；2015年，福能集团与三峡集团签署项目合作框架协议，在福建省海上风电资源开发上深入合作；2016年，公司抓住电力市场化体制改革、福建省获批售电侧改革试点的机遇，成立配售电公司；2017年，公司出资成立东南热电；2018年，公司收购华润六枝电厂燃煤发电业务；2019年，公司出资成立福能海峡，加大海上风电业务投入力度；此外，公司还通过投资宁德核电、中核霞浦核电等核电企业，完善电力多元化布局。

图 3：公司历史沿革

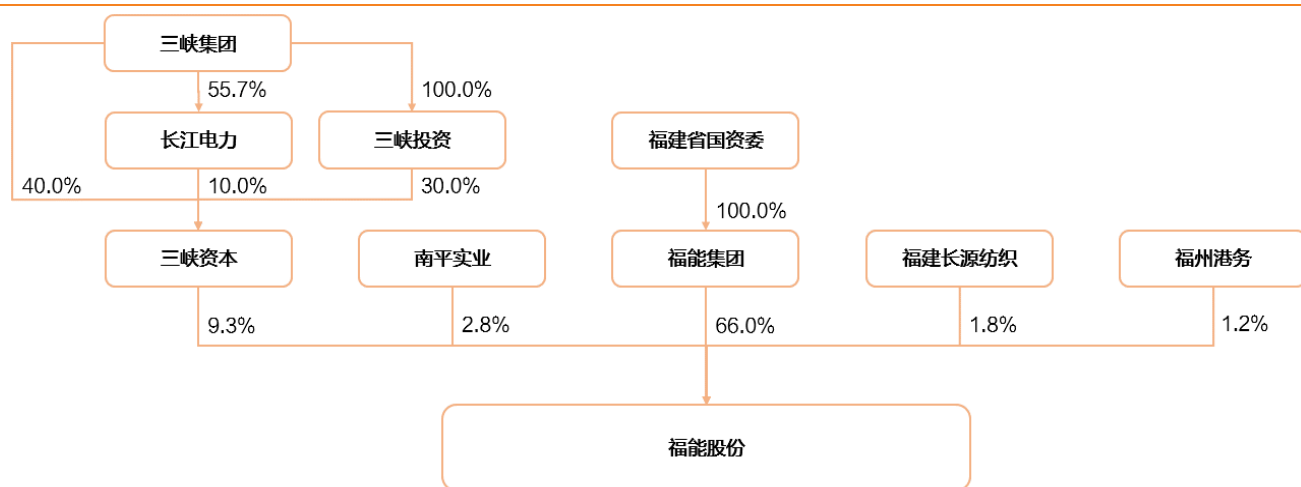


资料来源：公司公告、天风证券研究所

## 1.2. 福能集团与三峡资本为前两大股东

福能集团为公司大股东，拥有绝对控制权。公司股权结构较为集中，截止 2021Q1，前两大股东福能集团和三峡资本均为国资背景，分别持有公司 66.0%和 9.3%的股权。2020 年公司完成向福能集团的定向增发，换取宁德核电 10%股权，大股东持股数增加 2.09 亿，该部分股份将有 3 年限售期。

图 4：截止 2021Q1，福能集团与三峡资本分别持有公司 66.0%和 9.3%的股份



资料来源：Wind、天风证券研究所

福能集团是福建省国资委旗下的综合性能源企业，推动公司各项业务的发展。福能集团连年列入中国企业 500 强，布局能源、材料、医疗健康、金融等多个板块，拥有强大的综合实力，在各领域助力公司经营与发展。**火电方面**，福能集团拥有永安煤业、天湖山能源等福建省重点煤炭生产企业，在煤炭供应上保障公司采购渠道的稳定，2020 年公司向福能集团及子公司采购煤炭的比例达 27.52%；**风电方面**，福能集团与三峡集团签署合作框架协议，以公司为主体与三峡能源合作开展海上风电项目；此外，福能集团还通过注入宁德核电、神华福能股权等优质资产的方式，增厚公司投资收益。

三峡资本专注于清洁能源产业链投资，大股东是全国最大的清洁能源集团——三峡集团。三峡集团近年有序推进海上风电的开发，福建省丰富的海风资源受到三峡集团的重视。2015 年三峡集团与福建省政府签署战略合作协议，联手打造海上风电基地与海上风电装备制造产业基地，同年与福能股份签署项目合作框架协议，共同打造 300 万千瓦的海上风电项目；2016 年，三峡资本作为战略投资者参股福能股份，成为第二大股东。

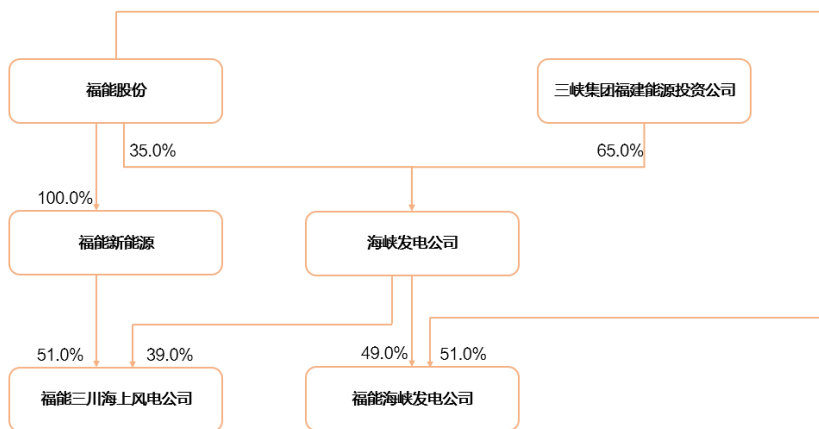
图 5：福建三峡海上风电国际产业园鸟瞰图



资料来源：福能集团微信公众号、天风证券研究所

“三峡系”与“福能系”通过互相参股，广泛开展海上风电项目合作。三峡能源完成 IPO 发行，226.6 亿元的融资将助力在建项目推进。截止 2020 年末，福能股份持有三峡集团开展福建省海上风电项目的海峡发电公司 35%的股份，三峡集团也通过子公司间接持股福能海峡发电公司约 32%的股份和福能三川海上风电公司约 25%的股份，双方通过股权纽带互相协调配合，在福清兴化湾、长乐外海、漳浦六鳌、莆田平海湾、平潭外海等地的海上风电项目开展合作。

图 6：公司与三峡集团在福建省海上风电板块互相参股



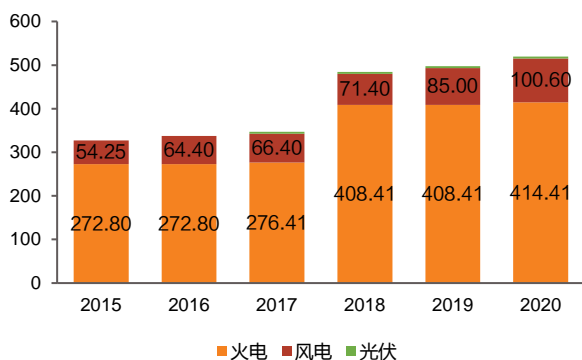
资料来源：Wind、天风证券研究所

### 1.3. 装机持续扩张，带动业绩逐年增长

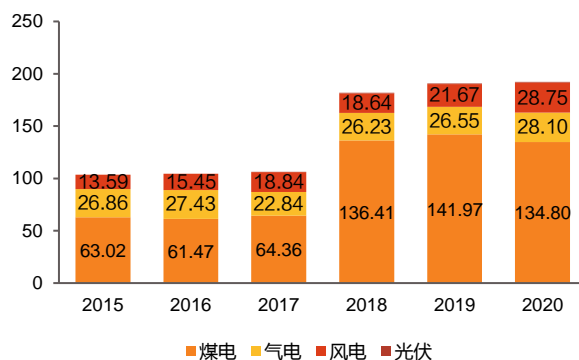
公司装机容量持续增长，风电已突破 100 万千瓦。重组上市以来，公司通过项目建设与收购扩充各类型装机容量。截止 2020 年末，公司总装机容量 519.3 万千瓦，其中火电 414.4 万千瓦，热电联产、气电、燃煤纯凝三种火电装机容量分别为 129.6、152.8、132.0 万千瓦；风电 100.6 万千瓦，占福建省风电装机的 20.7%；光伏 4.3 万千瓦。公司 2015-2020 年发电量年 CAGR 达 13.2%，2020 年总发电量 192.15 亿千瓦时，占福建省总发电量的 5.01%。

图 7：公司装机容量持续增长（单位：万千瓦）

图 8：公司发电量随装机增长（单位：亿千瓦时）



资料来源：公司公告、天风证券研究所

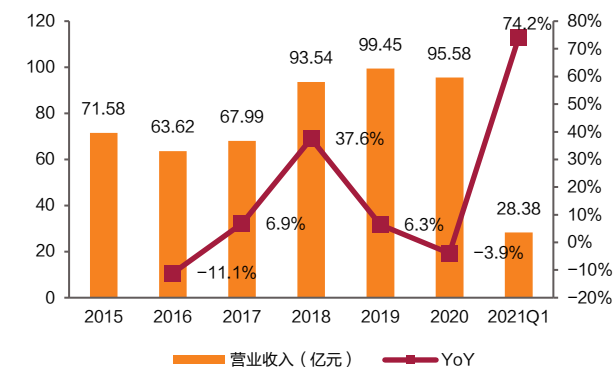


资料来源：公司公告、天风证券研究所

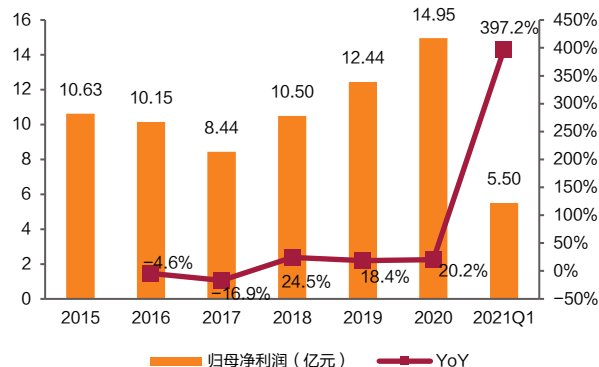
**装机容量增长带动营收与业绩增长。**2016-2020 年公司营收 CAGR 达 10.7%，2020 年实现营收 95.58 亿元，较 2019 年回落 3.90%，系疫情使工商业用电量降低，煤电发电量同比降低；2021 年一季度实现营收 28.38 亿元，同比增长 74.2%，系气电替代电量延后确认与上网电量、供热量同比增加。业绩方面，2016-2020 年归母净利润 CAGR 为 10.2%，2020 年实现归母净利润 14.95 亿元，较 2019 年增长 20.2%；2021 年一季度实现归母净利润 5.50 亿元，同比增长 397.2%，系营收增长与联营企业投资收益增长。

图 9：公司近年营业收入及增速

图 10：公司近年归母净利润及增速



资料来源：Wind、天风证券研究所



资料来源：Wind、公司公告、天风证券研究所

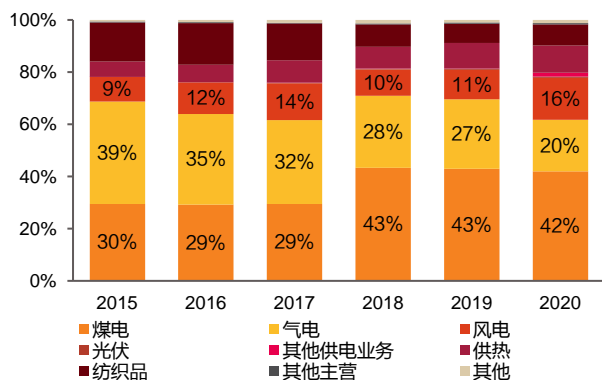
**火电为营收主要来源，风电占比逐步提升。**从营收结构上看，火电占比较高，2015-2017 年煤电贡献 30%左右的营收，气电贡献 32%-39%，2018 年华润六枝电厂注入使煤电营收贡献增至 43%；近年风电在建装机逐渐投运，风电营收占比逐渐提高，2020 年风电营收占比同比提高 5 个百分点至 16%。目前公司在建装机均为海上风电，随着在建风电项目投运，风电业务营收占比有望提升。

**高毛利率的风电业务规模扩大，有望带动公司 ROA 和 ROE 回升。**火电业务盈利情况受燃料成本影响波动较大，2015-2016 年煤电业务毛利率为 40%左右，气电为 16%左右，2017 年煤价与天然气价格上行后，煤电及气电毛利收窄。受火电业务利润降低影响，2016 与 2017 年公司 ROA 和 ROE 下滑。风电业务与之相反，具有较高且稳定的毛利率，2015-2020 年毛利率维持 63%-68%，随着公司风电业务规模扩大，ROA 与 ROE 水平有望进一步提升。

图 11：公司风电光伏比重逐步提高

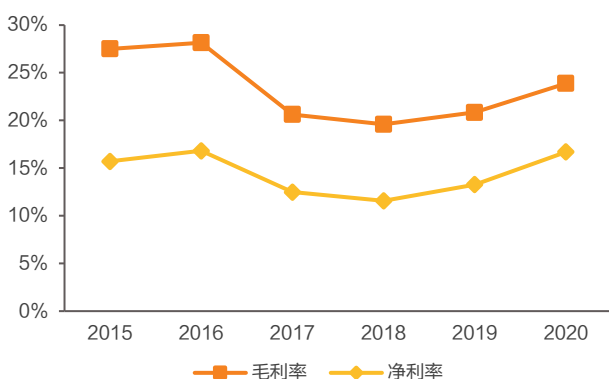
图 12：风电光伏利润贡献持续增长（单位：亿元）



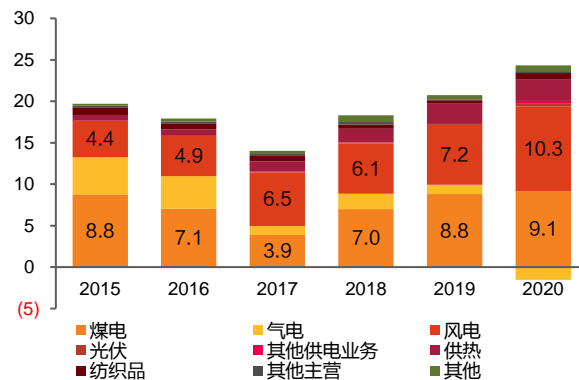


资料来源: Wind、公司公告、天风证券研究所

图 13: 公司近年毛利率与净利率持续回升

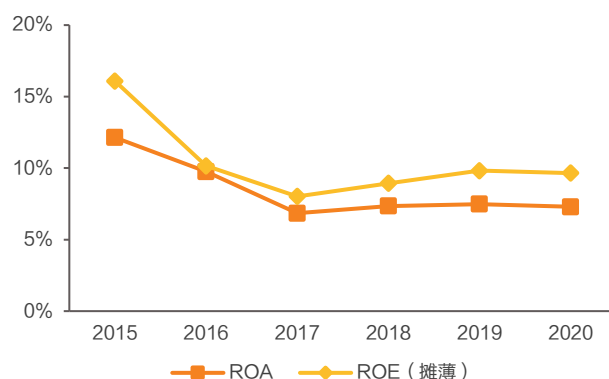


资料来源: Wind、公司公告、天风证券研究所



资料来源: Wind、公司公告、天风证券研究所

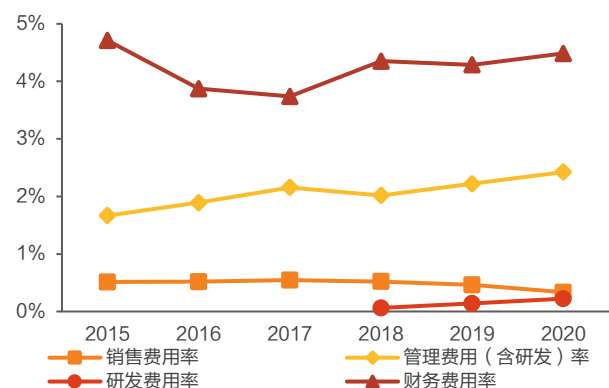
图 14: 公司近年投资回报率回暖



资料来源: Wind、天风证券研究所

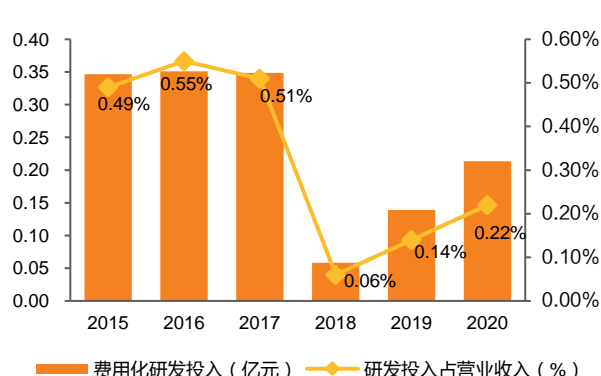
期间费用率较为稳定, 研发费用率近年降低。2020 年, 公司销售/管理(含研发)/财务/研发费用率分别为 0.33%/2.42%/4.48%/0.22%, 同比分别变化-0.13/+0.2/+0.19/+0.08 个百分点, 销售费用率降低系会计准则调整, 纺织业务部分项目纳入营业成本。研发投入方面, 公司的研发所获得的发明专利与实用新型专利集中在纺织业务, 2018-2020 年公司研发费用率较 2015-2017 年显著降低, 系纺织业务研发投入降低, 发明专利获取数量下降, 公司专注于电力业务。

