

行业定期策略

电力

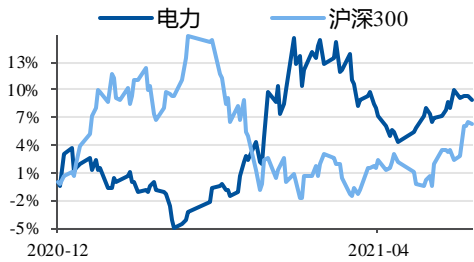
持续看好绿电板块，关注水火转型新能源

2021年12月23日

评级 同步大市

评级变动： 维持

行业涨跌幅比较



%	1M	3M	12M
电力	9.43%	-3.38%	39.62%
沪深300	0.04%	1.26%	-1.01%

杨甫

执业证书编号: S0530517110001
yangfu@hncasing.com

袁玮志

yuanweizhi@hncasing.com

分析师

0731-84403345

研究助理

相关报告

- 《电力：电力行业11月报：关注盈利性和成长性，精选基本面和估值匹配个股》 2021-11-11
- 《电力：电力行业点评：碳中和金融支持政策出台，利好新能源运营商盈利性和成长性》 2021-11-10
- 《电力：电力行业10月报：板块普涨后调整，精选基本面和估值匹配个股》 2021-10-18

重点股票	2020A		2021E		2022E		评级
	EPS	PE	EPS	PE	EPS	PE	
江苏新能	0.25	51.78	0.75	38.22	1.23	23.41	推荐
中国核电	0.342	14.32	0.444	15.79	0.574	12.21	推荐
福能股份	0.85	9.34	0.87	18.94	1.58	10.43	推荐
华能国际	0.29	15.41	-0.09	-95.10	0.46	19.73	谨慎推荐
吉电股份	0.22	19.17	0.36	24.5	0.42	21.00	推荐
华能水电	0.27	16.61	0.33	19.63	0.36	18.00	谨慎推荐
粤电力A	0.33	11.67	-0.087	-57.47	0.477	10.48	推荐

资料来源：wind，财信证券

投资要点：

- 回顾2021年：电价“能涨能跌”成为年度关键词，新能源发电表现亮眼，“三化”主线延续。2021年，受行业政策和市场供需等多重利好因素刺激，电力板块整体跑赢大盘。截止2021年12月22日，电力指数上涨34.12%，跑赢万得全A指数25.47个百分点。子板块方面，火电上涨40.12%，水电上涨20.95%，新能源发电上涨49.93%，以风电和光伏为代表的新能源发电表现尤为强势。电价从“只跌不涨”转变为“能涨能跌”，带动整个电力板块尤其是火电板块的投资逻辑开始转变；电气化、清洁化和市场化的“三化”主线延续，清洁化和市场化作为关键主线，为2021年电力板块带来了持续的投资机会。
- 展望2022年：基于“供需+成本”的市场化电价机制真正建立，清洁能源充分参与的电力市场将初步形成。1) 电价形成机制是整个电力行业的“锚”，从“只跌不涨”到“能涨能跌”，电力市场化改革的根本性转向将带来行业的深层次投资逻辑转变。2) 电气化、市场化和清洁化的电力行业“三化”主线和长逻辑将延续。3) “三化”主线中，清洁化成为成长性、盈利性和确定性兼具的长坡赛道，投资机会从行业认知差转向个股预期差，尤其要关注个股的成长性。4) 新能源参与市场化交易值得期待，或将进一步打开行业的盈利空间。5) 火电和水电以及核电的长期投资逻辑都在于新能源，相比于纯新能源运营商，水电、火电和核电的优势在于充裕的现金流和足够的调峰能力，转型效果将从业绩和估值两个方面得以体现。6) 水电的机遇在于抽蓄和流域内水风光一体化基地。7) 火电2022年看业绩+估值的双重修复，其中估值修复来自电价“能涨能跌”和转型新能源两个方面。
- 新能源发电：成长性、盈利性和确定性兼具，长期看好。1) “3060”碳中和战略下，新能源发电的长期成长性确定无疑。2021年，以“光伏整县推进”、“千乡万村驭风计划”、老旧风场“以大代小”改造、陆上风光大基地项目、海上风电基地项目等为主要内容的政策组合拳频出，又进一步提振了市场预期和行业景气度；2) 降本趋势不改。光伏方面，近期硅料和组价价格开始松动，明年硅片产能释放、光伏成

本下行趋势已定，此外电池片发电效率的不断提升也将助推行业降本
的长期趋势不改。风电方面，海上风电抢装潮结束后施工环节降本、
补贴到期倒逼风机制造商降价、上游钢材等大宗商品价格下降和大兆
瓦风机提升发电效率、降低装机点位等多重因素将推动海上风电和陆
上风电延续降本趋势。3) 碳交易和电力市场化交易将助推新能源发电
的盈利空间进一步打开。

- **火电：关注业绩+估值的双重修复。**我们对火电的看法保持不变：短期看煤价，中期看供需、煤价和市场化共同决定的业绩修复和估值修复机会，长期看转型新能源的逻辑改变。具体到 2022 年，火电板块的投资逻辑是业绩+估值的双重修复，其中估值修复来自电价“能涨能跌”和火电转型新能源两个方面。
- **水电：关注抽蓄和流域内水风光一体化基地。**水电企业在现金流和调峰能力两个方面具有天然优势，未来的发展机遇一方面是建设抽蓄电站为电网系统或新能源运营商提供调峰服务，另一方面是开发流域内的水风光一体化基地。
- **投资建议。**建议关注华能国际、福能股份、吉电股份、江苏新能、中国核电、粤电力、华能水电，上调电力行业为“推荐”评级。
- **风险提示：**1) 煤价上涨超预期；2) 电价上涨幅度不及预期；3) 疫情反复导致电力供需情况发生较大变化；4) 风光大规模上量导致弃风弃光率提升；5) 风机和光伏的上游原材料大幅上涨；导致风光装机不及预期；6) 水电来水不及预期。