图 15: 公司近年费用率较为稳定



资料来源: Wind、天风证券研究所

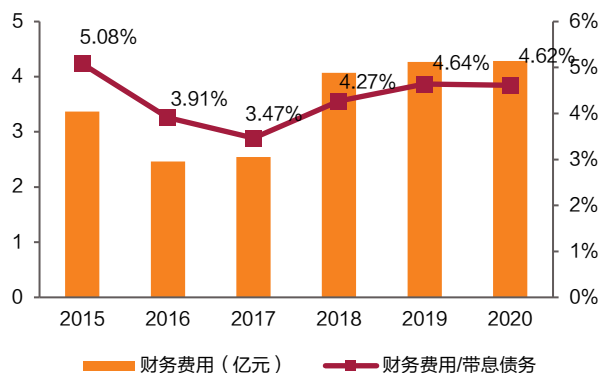
图 16: 公司近三年研发投入较之前降低



资料来源: 公司公告、天风证券研究所

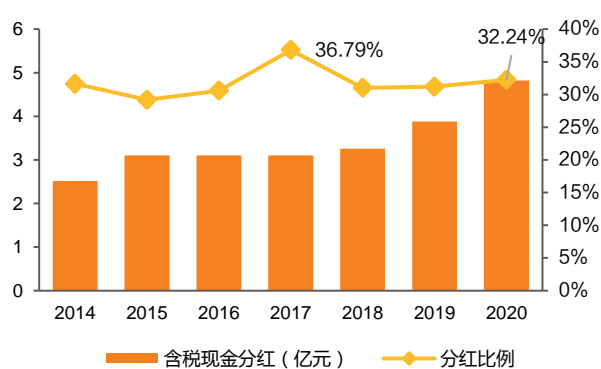
债务融资成本较为稳定, 分红金额持续增长。2015-2020 年公司财务费用/带息债务维持在 3.4%-5.1%, 债务融资成本较为稳定, 主体信用评级 AA+级。分红方面, 公司分红比例较为稳定, 2015-2020 年分红比例保持在 29%-37%; 分红金额随业绩持续增长, 2020 年分红金额达 4.82 亿元, 占当年归母净利润的 32.24%。

图 17：公司融资成本维持在较低水平



资料来源：Wind、天风证券研究所

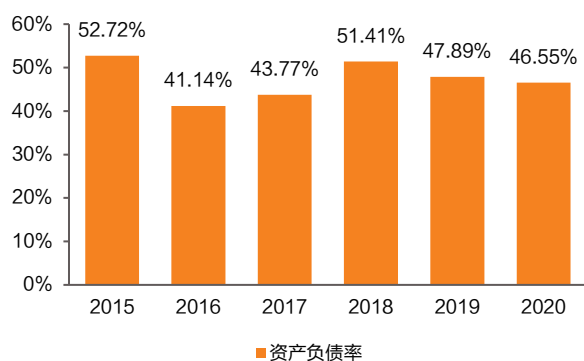
图 18：公司分红比例稳定在 30%左右



资料来源：公司公告、天风证券研究所

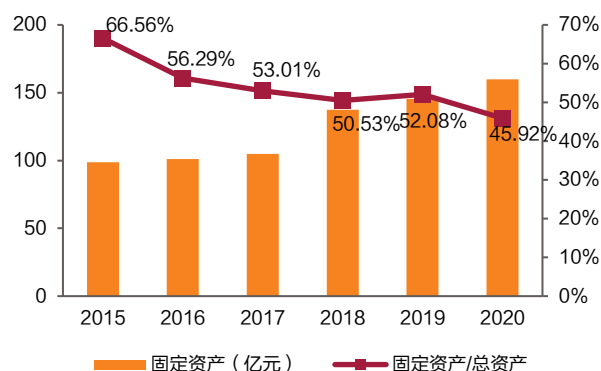
**固定资产持续增长，现金流表现良好。**2015-2020 年，公司资产负债率在 41%-53%范围内波动，固定资产随在建项目投产逐年增长，2020 年固定资产净值 159.87 亿元，占总资产的 45.92%。公司现金流情况良好，经营性现金流/净利润维持在 1.4 以上，2016-2019 年经营性现金流 CAGR 达 15.4%，2020 年受煤电发电量降低影响回落 16.54%至 22.62 亿元。

图 19：公司资产负债率稳定



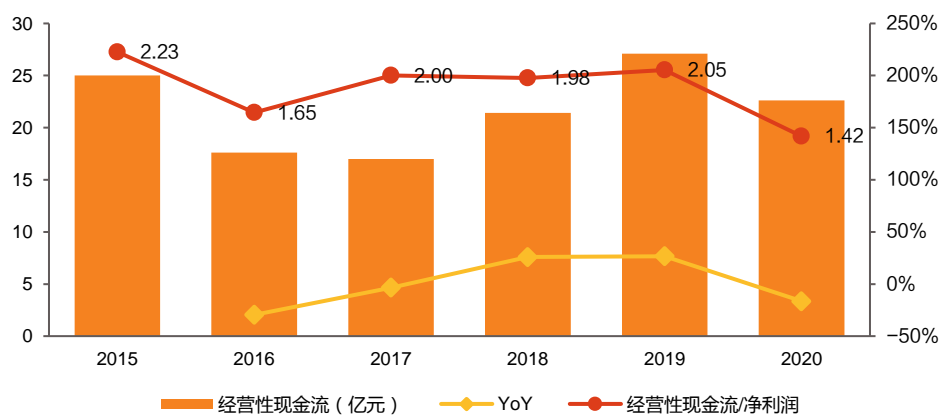
资料来源：Wind，天风证券研究所

图 20：固定资产随装机容量增长



资料来源：Wind，天风证券研究所

图 21：公司现金流情况良好



资料来源：Wind，天风证券研究所

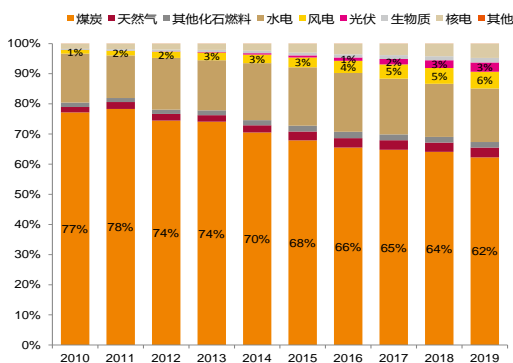
## 2. 碳中和背景下，福建省新能源装机有望加速增长

### 2.1. 碳中和承诺下，2050 年风光装机有望突破 50 亿千瓦

“碳达峰”至“碳中和”仅用 30 年，碳中和工作将加速推进。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。《中国长期低碳发展战略与转型路径研究》报告中指出，欧、美从碳达峰到碳中和，有 50-70 年过渡期，我国仅为 30 年，政策紧迫性较强。

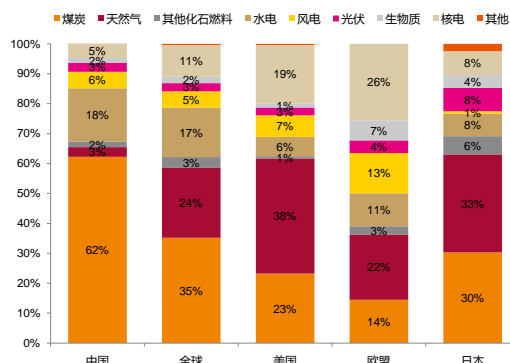
现阶段，发电行业电源结构仍以煤电为主，电源清洁发展是主导方向。从发电行业来看，目前我国电源结构仍然以煤电为主。2019 年，我国煤炭发电占比达 62%，而同期美国、欧盟、日本煤电占比仅为 23%、14%、30%。提高可再生能源发电占比，从而进一步降低煤电发电的占比，是电力部门实现能源减排的必由之路。据《中国电力企业管理》2020 年 11 期刊载的《碳中和、电力系统脱碳与煤电退出》，我国非化石能源可经济开发潜力巨大，水电约 5 亿千瓦、风电 80 亿千瓦、太阳能光伏 270 亿千瓦、核电 2.5 亿千瓦，为非化石能源的进一步开发奠定了资源基础。

图 22：我国历年电源结构



资料来源：Ember、天风证券研究所

图 23：与其他国家相比，我国发电行业中煤电占比较大



资料来源：Ember、天风证券研究所

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。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	研判未来发展形势
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
<b>各电源利用小时数</b>			
水电	3726	3726	3726
核电	7394	7394	7394
风电	2082	2182	2382
光伏	1285	1385	1585
<b>各电源装机规模（亿千瓦）</b>			
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、1.63tCO<sub>2</sub>/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展改革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%
<b>各类电源发电量（亿千瓦时）</b>												
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
<b>各类电源发电量占比</b>												
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%
<b>各类电源累计装机容量 (亿千瓦)</b>												
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
<b>各类电源累计装机容量占比</b>												
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%
<b>各类电源利用小时数</b>												
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. 存量补贴加速出清+平价来临，盈利和现金流逐步改善

**政策关注补贴缺口，存量补贴发放有望提速。**2017 年 4 月，国家相关部门出台《关于开展可再生能源电价附加补助资金清算工作的通知》，对已经纳入可再生能源电价附加资金补助目录的前六批项目进行资金清算，推动补贴资金尽快到位；2019 年 5 月出台的《关于完善风电上网电价政策的通知》，明确了 2021、2022 年陆上风电和海上风电补贴将相继退出，风电项目补贴总需求规模基本可以确定；2020 年以来政策步伐加紧，先后通过保证新增项目不新欠、公布各类项目全生命周期合理利用小时数以明确项目补贴金额等多种措施，限制补贴缺口的扩大，为解决补贴拖欠问题奠定了良好基础。2021 年 2 月，国家五部委联合发布《关于引导加大金融支持力度 促进风电和光伏发电等行业健康有序发展的通知》，提出了补贴确权贷款、足额征收可再生能源电价附加等政策措施，共同解决补贴拖欠问题。

表 4：2017 年以来推动可再生能源补贴拖欠问题的重要政策或者文件安排

颁布时间	政策或文件名称	与补贴政策相关的重要内容
2017.04	《关于开展可再生能源电价附加补助资金清算工作的通知》	✓ 对于纳入可再生能源电价附加资金补助目录的前六批项目进行资金清算，按可再生能源电价附加补助资金清算工作指南进行清算工作
2019.05	《关于完善风电上网电价政策的通知》	✓ 2018 年底之前核准的陆上风电项目，2020 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴；2019 年 1 月 1 日至 2020 年底前核准的陆上风电项目，2021 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴 ✓ 自 2021 年 1 月 1 日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴
2020.01	《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》	✓ 以收定支，新增补贴项目规模由新增补贴收入决定，做到新增项目不新欠 ✓ 开源节流，通过多种方式增加补贴收入、减少不合规补贴需求，缓解存量项目补贴压力 ✓ 凡符合条件的存量项目均纳入补贴清单
2020.01	《可再生能源电价附加资金管理暂行办法》	✓ 合理确定新增项目，确保新增项目不新欠，对于存量项目审核后纳入清单，并按序拨付补助并向社会公开
2020.03	《关于开展可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》	✓ 国家不再发布可再生能源电价附加补助目录，而由电网企业确定并定期公布符合条件的可再生能源发电补贴项目清单 ✓ 补贴清单由电网企业公布以及具体流程。各单位按照要求，按照“成熟一批，公布一批”的原则，分阶段完成补贴清单的公布
2020.09	《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》	✓ 对各类项目全生命周期合理利用小时数进行明确规定，并确定补贴电量确定公式 ✓ 规定风电、光伏发电项目自并网之日起满 20 年后，生物质发电项目自并网之日起满 15 年后，无论项目是否达到全生命周期补贴电量，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易
2021.02	《关于引导加大金融支持力度促进风电和光伏发电等行业健康有序发展的通知》	✓ 金融机构按照商业化原则与可再生能源企业协商展期或续贷 ✓ 金融机构按照市场化、法治化原则自主发放补贴确权贷款 ✓ 对补贴确权贷款给予合理支持 ✓ 补贴资金在贷款行定点开户管理 ✓ 通过核发绿色电力证书方式适当弥补企业分担的利息成本 ✓ 足额征收可再生能源电价附加 ✓ 优先发放补贴和进一步加大信贷支持力度 ✓ 试点先行

资料来源：发改委、财政部、天风证券研究所

**存量补贴问题解决对新能源运营商现金流修复作用显著。**通过对一个典型风电项目模型进行详细测算后发现，补贴拖欠对项目的现金流影响十分明显，在项目补贴完全没有受到拖欠情况下，项目的资本 IRR 达 13%，但是随着补贴的逐年拖欠，项目的 NPV 呈现明显下降，当补贴连续拖欠 5 年之后，项目 NPV 较补贴正常发放时下滑 60%，资本 IRR 也从 13% 下滑至 8%，降幅达 5pct。因此，我们分析认为，在存量补贴得到逐步解决后，项目的现金流和盈利能力有望得到明显改善，ROE 也将逐步提高。

图 24：补贴拖欠导致 NPV 下滑明显

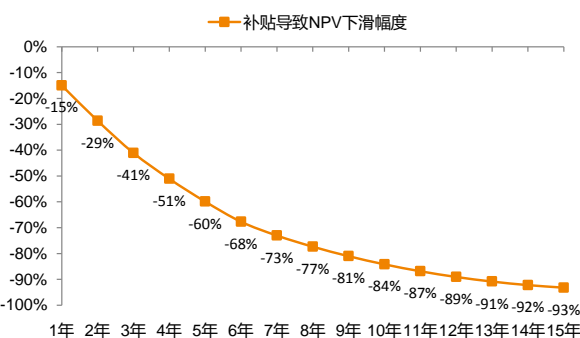
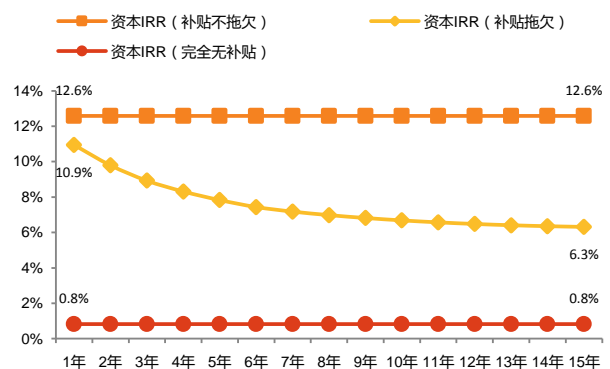


图 25：补贴拖欠导致资本 IRR 下滑明显



资料来源：财政部、中国产业信息网、天风证券研究所

资料来源：财政部、中国产业信息网、天风证券研究所

### 2.3. 海风：降本空间较大，平价上网已临近

相较于陆风，海上风电造价成本高，实现平价仍需过渡期。海上风电的建设、运维需要在恶劣的海洋环境中进行，因而相较于陆上风电，其规划、开发更为复杂，总安装成本也较高。且考虑到离岸距离的因素，海上风电电网连接方面的成本也会更高。2021年之后，海上风电国补将退出，但海上风电距离真正平价尚有距离。

表 5：按照现有的技术水平，以资本金收益率 8% 测算，各省海上风电电价与煤电标杆电价尚有差距

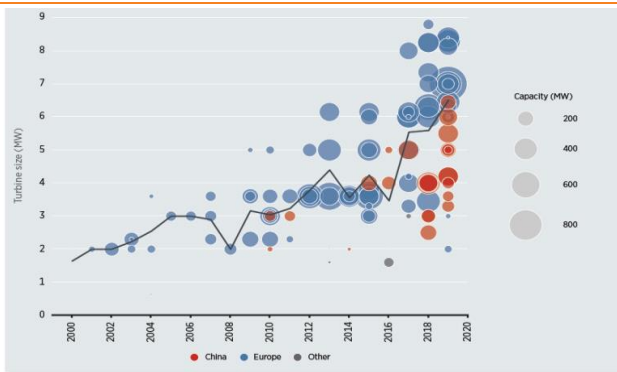
省份	平均风速 (米/秒)	等效满负荷 小时数	平均造价水平 (元/千瓦)	资本金 8% 反算 电价	标杆煤电 价格	差价
辽宁	6.5-8.0	2500-2800	16500	0.6759-0.7570	0.375	0.30-0.38
天津	6.5-8.0	2500-3000	16500	0.6308-0.7570	0.366	0.27-0.38
河北	6.5-8.0	2500-3000	16500	0.6308-0.7570	0.372	0.26-0.39
山东	6.5-8.0	2500-3200	16500	0.5914-0.7570	0.395	0.20-0.36
江苏	7.0-8.0	2800-3500	16000	0.5255-0.6568	0.391	0.13-0.27
上海	7.0-8.0	2800-3500	16000	0.5255-0.6568	0.416	0.11-0.24
浙江	7.0-8.0	2800-3500	17000	0.5559-0.6949	0.415	0.14-0.28
福建	7.5-10.0	3000-4500	18000	0.4561-0.6841	0.393	0.06-0.29
广东	7.0-9.0	2500-3800	18000	0.5401-0.8210	0.453	0.09-0.37
广西	6.5-8.0	2200-2800	17500	0.7140-0.9087	0.421	0.29-0.49
海南	6.8-8.5	2200-3000	17500	0.7242-0.9087	0.430	0.14-0.48

资料来源：北极星风力发电网、天风证券研究所

注：上图剔除了风电“抢装”带来的成本溢价

海风可通过发电量提升，工程造价、运维费用等成本下降实现 LCOE 最优。发电量角度看，大兆瓦/大叶轮机组的开发应用，以及叶片、风机传感及控制等技术领域的创新，可助力提升机组发电量。目前我国海上风电平均单机容量相较欧洲仍较小，据《中国“十四五”电力发展规划研究》预测，到 2025 年，我国海上风机单机容量有望提升至 9.5MW；工程造价角度看，可综合考虑海水深度、潮位变动幅度、冰况、波况、风况、风电机组装机容量、地基土、风场附近通航（防撞防护）等情况，提升海上风电工程设计技术水平，降低工程造价；运维成本看，可通过大数据技术的应用，例如搭建海上风电机组智慧运维管理平台等方式，降低运维费用，此外，相同装机规模下，单机功率越大，需安装的风机台数越少，也可降低需投入的运维成本。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从 2019 年 1.68 万元/千瓦下降至 2025 年 1.37 万元/千瓦，海上风电度电成本将从 2019 年 0.91 元/千瓦下降至 2025 年 0.74 元/千瓦。

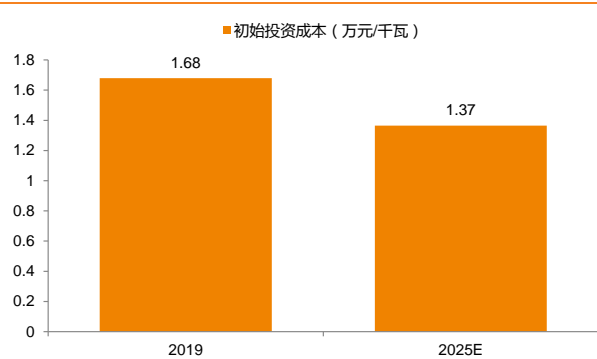
图 26：相较欧洲，我国海上风电平均单机容量仍有提升空间



资料来源：IRENA、天风证券研究所

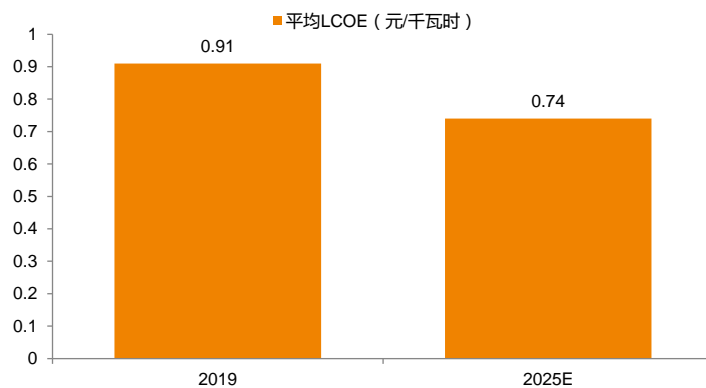
注：纵轴为单机容量，红色圆圈代表中国，蓝色圆圈代表欧洲

图 27：预计 2025 年，海风初始投资下降至 1.37 万元/千瓦



资料来源：《中国“十四五”电力发展规划研究》、天风证券研究所

图 28：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

**规模化发展也有望助力海风降本增效。**海上风电规模化开发，一方面可以提高施工效率、降低施工成本，另一方面可以分摊送出海缆、升压站、设备费用、测风塔、海域使用费等投资成本，以及建成后的运维成本。据《中国“十四五”电力发展规划研究》，我国将主要在广东、江苏、福建、浙江、山东、辽宁和广西沿海等地区开发海上风电，重点开发 7 个大型海上风电基地，大型基地 2035 年、2050 年总装机规模分别达到 7100 万、1.32 亿千瓦。

表 6：《中国“十四五”电力发展规划研究》中，大型海上风电基地未来建设规划（单位：万千瓦）

年份	2025 年	2035 年	2050 年
广东沿海基地	800	3000	6500
江苏沿海基地	1000	1500	2000
福建沿海基地	200	300	1000
浙江沿海基地	200	600	1000
山东沿海基地	500	900	1400
辽宁沿海基地	140	300	500
广西沿海基地	200	500	800
合计	3040	7100	13200

资料来源：《中国“十四五”电力发展规划研究》、天风证券研究所

**东部沿海省份发展海风意义重大，十四五期间海风发展或提速。**东部沿海省份经济较发达，总能耗约占全国 50%左右，目前能源供应主要依赖化石能源，海上风电有望成为其能源低碳转型重要发展方向。且从产业规划看，由于海风技术壁垒高且产业链较长，依托海上风电开发，通过产业配套及产业组合，或将形成千亿级产业集群，可进一步带动当地经济发展。目前，广东、江苏均提出 2025 年底海风装机 1500 万千瓦的目标。

表 7：我国主要沿海省份海风发展规划

时间	省份	政策名称	内容
2017 年 3 月	福建	《国家能源局关于福建省海上风电规划的复函》	到 2020 年底，福建省海上风电装机规模达到 200 万千瓦以上，到 2030 年底要达到 500 万千瓦以上
2018 年 4 月	广东	《广东省海上风电发展规划(2017-2030 年)(修编)》	到 2020 年底广东省要开工建设海上风电装机容量 1200 万千瓦以上，其中建成投产 200 万千瓦以上；到 2030 年底建成约 3000 万千瓦。
2018 年 5 月	山东	《山东海洋强省建设行动方案》	到 2022 年,全省开工建设海上风电装机规模达到 300 万千瓦左右。
2020 年 5 月	广东	《关于培育发展战略性支柱产业群和战略性新兴产业集群的意见》	大力发展先进核能、海上风电、太阳能等优势产业；建设沿海新能源产业带，重点打造阳江海上风电全产业链基地
2020 年 6 月	江苏	《南通市打造风电产业之都三年行动方案(2020-2022 年)》	着力建设海上风电装备制造、海上风电运维、海洋新兴产业三基地和风电科技研发、风电设备检测、风电智慧大数据三中心



2020年10月	广东	《广东省培育新能源战略性新兴产业集群行动计划(2021—2025年)》	争取2025年前海上风电项目实现平价上网,到2025年底累计投产海上风电约1500万千瓦
2020年11月	江苏	《江苏省“十四五”可再生能源发展专项规划(征求意见稿)》	到2025年底,全省海上风电并网装机规模达到1400万千瓦,力争突破1500万千瓦
2020年12月	广东	《关于促进我省海上风电有序开发及相关产业可持续发展的指导意见(征求意见稿)》	计划于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
2021年2月	浙江	《浙江省能源发展“十四五”规划(征求意见稿)》	到2025年浙江省风电装机容量达到630万千瓦,其中海上风电达到500万千瓦。
2021年5月	山东	《山东省能源发展“十四五”规划(征求意见稿)》	到2025年山东省风电装机达到2500万千瓦,积极开发渤中、半岛北、半岛南三大片区海上风电资源,重点打造千万千瓦级海上风电基地
2021年6月	浙江	《浙江省电力发展“十四五”规划(征求意见稿)》	“十四五”期间打造3个以上百万千瓦级海上风电基地,新增海上风电装机455万千瓦以上
2021年6月	广东	《促进海上风电有序开发和相关产业可持续发展的实施方案》	到2021年底广东省海上风电累计投产装机容量达到400万千瓦,到2025年底力争达到1800万千瓦;2025年起并网项目不再补贴

资料来源:北极星风力发电网、国家能源局、江苏省人民政府、北极星输配电网、海南省人民政府、山东省政府、广东省发改委、南通市人民政府、角马能源、每日风电、天风证券研究所

**国补退坡后,地补有望接力,海上风电经济性下降空间有限。**2021年2月,国家能源局发布《关于征求2021年可再生能源电力消纳责任权重和2022-2030年预期目标建议的函》,明确各地非水可再生能源消纳责任权重。次月,国家能源局发布的《关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知(征求意见稿)》中提出,支持地方结合本地实际,出台海上风电等发电项目等激励政策,调动社会资本参与风电、光伏发电建设的积极性。

目前海上风电建造成本虽有下滑,但离平价上网仍有一定距离,在非水可再生能源消纳责任权重落地倒逼新能源装机背景下,地方政府有望接力海上风电补贴,海上风电项目的经济性下降空间或有限。如广东省于2021年6月出台补贴方案,明确对2018年底前已完成核准、2022-2024年全容量并网的未能享受国家补贴的海上风电项目进行补贴。

中国可再生能源学会风能专业委员会秘书长秦海岩表示,我国海上风电产业正值关键成长期,必须保持一定的补贴才能维持产业进一步发展,建议地方政府接棒补贴新增并网的海上风电项目,2022年补贴强度预计0.35元/千瓦时,此后逐年下降0.05元,2026年退坡为零。据他测算,这些补贴分摊至沿海省份,各省每年约需3.6-9.0亿元,占广东、江苏、福建等主要沿海省份2018年财政收入的比例最高不超过0.3%,最低仅为0.03%,但通过这些补贴可为地方政府带来每年超过500亿元的固定资产投资及长久税收。

目前沿海省份均在大力发展海上风电产业,积极推动海上风电规模化建设。福建省倾力打造的百亿级三峡海上风电国际产业园引进了国内外知名海上风电设备制造企业,包括金风科技、江苏中车、西安风电以及GE、LM等,总投资超过40亿元;江苏大丰海上风电产业园已形成集铸件、电机等环节于一体的完整产业链,到2025年海上风电产业年销售规模将突破500亿元;广东省大力建设阳江海上风电产业基地,规划面积达到7.4平方公里,将建设全球最大的150米叶片全尺寸实验室、整机实验室及在役机组检验实验室。

表8:国补退坡后,地方补贴接力

时间	区域	政策名称	内容
2020年1月	全国	《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》	2021年后新增海上风电和光伏项目不再纳入中央财政补贴范围
2020年6月	上海	《上海市可再生能源和新能源发展专项资金扶持办法(2020版)》	对海上风电和光伏按照发电量给予连续5年的奖励,其中近海风电奖励标准为0.1元/千瓦时,深远海风电另行研究确定
2021年3月	全国	《关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知(征求意见稿)》	支持地方结合本地实际,出台海上风电、分散式风电、户用光伏、自调节分布式系统、离网分布式发电项目等激励政策,调动社会资本参与风电、光伏发电建设积极性

2021年6月 广东 《促进海上风电有序开发和相关产业可持续发展的实施方案》 对2018年底前已完成核准、2022-2024年全容量并网的未能享受国家补贴的海上风电项目进行补贴，2022/2023/2024对应的补贴标准为每千瓦1500/1000/500元

资料来源：北极星风力发电网、国家能源局、天风证券研究所

**福建省能源结构转型紧迫性强，地方出台海风补贴可能性较大。**目前福建省非水可再生能源装机占比较低，2022-2030年消纳比例需要从8.8%提升至20.2%，能源结构转型紧迫性强。由于当地太阳能资源不佳，光伏平均利用小时数仅为1000小时左右，丘陵地形又限制了集中连片的陆上风电场建设，因此海上风电有望承担2022-2030年福建省非水可再生能源装机的大部分增量，福建省政府或将出台海上风电激励政策，鼓励海上风电项目建设推进，以应对非水可再生能源消纳责任权重的压力。