内容目录

1 回顾 2021 年：电价“能涨能跌”成为年度关键词，“三化”主线延续.....	6
1.1 电力需求：增速前高后低，全年维持高增长	6
1.2 电力供给：“十四五”开局之年，风光增量成亮点	7
1.3 估值情况：电力板块跑赢大盘，新能源发电表现强势.....	9
1.4 2021 年策略复盘：电价“能涨能跌”成为年度关键词，清洁化、电气化和市场化的“三化” 主线延续.....	12
2 展望 2022 年：市场化电价机制真正建立，新能源充分参与的电力市场初步形成....	14
3 新能源发电：成长性、盈利性和确定性兼具，长期看好	15
3.1 板块基本面向好，个股普涨.....	15
3.2 成长性确定无疑，长坡赛道上市场主体纷纷加码.....	16
3.3 成本仍有下降空间，海风平价提速	18
3.4 碳交易和市场化交易，助推新能源发电盈利空间进一步打开	21
4 火电：2022 年看业绩+估值双重修复，关注火电转型新能源.....	23
4.1 个股盈利能力下滑、板块相对低迷	23
4.2 煤价持续高位，拖累火电行情	24
4.3 火电投资逻辑：业绩修复+电价“能涨能跌”和转型新能源的估值修复.....	25
5 水电：主业稳健，积极拓展抽蓄+流域内风光水一体化基地.....	26
5.1 来水偏枯，业绩表现疲软	26
5.2 装机迎来小高峰，股息、分红双高凸显长期配置价值.....	28
5.3 水电主业外的第二增长点：抽蓄+流域内风光水一体化基地	29
6 投资建议.....	31
6.1 行业评级.....	31
6.2 重点推荐标的	32
6.2.1 粤电力 A (000539.SZ)：“十四五”新能源装机 CAGR 约 90%，静待业绩底部反转	32
6.2.2 江苏新能 (603693.SH)：基数小、增速大，“十四五”期间发力新能源.....	33
6.2.3 中国核电 (601985.SH)：经营稳健，“核电+新能源”双核驱动.....	33
6.2.4 吉电股份 (000875.SZ)：成功转型新能源运营商，兼具成长性和想象力	34
6.2.5 华能国际 (600011.SH)：火电困境反转，新能源带来成长性	34
6.2.6 福能股份 (600483.SH)：海风向好，成功转型新能源运营商.....	35
6.2.7 华能水电 (600025.SH)：电量消纳无忧，电价上涨可期.....	35
7 风险提示.....	36

图表目录

图 1：2021 年 1-11 月全社会用电量（亿 kwh）	6
图 2：2021 年 1-11 月全社会用电量增速（%）	6
图 3：2017-2021 年发电量累积（亿 kwh）	7
图 4：2021 年 1-11 月不同电源类型发电量占比（%）	7
图 5：不同电源类型发电量同比增速（%）	7
图 6：不同电源类型的新增装机容量占比（%）	8
图 7：2021 年 1-11 月不同电源类型新增装机容量同比增速（%）	8
图 8：2021 年不同电源发电设备平均利用小时（h）	8

图 9: 2021 年不同电源发电设备平均利用小时同比变化值 (h)	8
图 10: 不同电源类型的基本建设投资额占比 (%)	9
图 11: 2021 年 1-11 月不同电源类型的基本建设投资完成额同比增速 (%)	9
图 12: 2021 年电力板块跑赢大盘 (%)	9
图 13: 2021 年申万电力板块市场行情走势.....	11
图 14: 电力板块与全部 A 股历年市盈率水平.....	12
图 15: 电力板块对全部 A 股的市盈率估值折价率.....	12
图 16: 2020 年申万电力板块市盈率(TTM).....	12
图 17: 2017-2021 年新能源发电板块营收及同比 (亿元, %)	15
图 18: 2017-2021 年新能源发电板块归母净利润及同比 (亿元, %)	15
图 19: 2017-2021 年新能源发电板块毛利率和净利率 (%)	16
图 20: 2017-2021 年新能源发电板块 ROE (%)	16
图 21: 2021 年前三季度新能源发电板块涨幅前十位.....	16
图 22: 2021 年前三季度新能源发电板块涨幅后十位.....	16
图 23: 2030 年电源结构 (万亿 kw, %)	17
图 24: 硅片价格(元/片)	18
图 25: 组件价格(元/W)	18
图 26: 风机月度公开投标均价 (元/kW, 金风科技)	19
图 27: 风机制造商净利率与普钢价格指数 (%)	19
图 28: 中广核象山海风机组开标情况 (不含塔筒, 元/kw)	20
图 29: 华润苍南海风机组开标情况 (塔筒, 元/kw)	20
图 30: 碳交易市场的主要交易品种: 配额交易和 CCER 交易.....	22
图 31: 全国碳市场碳排放配额 (CEA) 交易情况.....	22
图 32: 2017-2021 年火电板块营收及同比 (亿元, %)	23
图 33: 2017-2021 年火电板块归母净利润及同比 (亿元, %)	23
图 34: 2017-2021 年火电板块毛利率和净利率 (%)	24
图 35: 2017-2021 年火电板块 ROE (%)	24
图 36: 2021 年前三季度火电板块涨幅前十位.....	24
图 37: 2021 年前三季度火电板块涨幅后十位.....	24
图 38: 秦皇岛港动力煤 Q5500K 平仓价 (元/吨)	25
图 39: 2017-2021 年火电板块营业成本及同比 (亿元, %)	25
图 40: 动力煤板块和火电板块销售毛利率呈反向变动 (%)	25
图 41: 2017-2021 年水电板块营收及同比 (亿元, %)	27
图 42: 2017-2021 年水电板块归母净利润及同比 (亿元, %)	27
图 43: 2017-2021 年水电板块毛利率和净利率 (%)	27
图 44: 2017-2021 年水电板块 ROE (%)	27
图 45: 2021 年前三季度水电板块涨幅前十位.....	28
图 46: 水电电源投资额 (亿元, %)	28
图 47: 水电新增装机容量 (万 kw, %)	28
图 48: 2010-2020 年电力板块股息率比较.....	29
图 49: 2010-2020 年水电和火电企业平均股息率比较.....	29
图 50: A 股主要水电和火电上市公司近十年分红率情况.....	29
表 1: 申万电力板块指数涨跌幅情况.....	11
表 2: 部分企业的“十四五”新能源规划.....	17

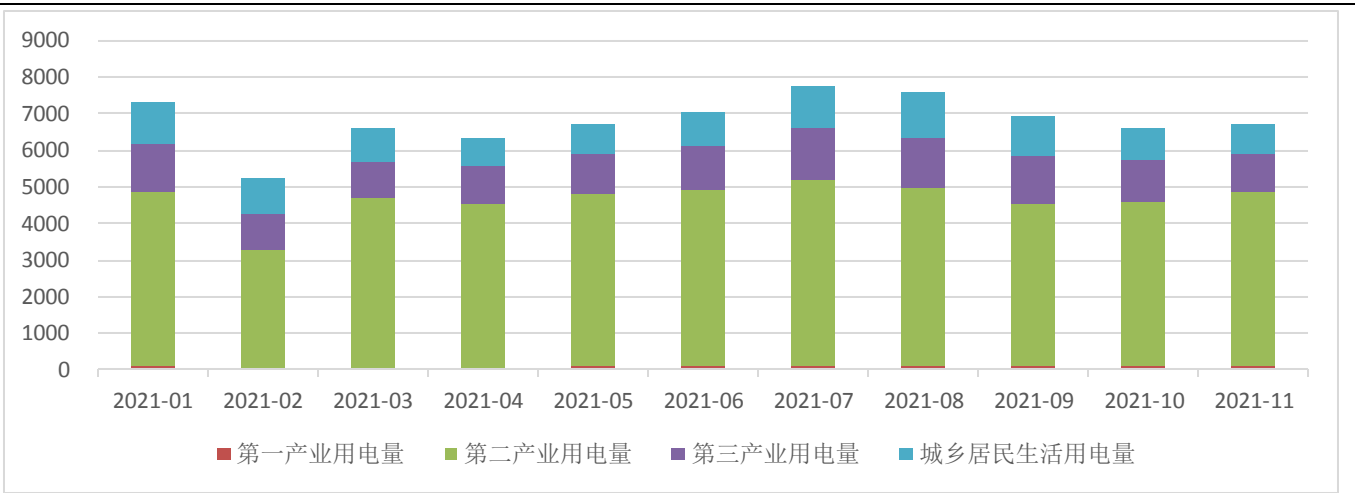
表 3: 部分海上风电项目投资概况.....	20
表 4: 参与碳排放权交易对新能源运营商的影响.....	23
表 5: 水电企业布局风光水一体化基地.....	30
表 6: 不同类型的储能电站参数比较.....	31

1 回顾 2021 年：电价“能涨能跌”成为年度关键词，“三化”主线延续

1.1 电力需求：增速前高后低，全年维持高增长

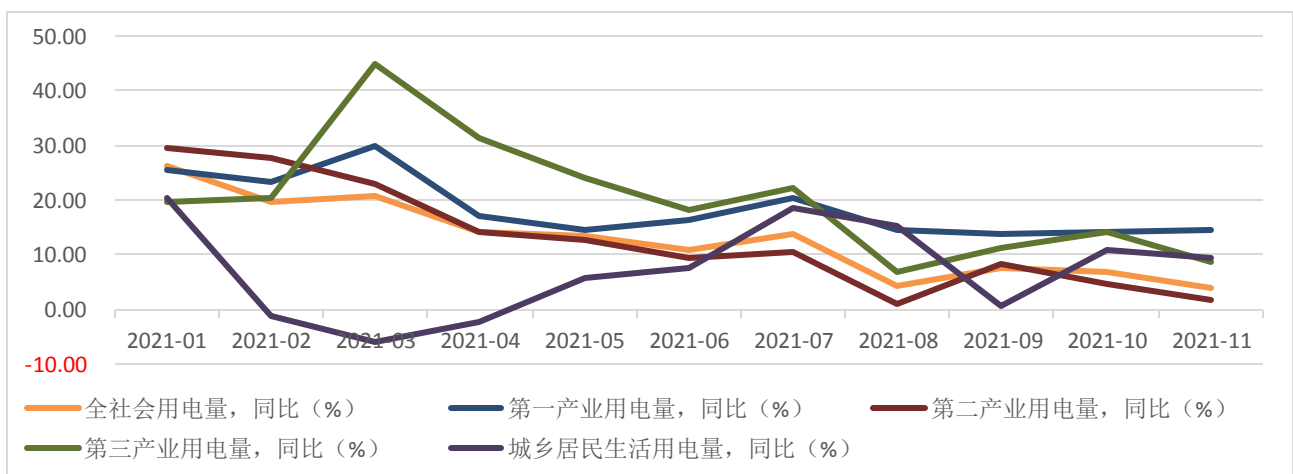
受疫情低基数和经济复苏的影响,2021 年全社会用电量整体保持高速增长。截止 2021 年 11 月,全社会用电量累计值为 74972 亿 kwh (同比增加 11.4%), 其中第一产业用电量累计值为 919 亿 kwh (同比增加 18.1%), 第二产业用电量累计值为 50255 亿 kwh (同比增加 10.2%), 第三产业用电量累计值为 13008 亿 kwh (同比增加 19%), 城乡居民生活用电量累计值为 10790 亿 kwh (同比增加 7.5%)。分月来看,一产、二产和三产用电量增速全年呈现出前高后低的趋势,城乡居民生活用电量在上半年出现了同比下滑。

图 1：2021 年 1-11 月全社会用电量（亿 kwh）



资料来源：wind，财信证券

图 2：2021 年 1-11 月全社会用电量增速（%）



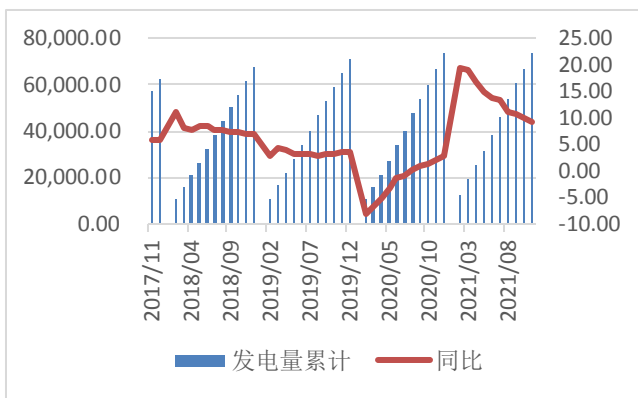
资料来源：wind，财信证券

1.2 电力供给：“十四五”开局之年，风光增量成亮点

从发电量、新增发电装机容量、利用小时和电源投资额四大指标来看，以风电和光伏为代表的新能源发电在“十四五”开局之年均继续呈现出向好的趋势。

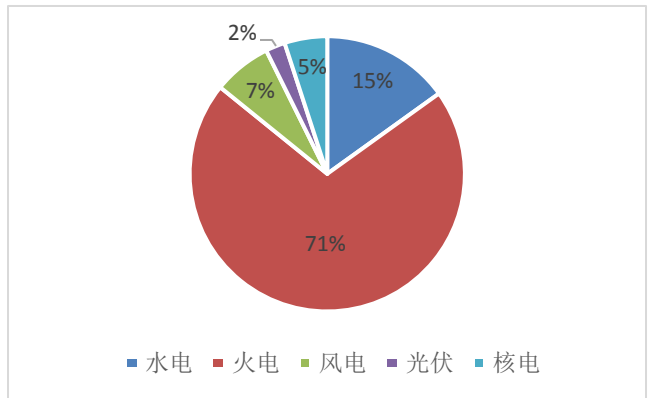
2021年1-11月，全国发电量累计值为73827亿kwh（同比增加9.2%），其中火电发电量累计值为52227亿kwh（同比增加9.9%），水电发电量累计值为11134亿kwh（同比减少2.2%），核电发电量累计值为3702亿kwh（同比增加11.9%），风电发电量累计值为5066亿kwh（同比增加29.2%），光伏发电量累计值为1696亿kwh（同比增加13.9%）。从结构上看，各电源类型发电量占比基本保持不变，火电发电量占比仍在七成以上。从增速来看，风电的发电量增速明显，主要是因为去年风电抢装，大规模装机上量在今年开始贡献发电量。