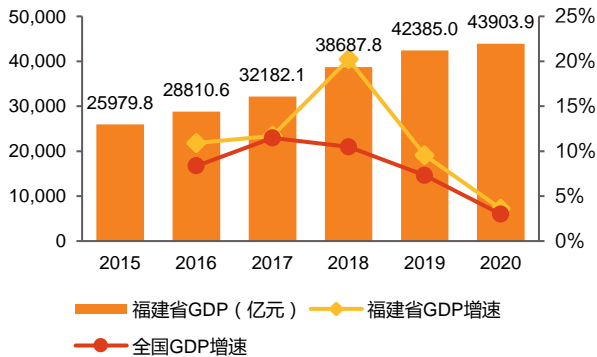
## 2.4. 福建省：用电需求旺盛，海风开发有望加速

### 2.4.1. 福建省 GDP 全国第七，用电需求持续提升

**福建经济高速发展，GDP 排名升至全国第七。**福建省 GDP 2015-2020 年 CAGR 高达 11.1%，超过全国平均 3 个百分点，2020 年 GDP 为 43903.9 亿元，GDP 全国排名自 2015 年的第 11 名上升至 2020 年的第 7 名，庞大的生产总值及较高的增速表明福建省经济发展势头强劲，用电需求持续增长。

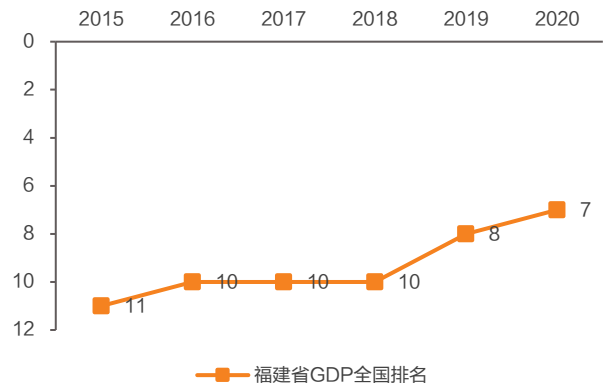
**福建省用电需求旺盛，发电能力需持续提升。**2020 年，福建省全社会用电量 2483.0 亿千瓦时，同比增长 3.36%，位居全国第 10。2015-2020 年，福建省发电量与用电量均保持增长趋势，在火电等传统能源增量受限的情况下，拥有丰富的清洁能源资源的福建省将大力开展清洁能源基地建设，以满足省内旺盛的用电需求。

图 29：福建省 GDP 增速高于全国同期整体水平



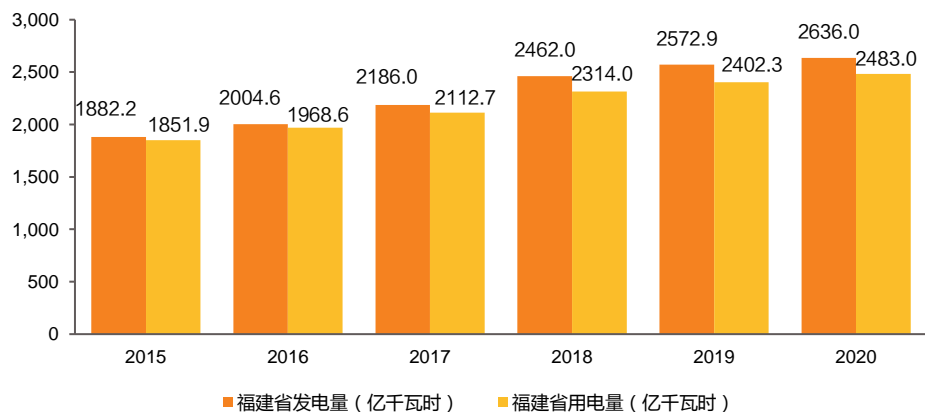
资料来源：Wind、天风证券研究所

图 30：2020 年福建省 GDP 排名升至全国第七



资料来源：Wind、天风证券研究所

图 31：福建省发电能力与用电需求持续增长

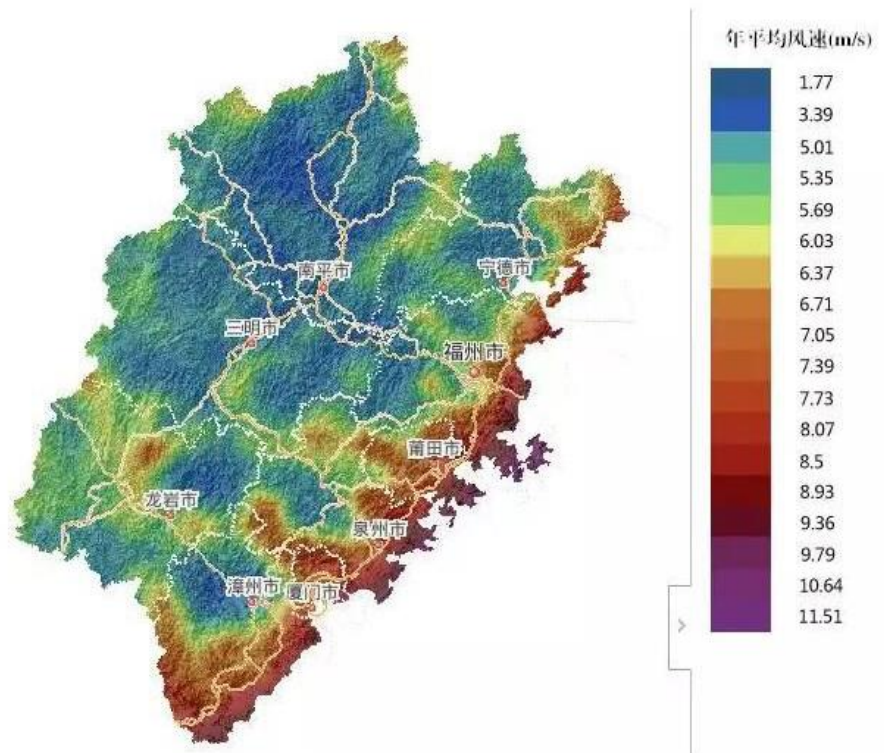


资料来源：公司公告、天风证券研究所

### 2.4.2. 独特的环境为福建风电高质量发展奠定基础

“狭管效应”与季风造就福建省得天独厚的风力环境。福建省拥有 6128 公里的海岸线与 13.6 万平方公里的海域面积，地处亚热带，风力资源丰富，10 米高度风能总储量 4131 万千瓦，技术可开发容量 607 万千瓦。因濒临东海与台湾海峡，受“狭管效应”与季风影响明显，福建省沿海区域风速大，近海 100m 高年均风速为 9.0-11.0m/s，高于江苏省的 6.5-7.8 m/s 和广东省的 7.0-8.5 m/s。狭长的海岸线与较高的风速为福建省创造了发展海上风电的独特条件。

图 32：福建省风力资源丰富

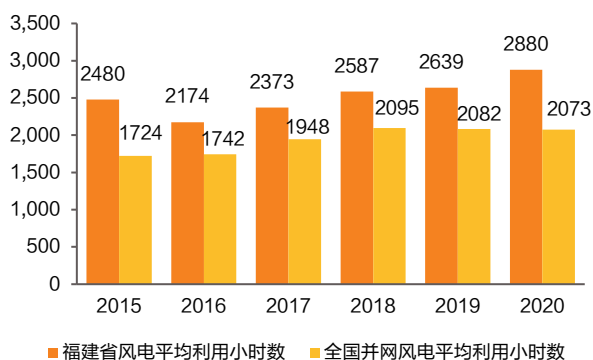


资料来源：北极星风力发电网、天风证券研究所

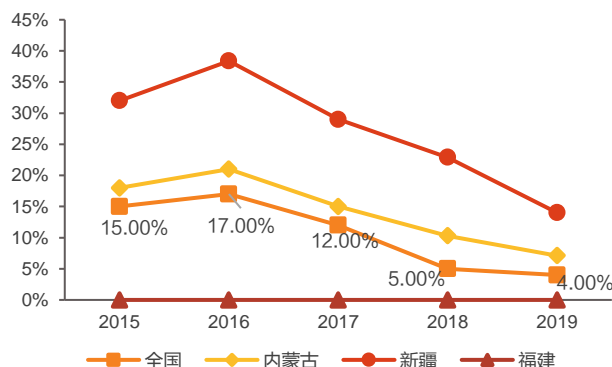
福建省风电利用小时数高，弃风限电率长期为零。优质的风力条件与政策保障使福建省风电拥有较高的利用小时数和长期为零的弃风限电率。利用小时数方面，2015-2020 年福建省风电平均利用小时数超过全国平均 578.16 小时。2020 年福建省风电利用小时数 2880 小时，超过全国平均 807 小时。弃风限电是限制风电发展的重要原因，近年全国弃风限电率逐渐降低，2016-2019 年全国平均弃风限电率由 17.0% 降至 4.0%。福建省严格执行清洁能源优先上网政策，未发生弃风限电，风电消纳得到保障。

图 33：福建省风电利用小时数远高于全国平均

图 34：福建省长期保持零弃风限电



资料来源：公司公告，国家能源局、天风证券研究所



资料来源：Wind、天风证券研究所

**福建省风电度电成本低于其他沿海省份。**根据中国电力《“十四五”中国海上风电发展关键问题》测算，2019年福建省海上风电度电成本为0.487-0.588元/千瓦时，低于江苏、浙江、上海、广东等沿海省市。从单位装机造价来看，福建省的岩石型结构和台风因素使海风装机整体造价最高，但丰富的风力资源使海风具有较高的等效利用小时数，弥补了海床结构与台风因素带来的投资成本差异，度电成本相对较低。随着基础施工技术进步，福建省有望成为我国海上风电价格洼地。

表 9：较高的利用小时数使福建省海上风电度电成本（2019年）低于其他沿海省份

省份（市）	单位造价（元/千瓦）	等效利用小时数	度电成本（元/千瓦时）
福建	17500-18500	3500-4000	0.487-0.588
江苏	14500-16500	2500-3000	0.538-0.645
广东	16500-17500	2800	0.656-0.695
浙江	15500-16500	2600-2800	0.616-0.706
上海	15000-16500	2800-3000	0.596-0.656

资料来源：时智勇、王彩霞、李琼慧《“十四五”中国海上风电发展关键问题》、天风证券研究所

#### 2.4.3. 非水可再生消纳责任权重落地，福建海风建设有望加速

**风电在福建省能源结构中占比将持续提升。**截止2020年末，福建省风电装机规模为486万千瓦，在福建省总电源装机中的占比为7.63%，占比较提升至2015年的两倍以上。近年福建省转向海上风电建设，2017年国家能源局复函同意《福建省海上风电规划》明确，到2020年底，福建省海上风电装机规模达到200万千瓦以上，2030年底达到500万千瓦以上，海上风电建设项目包括福州、漳州等区域所辖海域的17个风电场，总规模为1330万千瓦。

**非水可再生消纳责任权重落地，福建省海上风电发展需求迫切。**国家能源局《关于征求2021年可再生能源电力消纳责任权重和2022-2030年预期目标建议的函》建议，2030年福建省可再生能源电力消纳责任权重达40%，非水消纳责任权重达20.2%。预计到2030年福建省用电量3929.4亿千瓦时，假设风电、光伏以8:2的比例承担非水可再生能源发电量的增量，2030年福建省风电、光伏发电量将分别达到548.6亿千瓦时和203.9亿千瓦时，装机容量分别为2001.3和1743.2万千瓦。由于福建省陆上风电受丘陵地形限制，难以新建大规模风电场，海上风电有望承担风电装机的大部分增量。

表 10：福建省 2020-2030 年风电光伏装机容量测算

	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
总用电量（亿千瓦时）	2483.0	2658.0	2817.5	2986.5	3135.9	3292.6	3424.4	3561.3	3686.0	3815.0	3929.4
同比增速		7.0%	6.0%	6.0%	5.0%	5.0%	4.0%	4.0%	3.5%	3.5%	3.0%
总发电量（亿千瓦时）	2636.0	2832.1	3002.0	3182.2	3341.3	3508.3	3648.7	3794.6	3927.4	4064.9	4186.8
同比增速		7.4%	6.0%	6.0%	5.0%	5.0%	4.0%	4.0%	3.5%	3.5%	3.0%

非水可再生消纳权重	7.0%	7.5%	8.8%	9.9%	11.4%	12.9%	14.3%	15.8%	17.3%	18.7%	20.2%
<b>发电量增量 (亿千瓦时)</b>											
风电		19.8	37.7	39.3	49.5	53.8	45.5	51.1	52.5	53.0	56.2
光伏		5.0	9.4	9.8	12.4	13.5	19.5	21.9	22.5	22.7	24.1
<b>发电量 (亿千瓦时)</b>											
风电	115.2	135.0	172.8	212.1	261.6	315.4	360.8	411.9	464.4	517.4	573.7
光伏	18.1	23.1	32.5	42.3	54.7	68.2	87.6	109.5	132.0	154.8	178.9
<b>风光发电量占比</b>											
风电	4.4%	4.8%	5.8%	6.7%	7.8%	9.0%	9.9%	10.9%	11.8%	12.7%	13.7%
光伏	0.7%	0.8%	1.1%	1.3%	1.6%	1.9%	2.4%	2.9%	3.4%	3.8%	4.3%
<b>利用小时数</b>											
风电	2880	2890	2900	2910	2920	2930	2940	2950	2960	2970	2980
光伏	1063	1073	1083	1093	1103	1113	1123	1133	1143	1153	1163
<b>新增装机容量 (万千瓦)</b>											
风电		68.6	130.2	135.1	169.4	183.7	154.6	173.2	177.3	178.5	188.7
光伏		46.2	87.1	89.9	112.1	120.9	173.5	193.3	196.8	197.0	207.2
<b>累计装机容量 (万千瓦)</b>											
风电	486.1	554.7	684.9	820.0	989.4	1173.0	1327.6	1500.8	1678.2	1856.7	2045.4
光伏	202.6	248.8	335.9	425.9	538.0	658.8	832.3	1025.6	1222.4	1419.4	1626.7

资料来源:《关于征求 2021 年可再生能源电力消纳责任权重和 2022—2030 年预期目标建议的函》、《2021 年各省(区、市)可再生能源电力消纳责任权重》、《2022 年各省(区、市)可再生能源电力消纳责任权重预期目标》、Wind、公司公告、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;总用电量为福建省全社会用电量

**福建省重视风电发展,计划“十四五”期间大力发展海上风电装备产业。**2021年3月,福建省政府发布《福建省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》,强调加快海上风电装备产业升级,打造以莆田、泉州为新能源产业核心,宁德、漳州储能产业基地和兴化湾——平海湾海上风电产业园为两翼的新能源产业布局。海上风电装备制造产业的引入有望助力福建省海上风电项目建设推进。

表 11:福建省“十四五”规划能源发展重大工程

能源类型	重大工程
水电	周宁、永泰、厦门、云霄抽水蓄能电站
火电	神华罗源湾电厂、华电可门电厂三期、泉惠热电联产工程
核电	福清核电 6 号机组、霞浦核电 1、2 号机组、漳州核电 1、2 号机组建设,宁德核电 5、6 号机组开工建设,漳州核电 3-6 号机组、华能霞浦核电前期工作
天然气	漳州 LNG 接收站、哈纳斯莆田 LNG 接收站、中石油 LNG 接收站、海西二期管网
风电	长乐外海、平海湾、漳浦六鳌等海上风电项目、深远海海上风电基地示范工程
储能	宁德储能电站
氢能	福清、长乐等氢能产业基地