图 3：2017-2021 年发电量累积（亿 kwh）



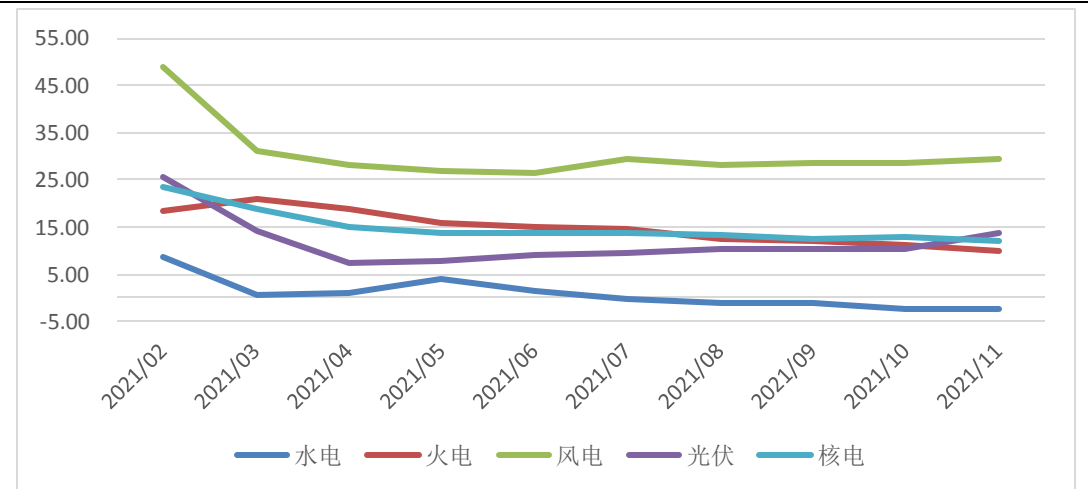
资料来源：wind，财信证券

图 4：2021 年 1-11 月不同电源类型发电量占比（%）



资料来源：wind，财信证券

图 5：不同电源类型发电量同比增速（%）

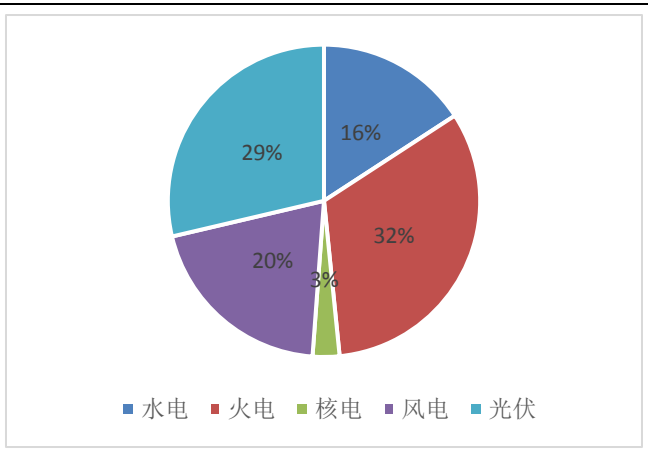


资料来源：wind，财信证券

2021 年 1-11 月，全国新增发电装机容量完成 12254 万千瓦（同比增加 20.1%），其

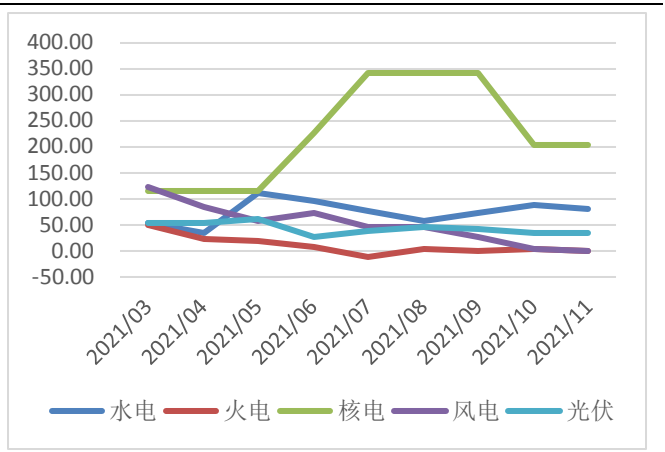
中火电的发电装机容量累计完成 3993 万千瓦（同比增加 1.5%），水电发电装机容量累计完成 1938 万千瓦（同比增加 79.61%），风电发电装机容量累计完成 2470 万千瓦（同比增加 0.32%），光伏发电装机容量累计完成 3513 万千瓦（同比增加 34.29%），核电发电装机容量累计完成 340 万千瓦（同比增加 203.57%）。从结构上看，由于抢装潮结束，风电新增装机容量占比由去年同期的 24% 下降至 20%，水电新增装机容量由 11% 提升至 16%，主要是因为两河口、杨房沟、乌东德和白鹤滩等一批大型水电站陆续投产。从增速上看，下半年核电新增装机容量增速明显领先，主要是去年同期基数较低。