资料来源:《福建省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》、天风证券研究所

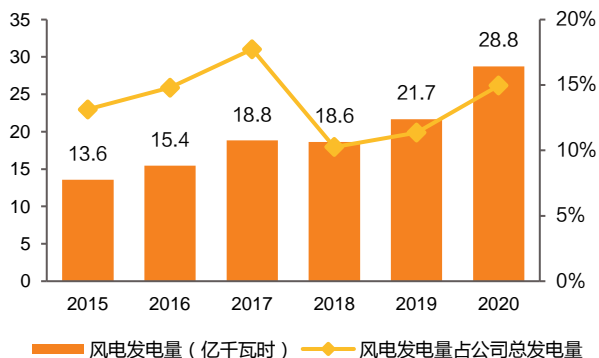
### 3. 风电装机持续扩张,福能+三峡协同推动海风建设

#### 3.1. 公司在建陆风全面并网,海风是未来主力增长点

**公司风电装机与发电量持续增长。**2020 年公司风电装机容量突破 100 万千瓦,占福建省风电装机的 21%,位居福建省前列。从结构上看,截止 2020 年末公司风电装机容量占公司

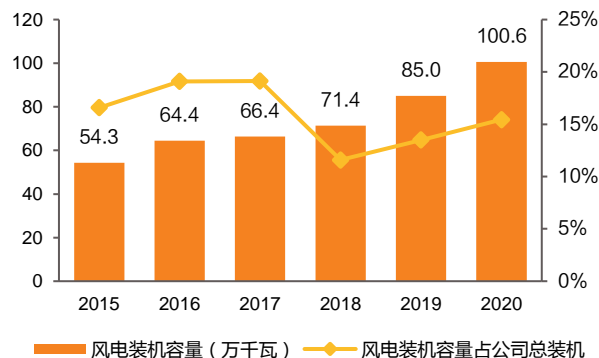
全类型装机容量的 15.45%。目前公司在建项目均为海上风电项目，随着在建项目的陆续投运，风电装机占比将继续提高。

图 35：公司风电发电量持续增长



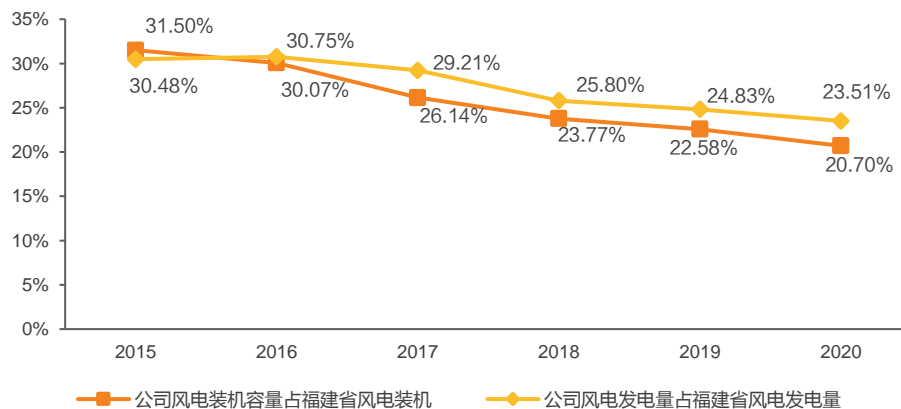
资料来源：公司公告、天风证券研究所

图 36：公司风电装机容量突破 100 万千瓦



资料来源：公司公告、天风证券研究所

图 37：2020 年公司风电发电量占福建省 23.5%



资料来源：公司公告、天风证券研究所

自上市以来公司风电项目不断增加，截止 2020 年末在建项目均为海上风电项目。前几年陆上风电建设是公司的重点方向，随着潘宅风电场并网发电，公司在建陆上风电项目全面并网发电，风电业务重心转向海上风电建设。截止 2020 年末，在建的莆田石城海上风电场、莆田平海湾海上风电场 F 区、长乐外海海上风电场 C 区均为海上风电项目，在建装机规模达到 77.9 万千瓦，有望于 2021 年内全面并网发电。

表 12：公司投运及在建风电项目

项目名称	总装机容量 (万千瓦)	单机容量 (万千瓦)	设计利用小时数	项目金额 (亿元)	投产时间
莆田石城风电场（一期）	4.00	0.20			2014 年及以前
莆田石井风电场（一期）	4.00	0.20			2014 年及以前
莆田石井风电场（二期）	1.40	0.20			2014 年及以前
莆田东峤风电场	4.80	0.20			2014 年及以前
莆田后海风电场（一期）	4.80	0.20			2014 年及以前
莆田后海风电场（二期）	4.80	0.20			2014 年及以前
莆田石城风电场（二期）	4.80	0.20			2014 年及以前
惠安小岞风电场	1.20	0.20			2014 年及以前
龙海隆教风电场	4.80	0.20			2014 年及以前

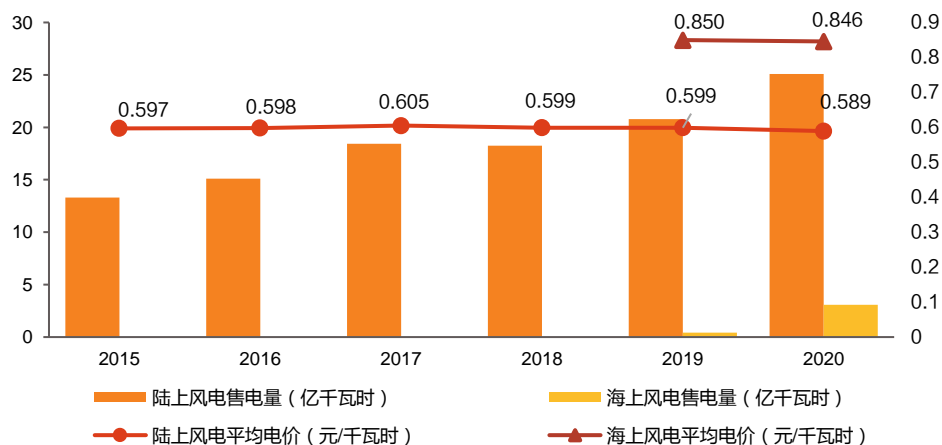
龙海黄坑风电场	4.00	0.20			2014 年及以前
仙游草山风电场	3.45	0.15	1884	3.30	2014
龙海新村风电场	4.80	0.20	2146	4.30	2015
莆田大蚶山风电场	4.80	0.20	3375	4.90	2016
龙海新厝风电场	4.75	0.25	2189	4.58	2016
莆田石塘风电场	4.80	0.20	3333	4.69	2016
莆田坪洋风电场	3.00	0.15	2200	3.01	2018
龙海港尾风电场	4.00	0.25	2300	4.01	2018
南安洋坪风电场	2.00	0.20	2157	1.81	2019
永春外山风电场	2.00	0.20	2329	1.89	2019
莆田顶岩山风电场	4.80	0.20	3152	4.73	2019
莆田潘宅风电场	8.50	0.25	3388	7.08	2020
莆田石城海上风电场	20.00	0.6 及以上	3110	36.30	部分投运
莆田平海湾海上风电场 F 区	20.00	0.5 及以上	3251	37.63	部分投运
长乐外海海上风电场 C 区项目	49.80	0.8 及以上	3492	104.38	在建
<b>合计</b>	<b>175.30</b>			<b>222.60</b>	

资料来源：公司公告、天风证券研究所

### 3.2. 上网电价与利用小时数高于同行，单瓦营收与利润表现优异

公司风电上网电价较为稳定。2015-2020 年，公司陆上风电平均上网电价 0.589-0.605 元/千瓦时，2020 年陆风平均上网电价为 0.5893 元/千瓦时，较 2019 年略有下滑。目前公司投运的项目均为 2018 年前核准、2020 年前并网，锁定了较高的上网电价。

图 38：电价政策调整后，公司上网电价仍较为稳定

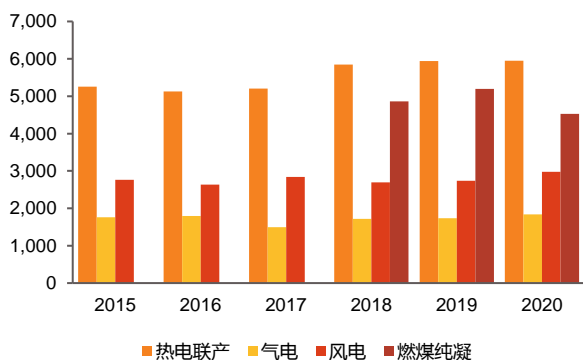


资料来源：公司公告、天风证券研究所

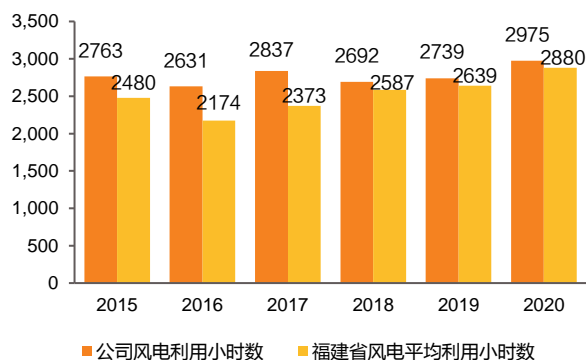
公司风电利用小时数高于福建省平均水平。近年公司风电利用小时数逐渐提高，2015-2020 年公司风电平均利用小时数为 2772.8 小时，超出福建省平均 250.67 小时；2020 年公司风电平均利用小时数高达 2975 小时，同比增长 236 小时创历史新高，超出福建省平均 95 小时，超出全国平均 902 小时。

图 39：公司各电源装机平均利用小时数

图 40：公司风电平均利用小时数高于福建省平均水平



资料来源: 公司公告、天风证券研究所

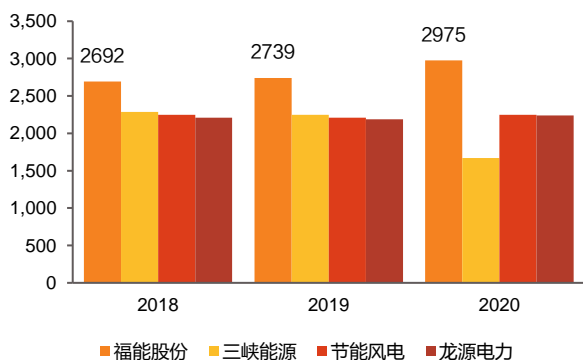


资料来源: 公司公告、天风证券研究所

**公司风电资产优质, 利用小时数与上网电价高于同行业。利用小时数方面,** 受益于福建省丰富的风力资源与零弃风限电的消纳保障, 近三年公司风电装机平均小时数领先同行业, 2020 年分别超出节能风电与龙源电力 725 和 736 小时。**上网电价方面,** 福建省风电平均上网电价高于全国平均水平, 2018 年风电上网电价为 0.59 元/千瓦时, 超出同期全国平均 0.054 元/千瓦时, 因此公司风电上网电价在行业中较高, 2020 年不含税上网电价为 0.55 元/千瓦时, 高于同期三峡能源、节能风电和龙源电力。

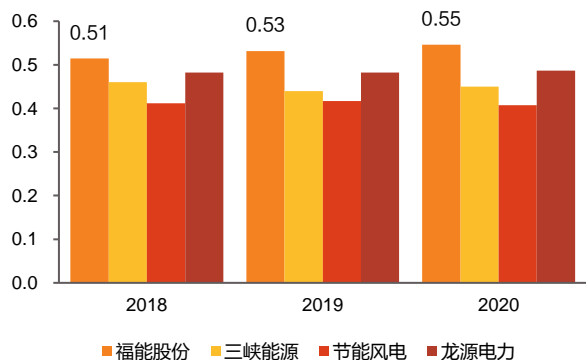
图 41: 公司风电利用小时数高于同行业

图 42: 公司风电上网电价超出同行业 (单位: 元/千瓦时)



资料来源: 各公司公告、天风证券研究所

注: 三峡能源 2020 年为 1-9 月数据



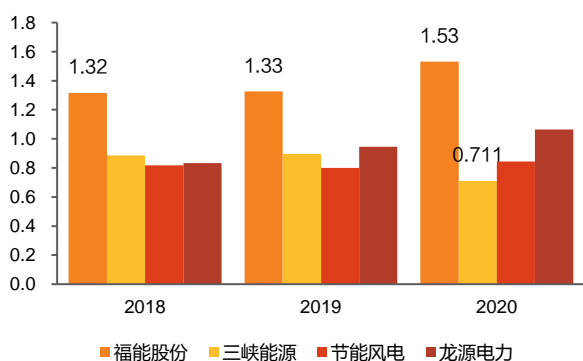
资料来源: 各公司公告、天风证券研究所

注: 三峡能源 2020 年为 1-9 月数据

**公司单瓦营收与利润优于同业。** 在高利用小时数与高上网电价支撑下, 公司单瓦营收与单瓦净利润高于同行业, 2020 年单瓦营收达到 1.53 元, 超出同期三峡能源、节能风电、龙源电力 115%、81%、44%; 单瓦净利润达 0.85 元, 超出同期三峡能源、节能风电 203%、305%。

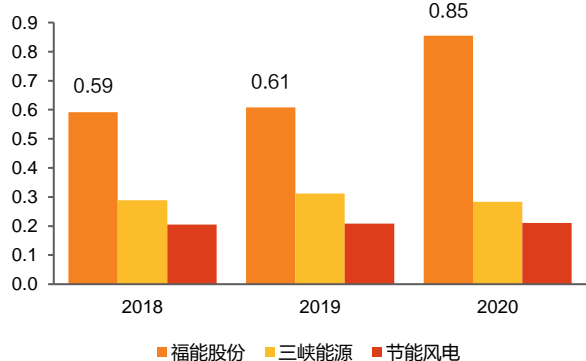
图 43: 公司风电单瓦营收远超同行 (单位: 元/瓦)

图 44: 公司风电单瓦利润远超同行 (单位: 元/瓦)



资料来源: 各公司公告、天风证券研究所

注: 三峡能源 2020 年为 1-9 月数据



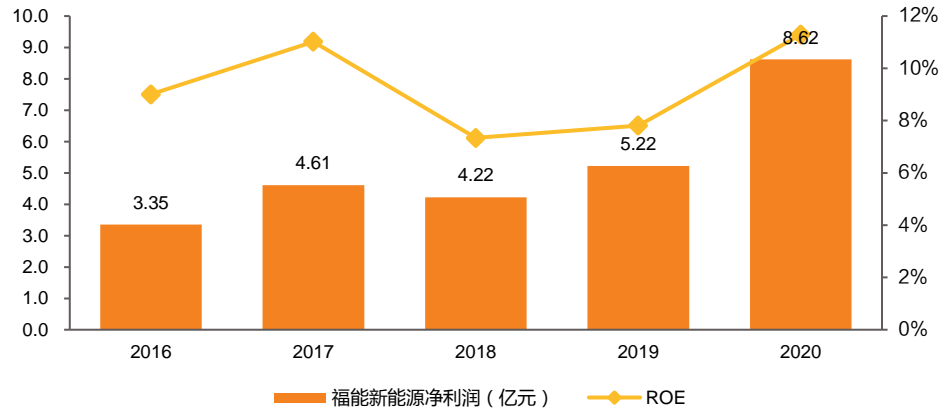
资料来源: 各公司公告、天风证券研究所

注: 三峡能源 2020 年为 1-9 月数据



公司旗下从事新能源发电业务的福能新能源近年净利润持续增长，ROE 逐步回升。福能新能源目前运营除泉州金井风电场以外的陆上风电项目、部分海上风电项目以及少量光伏发电项目，在稳定的上网电价与创历史新高的利用小时数的带动下，2020 年福能新能源实现净利润 8.62 亿元，同比增长 65.1%；ROE 达到 11.29%，自 2017 年后再次突破 11.0%。