图 6：不同电源类型的新增装机容量占比（%）



资料来源：wind，财信证券

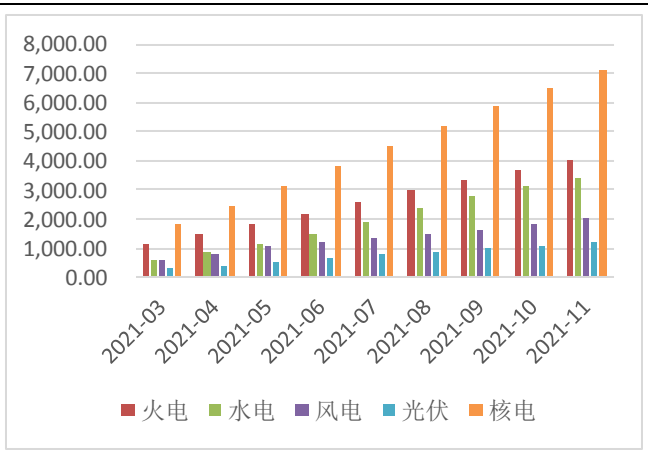
图 7：2021 年 1-11 月不同电源类型新增装机容量同比增速（%）



资料来源：wind，财信证券

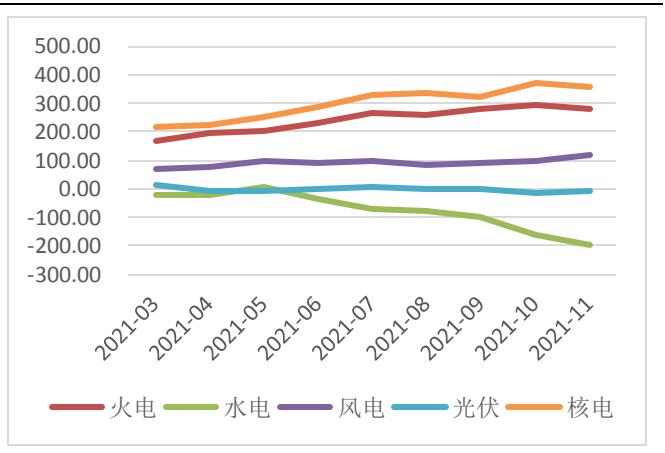
2021 年 1-11 月，全国发电设备利用小时数累计值为 3483 小时（同比增加 87 小时），其中火电为 4018 小时（同比增加 277 小时），水电为 3428 小时（同比减少 199 小时），风电为 2031 小时（同比增加 119 小时），光伏为 1194 小时（同比减少 9 小时），核电为 7102 小时（同比增加 356 小时）。由于用电负荷快速增长以及电煤供应短缺导致电力供应不足，因此火电和核电的利用小时数增加较为明显，而水电的利用小时数较去年同期减少，主要是由于来水偏枯导致水电出力下滑。

图 8：2021 年不同电源发电设备平均利用小时（h）



资料来源：wind，财信证券

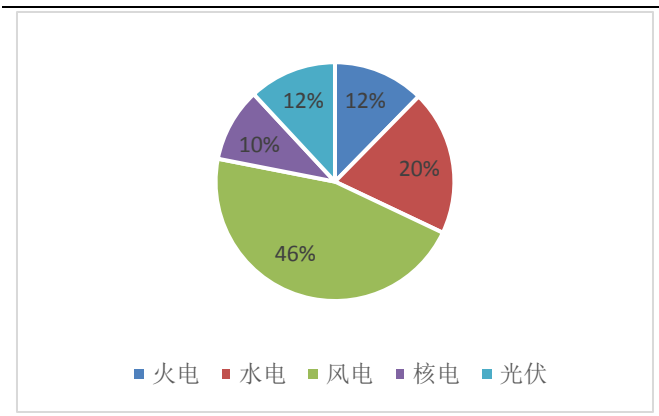
图 9：2021 年不同电源发电设备平均利用小时同比变化值（h）



资料来源：wind，财信证券

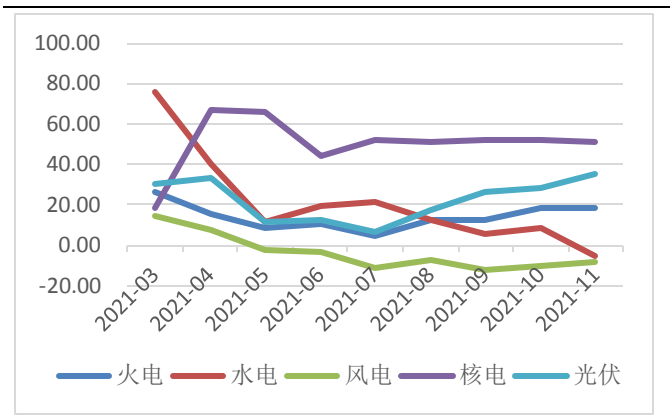
2021年1-11月,全国电源基本建设投资完成额累计值为4306亿元(同比增加3.6%),其中火电为532亿元(同比增加18.9%),水电为848亿元(同比减少-5.1%),风电为1982亿元(同比减少-7.9%),核电为431亿元(同比增加51.4%),光伏为513亿元(同比增加35.36%)。从结构来看,风电投资占比仍然接近50%,这一情况与2020年类似,我们认为主要原因有两点:1)传统的火电和水电投资额增长相对缓慢;2)2021年海上风电迎来抢装潮,而海上风电单位装机容量的投资额更高。从增速来看,核电的同比增速较为明显,我们认为一方面是因为核电的电源投资额基数相对较小,另一方面是因为核电自2019年重启后投资额开始增加。

图 10: 不同电源类型的基本建设投资额占比 (%)



资料来源: wind, 财信证券

图 11: 2021年1-11月不同电源类型的基本建设投资完成额同比增速 (%)

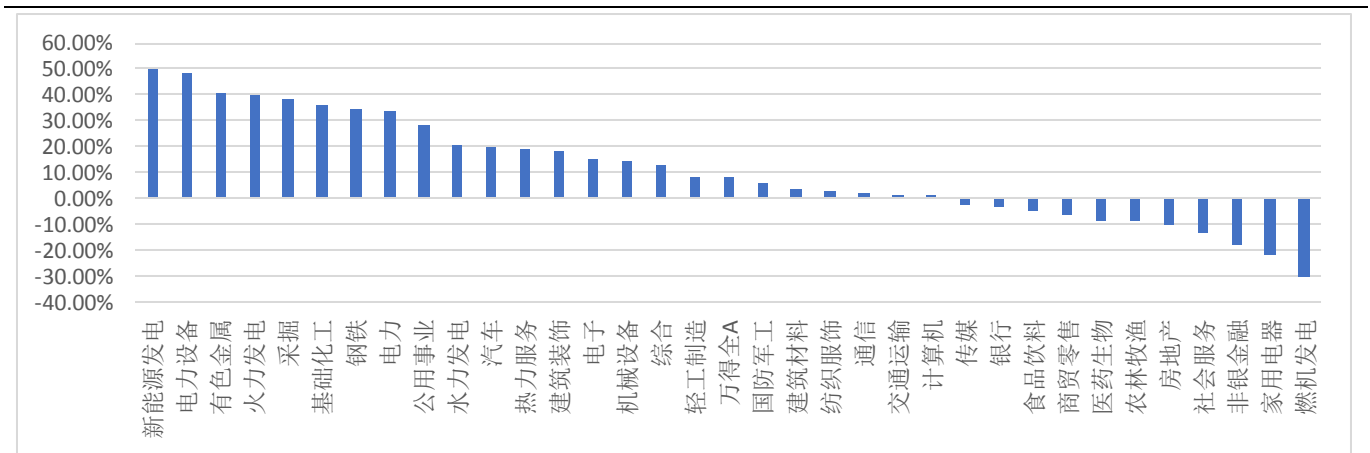


资料来源: wind, 财信证券

1.3 估值情况: 电力板块跑赢大盘, 新能源发电表现强势

截止2021年12月22日,申万一级行业板块涨幅居前3的为电力设备(48.68%)、有色金属(40.5%)和采掘(38.07%),跌幅居前3的为家用电器(-21.61%)、非银金融(-17.88%)和社会服务(-13.09%)。公用事业指数上涨28.76%,跑赢万得全A指数20.11个百分点,在申万28个一级行业指数中排名第6。

图 12: 2021年电力板块跑赢大盘 (%)



资料来源: wind, 财信证券

电力板块 2021 年的情况总结如下：

1) 电力板块全年表现强势，跑赢大盘。2021 年，受行业政策和市场供需等多重利好因素刺激，电力板块整体跑赢大盘。截止 2021 年 12 月 22 日，电力指数上涨 34.12%，跑赢万得全 A 指数 25.47 个百分点。

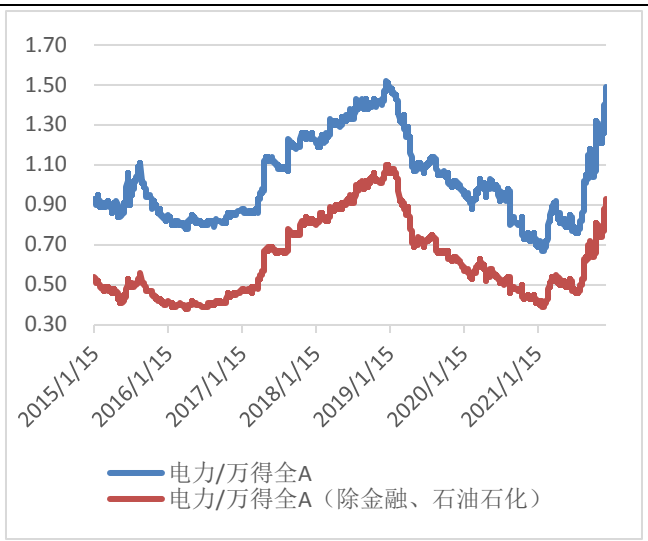
2) 以风电和光伏为代表的新能源发电表现尤为强势。2021 年，电力板块中表现最亮眼的无疑是新能源发电板块，其根本原因在于新能源发电在成长性、确定性和盈利性三个方面得到了市场需求和政策的保障。首先，受益于“3060”碳中和的行业大背景，新能源发电的装机规模将在未来维持长久的高速增长，成长性得到保证；其次，进入平价上网时期后，补贴政策的不确定性已经基本消除；最后，虽然光伏组件全年维持高位，但是近期硅料和组件价格开始松动。长期来看，随着硅料价格下降和海上风电抢装潮结束后施工建设成本的下降，以及电池片发电效率提升和大兆瓦风机效率提升带来的技术降本，新能源发电的降本趋势仍将延续，而清洁能源市场化交易和碳交易市场的发展将进一步打开新能源的盈利空间。

此外，核电发展步入正轨。中国广核和中国核电是国内核电的双寡头，从去年开始核电审批开始重回正轨，预计“十四五”期间每年审批 6-8 台，核电双寡头均将直接受益，成长性有望得到延续。此外，对于中国核电而言，虽然核电发展步入正轨，但由于核电建设投运周期较长，“十四五”期间存在核电投运的真空期，因此公司计划利用核电充足的现金流来实现新能源的第二主业发展，公司规划“十四五”末的装机总量将达到 5600 万 kw，其中新能源累计装机容量接近 3000 万 kw，并超过其核电装机容量。

3) 火电盈利向下，但电价“能涨能跌”的市场化改革推动估值向上。2021 年，火电板块的整体业绩明显受到电煤成本上涨的影响，板块业绩承压，盈利能力明显下滑，主要火电上市公司均出现同比大幅亏损。另一方面，在用电需求紧张的行业背景下，市场化交易电价开始“能涨能跌”，交易电价上浮区间提升至 20%。拉长时间来看，2015 年新一轮电力体制改革后，火电企业的估值整体呈现持续向下的趋势，但在今年业绩下滑的情况下估值却开始提升，印证了我们此前在 2021 年策略报告中提到的“电力市场化改革带来的交易折价预期压制了火电板块估值”结论。而在交易折价的预期被打破、交易电价从“只跌不涨”转向“能涨能跌”后，火电板块的估值开始修复。

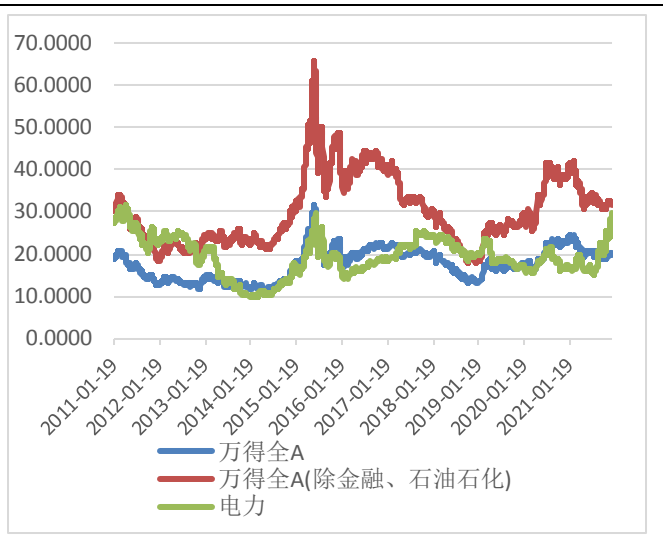
4) 水电平稳运行。水电板块全年整体保持平稳，但与其他板块相比，走势相对乏力。水电板块在 2021 年有部分大型水电站的机组陆续投运，如川投能源和国投电力的两河口、杨房沟等雅砻江中游电站，以及三峡集团的白鹤滩、乌东德电站等。水电板块的业绩主要受来水影响，但全年各大水系来水情况一般，发电利用小时同比下滑。水电板块上半年走势相对平稳，三季度在用电偏紧的行业背景下，受电价涨价预期的影响，水电板块随电力板块一起拉升，但随后又冲高回落。