图 45：2020 年福能新能源净利润大幅增长



资料来源：公司公告、天风证券研究所

### 3.3. 福能与三峡深化战略合作，聚焦福建海上风电开发

福能集团与三峡集团开展了长期战略合作，推动海上风电项目建设。在福建省政府的推动下，2015 年福能集团与三峡集团签署项目合作框架协议，在海上风电技术与资源开发方面加强合作。协议具体内容包括共同开发福能集团获取的 100 万千瓦海上风电资源，并向福建省政府再争取 200 万千瓦，打造 300 万千瓦的海上风电项目。三峡集团拥有丰富的海上风电开发经验与全国领先的开发技术，通过江苏响水、大连庄河等早期项目积累了集中连片规模化建设、柔性直流送出、大直径单桩、水下挤密砂桩复合地基等创新技术，结合福能集团作为福建国资委控股的电力运营企业在项目获取上的优势，双方在福建省的合作能够有效推进福建省海上风电开发。

表 13：三峡集团在海上风电领域拥有丰富的开发经验与先进的开发技术

项目名称	建设成就
江苏响水近海海上风电场	我国首批近海海上风电项目
江苏大丰 H8-2 海上风电项目	我国海上风电离岸距离最远的海上风电项目
江苏如东海上风电项目	我国首个海上风电项目柔性直流送出工程
三峡新能源阳西沙扒 300MW 海上风电项目	率先在广东海域成功应用大直径单桩基础海上风电项目
三峡广东汕头市南澳洋东海上风电项目	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
昌邑市海洋牧场与三峡 300MW 海上风电融合试验示范项目	国内首个海上风电融合海洋牧场项目
福清兴化湾海上风电试验风场	全球首个大功率海上风电试验风场

资料来源：三峡能源招股说明书、天风证券研究所

公司与三峡能源在福建省通过交叉持股实现稳定合作。福能股份持有三峡能源旗下的海峡发电公司 35% 的股份，而三峡能源通过海峡发电公司间接持有福能股份旗下的福能海峡 31.9% 的股份与三川海上风电 25.4% 的股份。福能和三峡的项目总规模分别为 89.8 万千瓦和 106.0 万千瓦，合计 195.8 万千瓦，占福建省已核准的 375.4 万千瓦海上风电的 52.2%。

表 14：公司与三峡能源在福建省开发的海上风电项目以交叉持股的方式实现稳定的合作

项目名称	总规模 (万千瓦)	(预计) 投运时间	开发主体	大股东	三峡持 股比例	福能持 股比例

莆田石城海上风电场	20.0	2021年6月	三川海上风电	福能股份	25.4%	64.7%
莆田平海湾海上风电场 F 区	20.0	2021年6月	三川海上风电	福能股份	25.4%	64.7%
长乐外海海上风电场 C 区项目	49.8	2021年12月	福能海峡发电	福能股份	31.9%	68.2%
<b>小计</b>	<b>89.8</b>					
福清兴化湾海上风电场一期项目	7.7	2018年7月	福清海峡发电	三峡能源	65.0%	35.0%
福建兴化湾二期	28.0	2020年7月	福清海峡发电	三峡能源	65.0%	35.0%
漳浦六鳌海上风电场 D 区项目	40.2	2022年9月	漳浦海峡发电	三峡能源	65.0%	35.0%
长乐外海海上风电场 A 区项目	30.0	2021年12月	福州海峡发电	三峡能源	65.0%	35.0%
<b>小计</b>	<b>106.0</b>					

资料来源：公司公告、三峡能源招股说明书、天风证券研究所

**三峡能源 IPO 发行筹资 226.6 亿元，将推动漳浦六鳌 D 区与长乐外海 A 区项目建设。**2021 年三峡能源通过 IPO 上市，募资用途包括对海峡发电公司管理的漳浦六鳌海上风电场 D 区、长乐外海海上风电场 A 区两个福建省海上风电项目的投资，有望加快两个项目的建设进度。

表 15：三峡能源 IPO 募资主要投资标的

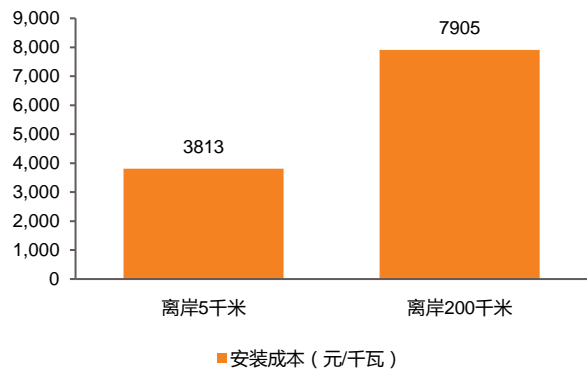
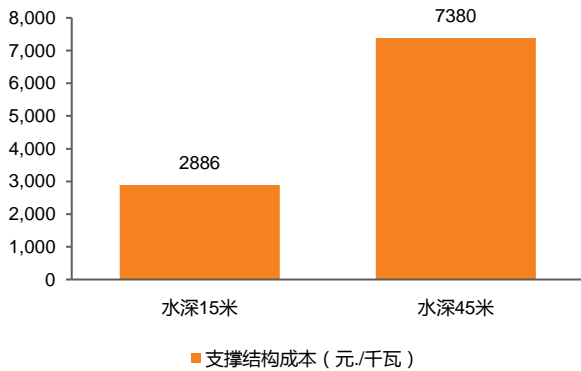
项目名称	项目总投资 (亿元)	项目全部投资财 务内部收益率	投资回 收期	资本金财务 内部收益率
三峡能源阳西沙扒 300MW 海上风电场项目	54.20	7.5% (税后)	11.98	12.40%
昌邑市海洋牧场与三峡 300MW 海上风电融合试验示范项目	51.28	7.72% (税后)	11.75	11.44%
三峡能源阳西沙扒二期 400MW 海上风电场项目	76.18	6.6% (税后)	13.26	9.06%
<b>漳浦六鳌海上风电场 D 区项目</b>	<b>92.64</b>	<b>7.25% (税后)</b>	<b>12.79</b>	<b>12.00%</b>
<b>长乐外海海上风电场 A 区项目</b>	<b>70.52</b>	<b>7.04% (税后)</b>	<b>13.10</b>	<b>11.53%</b>
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%
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%

资料来源：三峡能源招股说明书、天风证券研究所

福建仍有大量未开发的高经济效益海风资源，如地处福建省东南沿海的漳州市可开发海风资源广阔，经济效益高。据漳州市发改委相关负责人介绍，位于东山岛外侧的浅滩可开发海上风电面积 8800 平方千米，总规划装机规模约 5000 万千瓦。风速及利用小时数方面，该区域年均风速约 9m/s，高于江苏、广东省等地海上风电场平均风速；预计利用小时数超过 4000 小时，优于广东、江苏海上风电场 33.3%-60.0%，可达到远海深水风电场的水平，高利用小时数将保障该区域海风装机的经济性；建造成本方面，该区域为外海浅滩，水深较浅，离岸较近，与远海深水风电场相比具有成本优势。根据《中国能源报》报道，当海水深度从 15 米增至 45 米时，支撑结构的成本将由 2886 元/千瓦增至 7380 元/千瓦；当离岸距离从 5 千米增至 200 千米时，安装成本将由 3813 元/千瓦增至 7905 元/千瓦。总体而言，该区域海上风电可开发空间广阔，风速及利用小时数接近远海深水风电场水平，但建造成本却远低于远海深水风电场，具有较高的经济效应。

图 46：水深增加时，海上风电支撑结构成本显著上升

图 47：离岸距离增大时，海上风电安装成本显著上升



资料来源：《中国能源报》、天风证券研究所

资料来源：《中国能源报》、天风证券研究所

近期召开的清洁能源海峡高峰论坛中，漳州市政府表示将**开发外海浅滩 5000 万千瓦的海上风电，打造东南沿海最大的清洁能源基地**。会议上漳州市政府与中广核新能源、华电集团、节能风电、华能海上风电等企业签下清洁能源合作协议，加速推进海上风电基地建设。福能与三峡在漳州市布局较早，目前漳州市已核准的海风项目仅有**海峡发电公司（拟）开发建设漳浦六鳌海上风电场 C 区、D 区、E 区、F 区一期项目和漳浦二期项目，总装机容量达到 180.2 万千瓦，投资额约 285 亿元**。双方在漳州地区的海上风电开发以漳浦海峡发电公司为主体，在建的 D 区一期项目有望于 2022 年 9 月完工，漳浦二期项目 40 万千瓦的项目于 2021 年 5 月获得核准批复，已启动前期工作。福能与三峡在漳州市具有先发优势，在选址工作、实地勘探、项目申请、项目审批等方面与漳州市相关部门有丰富的合作经历，有望提高福能与三峡在未来漳州市的优质、高经济效益的海风项目的获取率。

在福建省海上风电建设推进加速的未来，**福能与三峡的长期合作将助力双方高经济效益海上风电项目开发**。目前福能股份与三峡能源在福建省已核准海风装机规模分别为 89.8 和 106.0 万千瓦，占福建省总核准海风装机规模的 23.9%和 28.2%，我们假设未来两家公司在福建省海风项目获取中，有望通过资源优势与先发优势，保持稳定的市占率，在漳州市 5000 万千瓦的海风装机规模中分别获取 1196.1 和 1411.8 万千瓦，获取量均是两家公司现有核准项目规模的 13.3 倍，装机增长前景广阔，弹性较大。2021 年，福能集团与三峡集团达成深化战略合作协议，持续加强新能源方面的合作，三峡能源的技术、资金优势与福能股份项目获取优势的结合，将持续在福建省海上风电建设上发挥优势。

表 16：福能与三峡装机增长空间广阔，弹性较大

	福能股份	三峡能源
福建省已核准海上风电规模（万千瓦）	375.4	
其中，公司已核准海上风电规模（万千瓦）	89.8	106.0
公司已核准海上风电占福建省比例	23.9%	28.2%
漳州市外海浅滩规划海上风电规模（万千瓦）	5000.0	
其中，公司预计获取的海上风电规模（万千瓦）	1196.1	1411.8
预计获取规模/现有规模	13.3	13.3

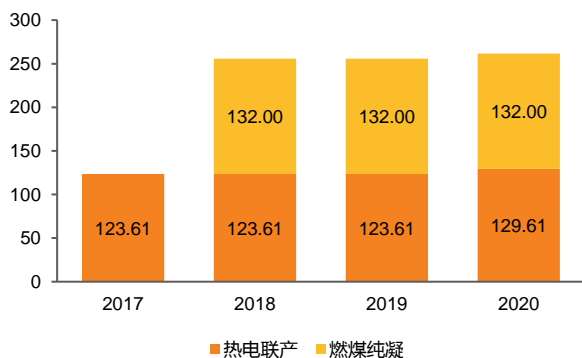
资料来源：福建省发改委、公司公告、三峡能源招股说明书、天风证券研究所

## 4. 火电资产盈利性强，投资收益增厚业绩

### 4.1. 热电联产“以热定电”保障高利用小时

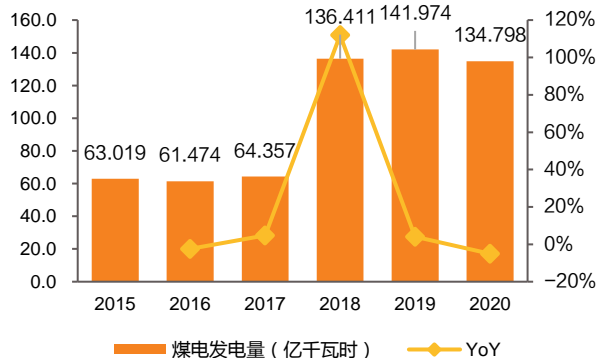
公司近年装机新增较少，现有装机质量高。能源结构转型背景下，火电装机新增较少，2020 年晋南热电 6 万千瓦项目投产后，公司在运煤电装机容量为 261.61 万千瓦。除控股装机外，公司还参股国电泉州、华润温州、石狮热电等拥有优质发电机组的煤电企业，资产质量优异。2020 年，公司煤电发电量 134.8 亿千瓦时，在疫情背景下较 2019 年回落 5.0%。

图 48：公司近年煤电装机新增较少



资料来源：公司公告、天风证券研究所

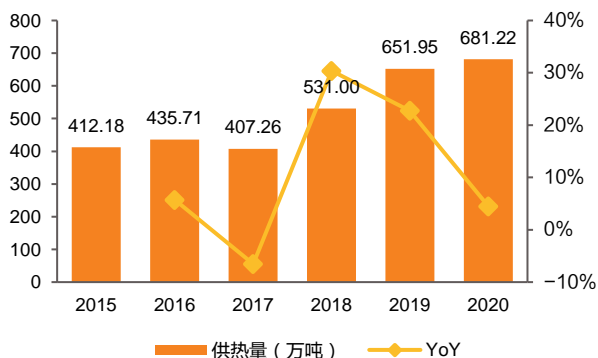
图 49：公司煤电发电量及增速



资料来源：公司公告、天风证券研究所

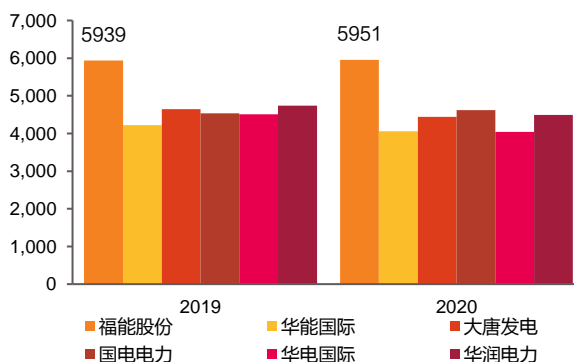
公司热电联产装机利用小时数领先同行。2015-2020 年，公司供热量 CAGR 为 10.6%，2020 年供热量 681.22 万吨标准煤，位居福建省前列。鸿山热电的热电联产装机实行“以热定电”，以集中供热取代工业园区分散供热，环保节能优势显著，因此利用小时数较高，2020 年公司煤电利用小时数高达 5951 小时，领先福建省燃煤火电机组平均值 1343 小时，远高于华能国际、大唐发电、国电电力等大型火电企业。