图 14：电力板块与全部 A 股历年市盈率水平



资料来源：wind，财信证券

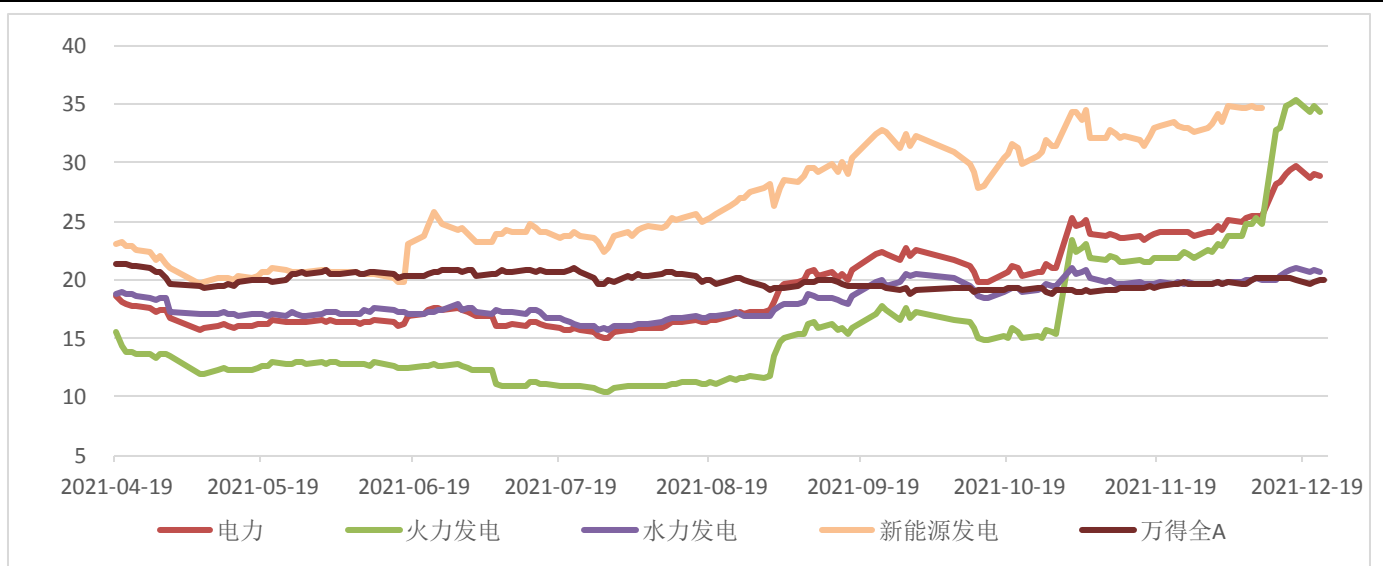
图 15：电力板块对全部 A 股的市盈率估值折价率



资料来源：wind，财信证券

子板块估值。截至 2021 年 12 月 22 日，火力发电、水力发电、新能源发电的市盈率 (TTM) 分别为 34.38 倍、20.7 倍和 34.64 倍，市净率 (LF) 分别为 1.11 倍、2.38 倍和 2.49 倍。得益于“3060”碳中和战略，新能源发电板块的估值全年不断提升；而火电板块的估值在下半年开始提升，PE 估值基本接近新能源发电板块，我们认为主要得益于两个方面，一方面是十月份以来的煤价不断下降，另一方面是市场开始关注火电转型新能源，对部分火电企业盈利中的新能源业务开始按照新能源运营商的估值水平来对待，因此提升了整个火电板块的估值。

图 16：2020 年申万电力板块市盈率(TTM)



资料来源：wind，财信证券

1.4 2021 年策略复盘：电价“能涨能跌”成为年度关键词，清洁化、电气化和市场化的“三化”主线延续

我们在 2021 年的年度策略报告《火电估值修复任重道远，新能源开启平价上网新周期》中提出：

1) 2021 年将继续坚定推进电力市场化改革，并在广度和深度上有所拓展。市场化交易电量的规模将会进一步扩大，市场交易电量占全社会用电量的比重将持续提升，用户的准入门槛将会进一步降低，并开始探索以市场化交易方式来拉大峰谷价差。

2) 2021 年以及“十四五”期间持续看好新能源发电板块。新能源将在“十四五”期间开启类似于 2002 年电力体制改革以来水电和火电的大规模建设周期；

3) 市场化改革导致二级市场形成并强化“市场化=电厂降电价让利”的认知，并压制了火电板块的估值。我们认为火电板块的估值不在于其盈利，而在于市场一直预期“市场化=电厂降电价让利”，由此提出了“十四五”期间观察由供需关系、煤价和市场化共同决定的业绩修复和估值修复机会：先观察供需关系和煤价是否出现变化，再观察这种变化是否可以通过市场化交易方式在交易电量和交易价差上得到反映。如未来出现供需偏紧、煤价进入上升通道的情况，且观察到年度长协价差在交易规模扩大的基础上收紧，月度交易价差也同步收窄甚至出现基准价上浮的情况，同时没有临时性的行政降电价政策出台，则意味着二级市场可能会改变“市场化=电厂降电价让利”的预期，火电板块有望迎来估值修复。

随后，在 2021 年 1 月底的电力行业深度报告《清洁化、电气化、市场化——三主线助推“十四五”形成清洁能源充分参与的电力市场零售竞争模式》中进一步提到：

1) 清洁化、电气化和市场化的“三化”主线。“十三五”期间，整个电力行业经历了电力体制改革、电力市场化交易、煤炭行业深度化解产能过剩、严控煤电装机规模、煤电联动政策取消、“基准电价+浮动电价”的市场化电价机制取代原有标杆上网电价机制等诸多行业政策的变化，并逐渐形成了清洁化、电气化和市场化三条主线；

2) 清洁化和市场化将是关键。2021 年将继续坚定推进电力市场化改革，并在广度和深度上有所拓展，“十四五”将形成清洁能源充分参与的电力市场零售竞争模式；

回顾 2021 年，我们在年度策略和深度报告中提到的观点均得到验证，电力清洁化和市场化均有明显的表现，尤其是市场化方面，我们认为电价“能涨能跌”是电力行业 2021 年的年度关键词。1) 清洁化方面。“3060”碳中和战略成为能源行业尤其是电力行业未来发展转型的顶层设计，2030 年风光装机达到 12 亿 kw 等一些具体量化目标的提出，以及先后两批风光大基地项目的启动，直接为新能源发电提供了确定性的长期成长性；传统的水电、核电和火电企业均开始转型发展新能源，并纷纷提出了颇具雄心的“十四五”新能源装机规划。2) 市场化方面。国家发改委、能源局《关于做好 2021 年电力中长期合同签订工作的通知》（发改运行〔2020〕1784 号），指出要拉大峰谷价差，交易双方签订分时段合同时，同时鼓励用户、售电公司等市场主体主动提供电力负荷曲线。9 月份，江苏、广东等地开始允许市场化交易的月度竞价上浮，电价上浮由此引发市场的进一步预期。10 月初国常会以后，国家能源局出台《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化