图 50：公司近年供热量持续增长



资料来源：公司公告、天风证券研究所

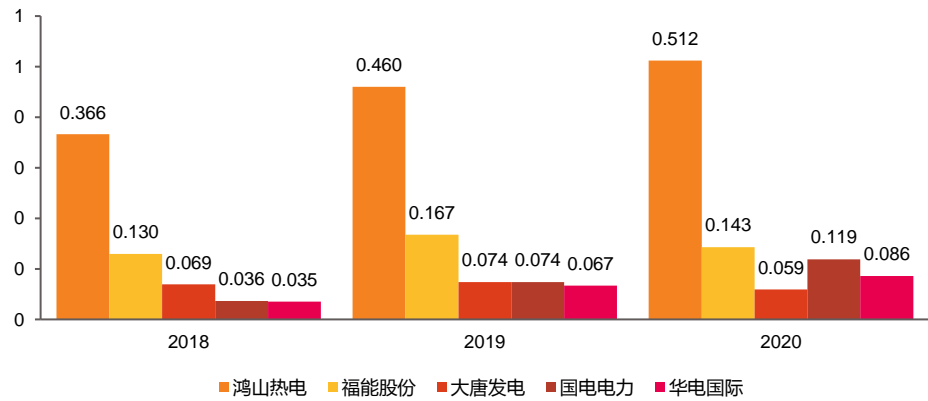
图 51：公司热电联产利用小时数高于同行业



资料来源：公司公告、天风证券研究所

鸿山热电是公司火电业务主要业绩来源，拥有 2 台 60 万千瓦超临界抽凝供热发电机组，单瓦净利润远超同行业。公司旗下运营热电联产装机的子公司中，鸿山热电资产盈利表现优异，2016-2020 年鸿山热电盈利能力稳中有升，2020 年实现净利润 6.14 亿元，占公司净利润的 38.5%，同比增长 11.2%，ROE 达到 27.14%。鸿山热电售电与供热业务并行，其热电联产机组与纯凝燃煤机组相比，拥有较高的利用小时数，除售电收入外还有供热收入，因此单瓦净利润远超其他火电企业，在煤价较高、火电公司业绩承压的 2018 年单瓦净利润仍高达 0.366 元/瓦。

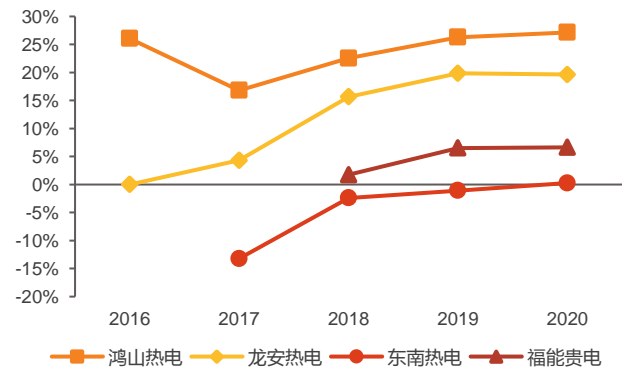
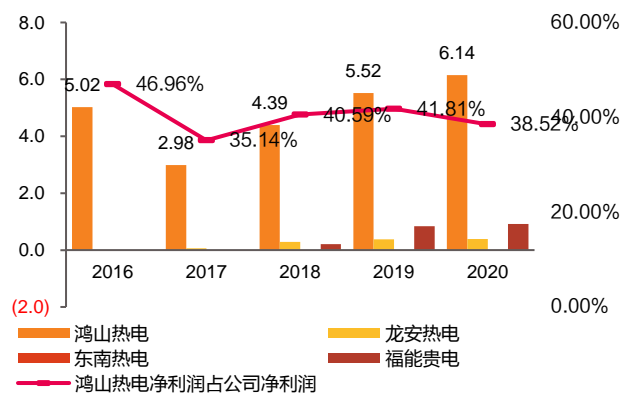
图 52：鸿山热电联产装机单瓦净利润远超同行业火电（单位：元/瓦）



资料来源: 各公司公告、天风证券研究所

图 53: 近年煤电子公司净利润情况 (单位: 亿元)

图 54: 近年煤电子公司 ROE 持续提升



资料来源: 公司公告、天风证券研究所

资料来源: 公司公告、天风证券研究所

表 17: 近年煤电子公司净利润及 ROE 情况

公司名称	股权比例	2016		2017		2018		2019		2020	
		净利润 (亿元)	ROE	净利润 (亿元)	ROE	净利润 (亿元)	ROE	净利润 (亿元)	ROE	净利润 (亿元)	ROE
鸿山热电	100.0%	5.02	26.05%	2.98	16.8%	4.39	22.6%	5.52	26.3%	6.14	27.1%
龙安热电	65.0%			0.07	4.3%	0.29	15.7%	0.38	19.9%	0.38	19.6%
东南热电	65.0%			-0.02	-13.2%	-0.01	-2.4%	-0.01	-1.1%	0.00	0.2%
福能贵电	51.0%					0.21	1.8%	0.84	6.5%	0.92	6.6%

资料来源: 公司公告、天风证券研究所

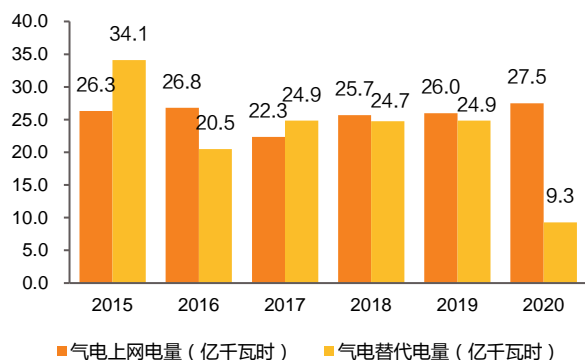
注: 持股比例截止 2020 年 12 月 31 日

## 4.2. 气电业绩波动较大, 电量结转延后带来业绩弹性

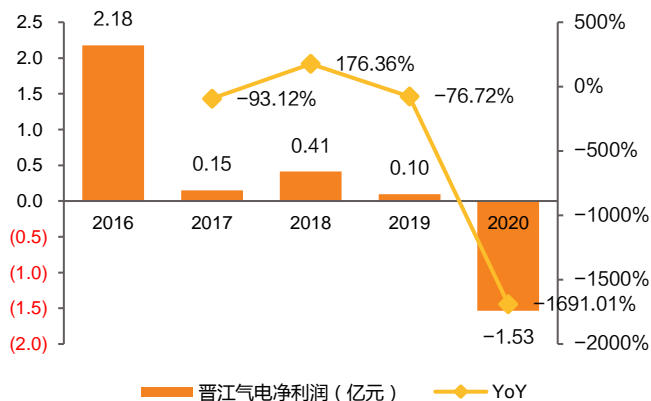
旗下气电子公司晋江气电业绩波动较大, 2020 年替代电量结转量低拖累整体业绩。为平稳天然气价格对天然气发电企业业绩造成的波动, 福建省政府允许省内发电企业将气电项目的发电指标转售从而获得替代电量收益。由于近年天然气价格上行, 晋江气电自发电成本较高, 净利润与 ROE 较低, 2017-2019 年 ROE 低于 3%, 2020 年产生 1.53 亿元的亏损。

图 55: 公司气电业务上网电量与替代电量

图 56: 2020 年晋江气电净利润出现较大回落

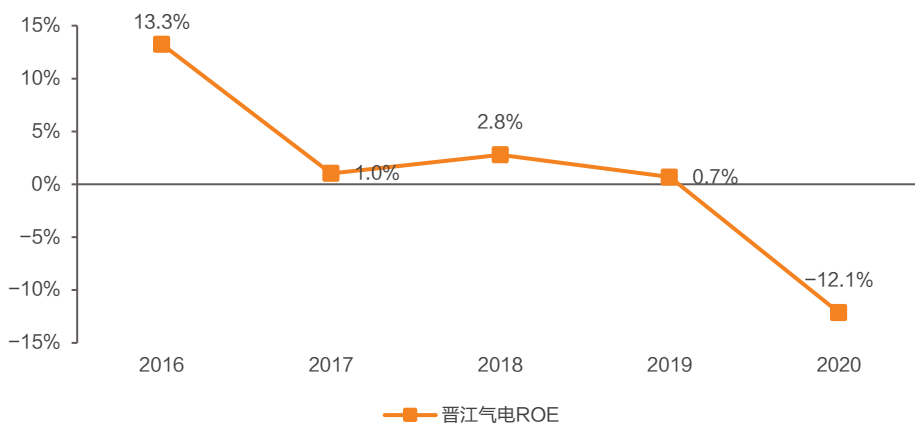


资料来源：公司公告、天风证券研究所



资料来源：公司公告、天风证券研究所

图 57：晋江气电 ROE 近年下滑



资料来源：公司公告、天风证券研究所

**2020 年晋江气电替代电量额度未完全转让造成亏损，2021 年业绩有望回升。**2020 年晋江气电获得转让发电权上网电量 24.86 亿千瓦时，根据福建省经信委在天然气供需平衡与燃气电厂运行方面的调度安排，2020 年晋江气电的发电权转让工作于 11-12 月开展，实际执行的替代电量仅为 9.28 亿千瓦时，占总指标的 33.7%，替代电量的降低使当期毛利润降低，最终导致晋江气电全年亏损 1.53 亿元。2020 年剩余的 15.58 亿千瓦时转让发电权将在 2021 年 1-4 月执行，加上 2021 年获取的 24.86 亿千瓦时的替代电量，2021 年晋江气电的业绩有望大幅增长。

表 18：2020 年晋江气电替代电量结转延后使毛利润大幅下滑

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021E
替代电量 (亿千瓦时)	34.08	20.47	24.86	24.73	24.86	9.28	40.44
外购电量含税单价 (元/千瓦时)	0.27	0.29	0.29	0.33	0.33	0.28	0.30
上网电量含税单价 (元/千瓦时)	0.54	0.54	0.54	0.60	0.59	0.57	0.52
毛利润 (亿元)	7.96	4.43	5.38	5.66	5.73	2.68	7.21

资料来源：公司公告、天风证券研究所

### 4.3. 参股公司业绩优秀，投资收益增厚业绩

**公司参股项目丰富，核电项目居多。**截止 2020 年末，公司参股包含华能霞浦、中核霞浦、宁德核电、宁德第二核电、国核福建在内的五家核电企业，核电装机规模合计超过 1600 万千瓦，权益装机约 380 万千瓦。根据福建省“十四五规划”，未来五年将重点开展霞浦核电 1、2 号机组建设，宁德核电 5、6 号机组开工建设、华能霞浦核电前期工作等。

表 19：公司联营企业权益比例及 2020 年经营情况

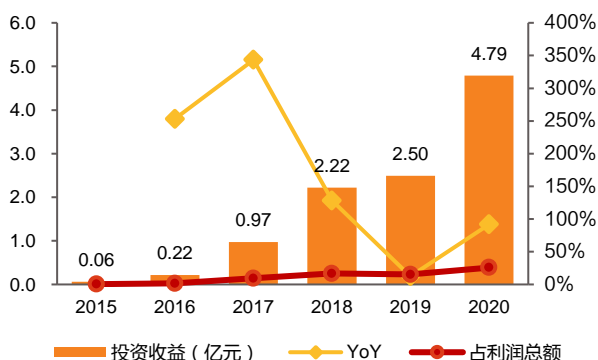
被投资公司名称	主要经营活动	累计投资金额 (亿元)	权益比例 (%)	期末账面价值 (亿元)	2020 年营业收入 (亿元)	2020 年净利润 (亿元)
海峡发电	风力发电	17.61	35.00%	18.80	3.88	2.61
华能霞浦	核能发电	0.89	10.00%	0.89	3.08	0.01
中核霞浦	核能发电	0.02	20.00%	0.04	-	-
宁德第二核电	核能发电	0.61	10.00%	0.61	-	-
国核福建	核能发电	0.32	35.00%	0.32	-	-
石狮热电	供热、供电	1.72	46.67%	2.11	3.74	0.56
国能泉州	火力发电、供热	5.43	23.00%	6.54	41.06	5.49
福能财务公司	金融业	1.48	10.00%	2.19	2.63	1.71
宁德核电	核能发电	17.60	10.00%	17.08	61.18	22.14
神华福能	火力发电、供热	20.70	49.00%	20.70	-	-
电力交易中心	电力交易	0.15	10.00%	0.15	-	-
华润温州	火力发电	5.23	20.00%	5.23	-	-

资料来源：公司公告、天风证券研究所

**公司投资收益占利润总额比例持续提升。**公司参股企业优异的业绩表现为公司带来了丰厚的投资回报，2015-2020 年，公司投资收益 CAGR 高达 140.1%，2020 年实现投资收益 4.79 亿元，占利润总额的比例为 25.7%。

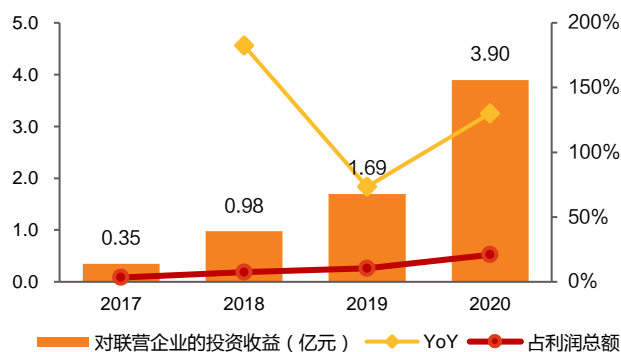
**联营企业带来的投资回报丰厚。**2020 年公司投资的联营企业带来投资收益 3.90 亿元，占利润总额的 20.9%，联营企业业绩表现优异，国能（泉州）热电实现净利润 3.9 亿元，福能财务公司实现净利润 1.71 亿元，石狮热电实现净利润 0.56 亿元；2019 年末福能集团注入宁德核电 10% 的股权，2020 年宁德核电实现净利润 22.14 亿元，同比增长 12.7%；公司与三峡集团合资成立的海峡发电 2020 年实现净利润 2.61 亿元，同比增长 207.1%，为公司带来 0.91 亿元的收益，随着在建海上风电项目陆续投产，海峡发电业绩有望持续增长。公司于 2020 年末完成对神华福能 49% 股权的收购，其业绩将于公司 2021 年及以后的财务报告中体现，公司投资收益有望进一步增厚。

图 58：公司近年投资收益高速增长



资料来源：Wind、天风证券研究所

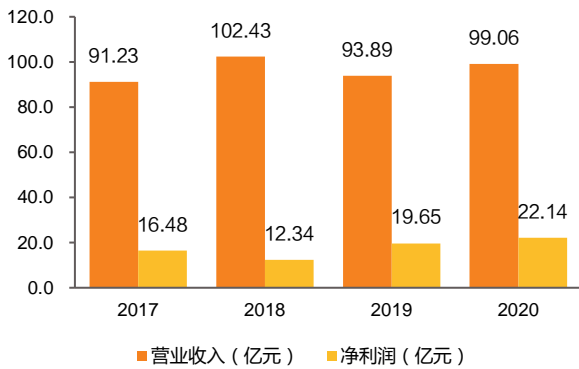
图 59：联营企业带来的投资回报丰厚



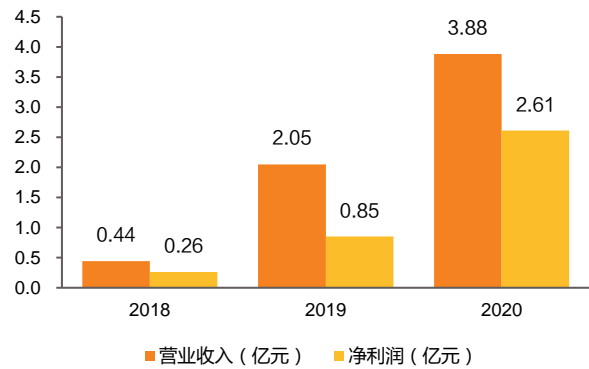
资料来源：Wind、天风证券研究所

图 60：宁德核电营业收入与净利润

图 61：海峡发电营业收入与净利润



资料来源：公司公告、天风证券研究所



资料来源：公司公告、天风证券研究所

## 5. 盈利预测与投资建议

**煤电业务：**经济复苏带动下，福建省和贵州省用电需求旺盛，受益于此，公司 2021 年发电量有望较快增长；后续年份，我们假设发电量保持平稳。基于此，我们预计煤电板块 2021-2023 年实现收入 42.80/42.42/42.42 亿元，同比 6.5%/-0.9%/0%；考虑煤价上涨的压力，我们预计煤电板块毛利率将有所下降，假设 2021-2023 年煤电毛利率分别为 17.0%/19.0%/19.0%。

**气电业务：**公司 2020 年剩余 15.58 亿千瓦时转让发电权将在 2021 年 1-4 月执行，加上 2021 年获取的 24.86 亿千瓦时替代电量，2021 年晋江气电收入有望保持较快增长。我们预计，气电板块 2021-2023 年实现收入 33.83/25.99/25.99 亿元，同比 80.2%/-23.2%/0%；根据气电自发电成本和外购电成本，预计气电 2021-2023 年毛利率分别为 22.6%/16.0%/16.0%。

**风电业务：**根据公司在建项目投产进度，我们预计 2021-2023 年，风电板块实现收入 20.94/42.69/49.71 亿元，同比 36.0%/103.9%/16.4%；毛利率方面，今年大量海风项目并网，对成本端形成一定压力，后续随着海风项目运营发电，毛利率将逐步提升，基于此，我们假设 2021-2023 年风电毛利率分别为 64.0%/65.0%/66.0%。

表 20：福能股份业务分拆预测

项目	2019	2020	2021E	2022E	2023E
<b>煤电</b>					
收入 (亿元)	42.69	40.18	42.80	42.42	42.42
YOY	5.2%	-5.9%	6.5%	-0.9%	0.0%
毛利率	20.6%	22.7%	17.0%	19.0%	19.0%
<b>气电</b>					
收入 (亿元)	26.51	18.77	33.83	25.99	25.99
YOY	2.8%	-29.2%	80.2%	-23.2%	0.0%
毛利率	4.2%	-8.1%	22.6%	16.0%	16.0%
<b>风电</b>					
收入 (亿元)	11.28	15.40	20.94	42.69	49.71
YOY	20.0%	36.5%	36.0%	103.9%	16.4%
毛利率	64.1%	66.7%	64.0%	65.0%	66.0%
<b>光伏</b>					
收入 (亿元)	0.29	0.53	0.52	0.71	0.90
YOY	5.6%	86.9%	-2.6%	36.5%	27.6%
毛利率	49.1%	70.5%	68.5%	66.5%	64.5%
<b>其他供电业务</b>					



收入 (亿元)	0.16	1.37	1.37	1.37	1.37
YOY	18.7%	769.2%	0.0%	0.0%	0.0%
毛利率	20.9%	20.9%	20.9%	20.9%	0.0%
<b>供热</b>					
收入 (亿元)	9.73	10.01	10.64	10.96	11.29
YOY	24.7%	2.9%	6.3%	3.0%	3.0%
毛利率	24.6%	26.0%	22.0%	24.0%	25.0%
<b>纺织</b>					
收入 (亿元)	7.33	7.67	7.67	7.67	7.67
YOY	-8.1%	4.6%	0.0%	0.0%	0.0%
毛利率	5.0%	9.6%	7.6%	7.6%	7.6%
<b>其他主营</b>					
收入 (亿元)	0.46	0.44	0.44	0.44	0.44
YOY	18.0%	-3.9%	0.0%	0.0%	0.0%
毛利率	20.7%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%
<b>其他</b>					
收入 (亿元)	1.01	1.21	1.21	1.21	1.21
YOY	-16.6%	19.2%	0.0%	0.0%	0.0%
毛利率	50.3%	59.8%	59.8%	59.8%	59.8%
<b>合计</b>					
收入 (亿元)	99.45	95.57	119.42	133.46	141.00
YOY		-3.9%	24.9%	11.8%	5.6%
毛利率	20.8%	23.9%	27.5%	33.6%	35.4%

资料来源：公司公告、天风证券研究所

基于以上主要业务板块收入和毛利率的预测，我们预计公司 2021-2023 年将实现营业收入 119.4、133.5 和 141.0 亿元，同比增加 24.9%、11.8%和 5.6%；实现归母净利润 22.5、29.6 和 32.9 亿元，同比增加 50.7%、31.3%和 11.0%，对应 PE 为 8、6、6 倍，维持“买入”评级。

表 21：公司收入和净利润预测数据

项目	2019	2020	2021E	2022E	2023E
营业收入 (百万元)	9,945.41	9,557.43	11,941.74	13,345.82	14,099.56
增长率(%)	6.32	-3.90	24.95	11.76	5.65
净利润 (百万元)	1,243.84	1,495.28	2,253.88	2,960.06	3,286.93
增长率(%)	18.42	20.21	50.73	31.33	11.04

资料来源：公司公告、天风证券研究所

表 22：同行业估值比较

代码	公司名称	市值 (亿元)	净利润 (亿元)				市盈率			
			2020A	2021E	2022E	2023E	2020A	2021E	2022E	2023E
000875.SZ	吉电股份	166	4.78	7.64	9.73	12.06	34.78	21.78	17.09	13.79
600905.SH	三峡能源	1,909	36.11	46.03	60.43	70.69	52.85	41.46	31.58	27.00
601016.SH	节能风电	189	6.18	8.24	12.34	15.35	30.59	22.95	15.32	12.31
600642.SH	申能股份	307	23.93	26.53	28.81	31.25	12.85	11.59	10.67	9.84
	平均值						32.77	24.45	18.67	15.74
600483.SH	福能股份	191	14.95	22.54	29.60	32.87	12.75	8.46	6.44	5.80

资料来源：WIND、天风证券研究所

注：6月29日收盘价

## 6. 风险提示

**政策推进不及预期风险：**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。

**行业技术进步放缓风险：**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。

**用电需求不及预期的风险：**若用电需求不景气，将对公司发电量、上网电量造成一定负面影响。

**煤炭价格波动的风险：**公司发电装机中燃煤发电机组占比较高，若煤炭价格大幅上涨，公司火电业务盈利能力将受到负面影响。

## 财务预测摘要

资产负债表(百万元)	2019	2020	2021E	2022E	2023E	利润表(百万元)	2019	2020	2021E	2022E	2023E
货币资金	4,757.64	2,100.84	5,373.78	5,338.33	5,639.82	营业收入	9,945.41	9,557.43	11,941.74	13,345.82	14,099.56
应收票据及应收账款	1,735.95	2,758.54	1,222.04	2,855.85	1,452.35	营业成本	7,871.63	7,274.65	8,659.14	8,856.87	9,103.30
预付账款	113.08	140.22	172.23	124.49	192.32	营业税金及附加	73.20	74.76	93.41	104.39	110.29
存货	414.44	445.15	593.19	467.72	623.65	营业费用	46.00	31.99	39.96	44.66	47.19
其他	404.39	346.33	382.60	382.67	377.07	管理费用	206.80	210.16	262.59	293.46	310.04
<b>流动资产合计</b>	<b>7,425.50</b>	<b>5,791.08</b>	<b>7,743.85</b>	<b>9,169.05</b>	<b>8,285.22</b>	研发费用	13.92	21.34	26.66	26.09	27.56
长期股权投资	2,180.62	6,986.11	6,986.11	6,986.11	6,986.11	财务费用	426.53	428.60	687.52	991.62	1,116.40
固定资产	14,523.75	15,953.85	23,408.33	27,539.98	32,127.94	资产减值损失	(98.02)	(211.71)	50.00	150.00	200.00
在建工程	1,744.96	2,028.07	2,416.84	2,350.11	2,010.06	公允价值变动收益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
无形资产	372.08	470.77	430.59	390.41	350.22	投资净收益	249.48	478.83	683.30	807.22	907.62
其他	1,685.55	3,583.33	1,923.83	2,333.15	2,608.32	其他	(483.26)	(609.24)	(1,366.60)	(1,614.43)	(1,815.23)
<b>非流动资产合计</b>	<b>20,506.96</b>	<b>29,022.13</b>	<b>35,165.69</b>	<b>39,599.75</b>	<b>44,082.65</b>	<b>营业利润</b>	<b>1,639.13</b>	<b>1,858.07</b>	<b>2,805.77</b>	<b>3,685.95</b>	<b>4,092.41</b>
<b>资产总计</b>	<b>27,932.46</b>	<b>34,813.21</b>	<b>42,909.54</b>	<b>48,768.81</b>	<b>52,367.87</b>	营业外收入	7.27	10.61	11.56	9.81	10.66
短期借款	250.00	794.41	6,971.19	9,247.88	11,172.21	营业外支出	7.04	5.29	8.58	6.97	6.94
应付票据及应付账款	919.35	1,287.66	877.12	1,567.45	949.29	<b>利润总额</b>	<b>1,639.36</b>	<b>1,863.39</b>	<b>2,808.75</b>	<b>3,688.79</b>	<b>4,096.13</b>
其他	2,202.50	3,933.34	3,180.13	3,641.92	3,817.42	所得税	319.74	267.81	403.68	530.16	588.70
<b>流动负债合计</b>	<b>3,371.85</b>	<b>6,015.41</b>	<b>11,028.45</b>	<b>14,457.25</b>	<b>15,938.91</b>	<b>净利润</b>	<b>1,319.62</b>	<b>1,595.59</b>	<b>2,405.07</b>	<b>3,158.63</b>	<b>3,507.43</b>
长期借款	7,438.28	7,246.47	8,668.81	8,794.02	8,283.08	少数股东损益	75.78	100.31	151.20	198.57	220.50
应付债券	2,412.23	2,509.87	2,909.87	2,910.66	2,976.80	<b>归属于母公司净利润</b>	<b>1,243.84</b>	<b>1,495.28</b>	<b>2,253.88</b>	<b>2,960.06</b>	<b>3,286.93</b>
其他	153.74	432.67	242.42	276.28	317.12	每股收益(元)	0.70	0.84	1.26	1.66	1.84
<b>非流动负债合计</b>	<b>10,004.25</b>	<b>10,189.02</b>	<b>11,821.10</b>	<b>11,980.95</b>	<b>11,577.01</b>						
<b>负债合计</b>	<b>13,376.10</b>	<b>16,204.42</b>	<b>22,849.55</b>	<b>26,438.20</b>	<b>27,515.92</b>	<b>主要财务比率</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021E</b>	<b>2022E</b>	<b>2023E</b>
少数股东权益	1,894.58	3,106.69	3,257.88	3,456.46	3,676.95	<b>成长能力</b>					
股本	3,792.70	4,001.25	4,026.10	4,026.10	4,026.10	营业收入	6.32%	-3.90%	24.95%	11.76%	5.65%
资本公积	3,205.43	4,745.49	4,937.65	4,937.65	4,937.65	营业利润	24.23%	13.36%	51.00%	31.37%	11.03%
留存收益	8,358.76	11,006.14	12,776.01	14,848.05	17,148.90	归属于母公司净利润	18.42%	20.21%	50.73%	31.33%	11.04%
其他	(2,695.12)	(4,250.77)	(4,937.65)	(4,937.65)	(4,937.65)	<b>获利能力</b>					
<b>股东权益合计</b>	<b>14,556.36</b>	<b>18,608.79</b>	<b>20,059.99</b>	<b>22,330.60</b>	<b>24,851.95</b>	毛利率	20.85%	23.88%	27.49%	33.64%	35.44%
<b>负债和股东权益总计</b>	<b>27,932.46</b>	<b>34,813.21</b>	<b>42,909.54</b>	<b>48,768.81</b>	<b>52,367.87</b>	净利率	12.51%	15.65%	18.87%	22.18%	23.31%
						ROE	9.82%	9.65%	13.41%	15.68%	15.52%
						ROIC	8.90%	9.74%	12.00%	11.95%	11.76%
						<b>偿债能力</b>					
<b>现金流量表(百万元)</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021E</b>	<b>2022E</b>	<b>2023E</b>	资产负债率	47.89%	46.55%	53.25%	54.21%	52.54%
净利润	1,319.62	1,595.59	2,253.88	2,960.06	3,286.93	净负债率	47.03%	52.10%	75.65%	79.34%	76.48%
折旧摊销	1,028.59	1,128.03	1,196.93	1,475.27	1,792.27	流动比率	2.20	0.96	0.70	0.63	0.52
财务费用	502.34	484.05	687.52	991.62	1,116.40	速动比率	2.08	0.89	0.65	0.60	0.48
投资损失	(249.48)	(478.83)	(683.30)	(807.22)	(907.62)	<b>营运能力</b>					
营运资金变动	(653.04)	(2,183.72)	871.74	(787.02)	396.34	应收账款周转率	5.55	4.25	6.00	6.55	6.55
其它	761.99	1,716.62	151.20	198.57	220.50	存货周转率	20.84	22.24	23.00	25.16	25.84
<b>经营活动现金流</b>	<b>2,710.01</b>	<b>2,261.73</b>	<b>4,477.95</b>	<b>4,031.29</b>	<b>5,904.81</b>	总资产周转率	0.36	0.30	0.31	0.29	0.28
资本支出	2,293.36	7,277.73	9,190.25	5,466.14	5,959.16	<b>每股指标(元)</b>					
长期投资	487.01	4,805.48	0.00	0.00	0.00	每股收益	0.70	0.84	1.26	1.66	1.84
其他	(5,232.84)	(17,252.15)	(17,506.95)	(10,158.92)	(11,051.54)	每股经营现金流	1.52	1.27	2.51	2.26	3.31
<b>投资活动现金流</b>	<b>(2,452.47)</b>	<b>(5,168.93)</b>	<b>(8,316.70)</b>	<b>(4,692.78)</b>	<b>(5,092.38)</b>	每股净资产	7.09	8.68	4.17	4.69	5.26
债权融资	11,603.04	11,796.80	20,549.88	23,055.55	24,647.09	<b>估值比率</b>					
股权融资	(373.94)	1,357.63	(911.99)	(938.39)	(1,063.16)	市盈率	15.33	12.75	8.46	6.44	5.80
其他	(11,982.57)	(12,902.56)	(12,526.20)	(21,491.13)	(24,094.87)	市净率	1.51	1.23	2.56	2.28	2.03
<b>筹资活动现金流</b>	<b>(753.47)</b>	<b>251.88</b>	<b>7,111.69</b>	<b>626.04</b>	<b>(510.94)</b>	EV/EBITDA	13.56	10.88	12.73	10.08	9.04
汇率变动影响	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	EV/EBIT	20.21	15.49	17.09	13.26	12.15
<b>现金净增加额</b>	<b>(495.92)</b>	<b>(2,655.33)</b>	<b>3,272.94</b>	<b>(35.45)</b>	<b>301.50</b>						

资料来源：公司公告，天风证券研究所

### 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	湖北武汉市武昌区中南路 99 号保利广场 A 座 37 楼	上海市浦东新区兰花路 333 号 333 世纪大厦 20 楼	深圳市福田区益田路 5033 号平安金融中心 71 楼
邮编：100031	邮编：430071	邮编：201204	邮编：518000
邮箱：research@tfzq.com	电话：(8627)-87618889	电话：(8621)-68815388	电话：(86755)-23915663
	传真：(8627)-87618863	传真：(8621)-68812910	传真：(86755)-82571995
	邮箱：research@tfzq.com	邮箱：research@tfzq.com	邮箱：research@tfzq.com