改革的通知》，鼓励全电量、全用户进入市场，通过以“供需+成本”为基础的电力市场化交易有效传导燃煤成本，电价真正做到“能涨能跌”。11月，中央深改委出台《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，有序推动新能源参与市场交易，发挥电力市场对能源清洁低碳转型的支撑作用。

2 展望 2022 年：市场化电价机制真正建立，新能源充分参与的电力市场初步形成

1) 电价形成机制是整个电力行业的“锚”，从“只跌不涨”到“能涨能跌”，电力市场化改革的根本性转向将带来行业的深层次投资逻辑转变。2021年，电价开始“能涨能跌”，完全改变了2015年电力体制改革以来电价“只跌不涨”的市场认知，基于“供需+成本”市场化电价机制真正建立。我们认为，电价形成机制是整个电力行业的“锚”，下半年火电板块盈利向下、估值向上其实已经充分说明了“锚”的改变所带来的投资机会。我们认为，电价“能涨能跌”仅仅只是一个开端，随着市场化电价机制的范围进一步扩大，比如新能源发电纳入交易、电价浮动区间进一步扩大、交易品种进一步丰富，都将为整个电力行业带来投资逻辑的重构。

2) 电气化、市场化和清洁化的电力行业“三化”主线和长逻辑将延续，其中清洁化是最大的主线，带来行业的成长性；市场化则赋予行业更大的盈利空间，提升行业的估值水平。

3) “三化”主线中，清洁化成为成长性、盈利性和确定性兼具的长坡赛道，投资机会从行业认知差转向个股预期差，尤其要关注个股的成长性。经过2021年的发展，新能源发电的行业认知差基本不复存在，新能源发电板块的整体估值得到提升，2022年要重点关注个股的预期差，重点关注个股的成长性是否可以支撑估值。2021年，大部分电力企业纷纷出台了颇具雄心的“十四五”新能源装机规划目标，但目标同时也极具挑战，比如企业是否有足够的运营能力来操盘如此大规模的新能源装机容量？市场竞争加剧，企业能否如期完成“十四五”规划？激烈的市场竞争是否会导致项目收益率持续下滑？巨大的资金需求是否会影响企业的经营？上游环节涨价是否能够有效应对？我们认为，相关的个股将出现分化，需要盈利性和成长性来兑现业绩、支撑估值。

4) 清洁能源充分参与的电力市场将初步形成，相关的交易细则将建立，绿电价值将通过更大范围的市场交易得以体现。目前各省新能源参与市场交易的情况各不相同，有的省份以全额收购为主，有的省份以“保量保价+保量竞价”的模式来实现，我们认为应该在更大范围内以交易手段来实现新能源的价值，需要建立全国统一的电力市场，与新能源交易相关的交易规则、市场主体和交易安排将进一步明确，但市场的零售竞争格局仍需时日；

5) 火电和水电以及核电的长期投资逻辑都在于新能源。相比于纯新能源运营商，水电、火电和核电的优势在于充裕的现金流和足够的调峰能力，我们认为这将助推传统电

力企业顺利转型新能源，并从业绩和估值两个方面得以体现。

6) 水电的机遇在于抽蓄和流域内水风光一体化基地。目前主要流域的水电开发已经比较成熟，我们认为水电的机遇还是在于新能源，一方面是建设抽蓄电站为电网系统或新能源运营商提供调峰服务，另一方面是开发流域内的水风光一体化基地，我们认为水电的现金流和调峰能力是天然的优势。

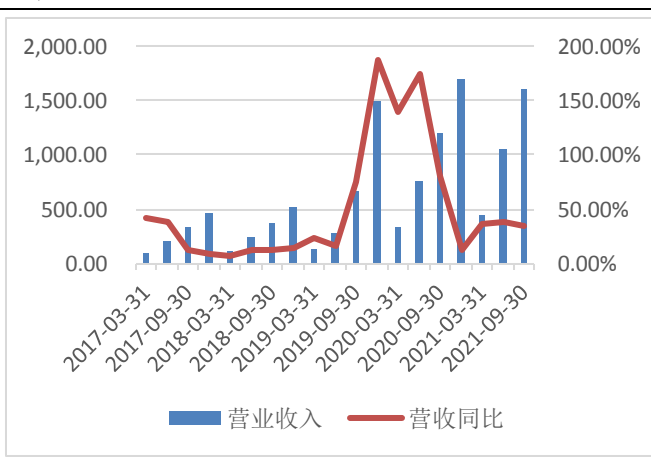
7) 2022 年，火电迎来业绩+估值的双重修复，其中估值修复来自电价“能涨能跌”和转型新能源两个方面。火电板块的估值自 2015 年电力体制改革以来持续走低，主要原因是电价“只跌不涨”压制了预期，但这一情况已经得到根本性改变，板块的估值已经得到修复。此外，由于煤价区间已经锚定，2022 年的业绩也有望随之修复，但火电的长逻辑还是在于利用其强劲的现金流、调峰能力、融资能力和项目运营能力助推企业转型发展新能源。并且，相比于水电企业聚焦流域内的水风光一体化基地，相比之下，全国性的火电央企在转型新能源方面更具有优势。

3 新能源发电：成长性、盈利性和确定性兼具，长期看好

3.1 板块基本面向好，个股普涨

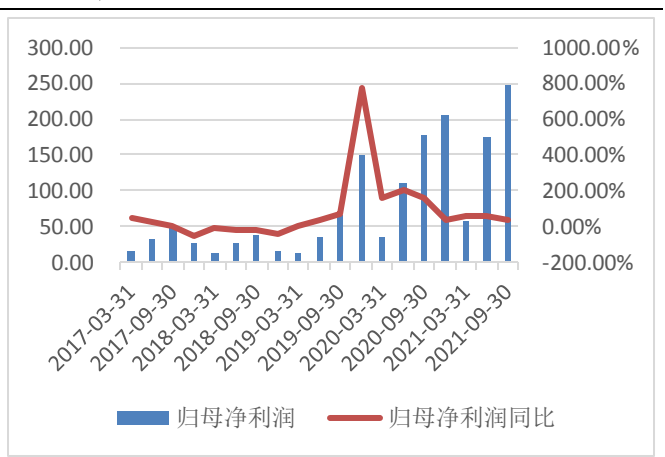
2021 年前三季度，新能源发电板块实现营业收入 1614.24 亿元，同比增加 34.59%；归母净利润 247.12 亿元，同比增加 38.79%；毛利率 39.53%，较去年同期的 41.93% 下降 2.4 个百分点；净利率为 22.31%，较去年同期的 22.06% 增加 0.25 个百分点；ROE 为 7.36%，较去年同期的 7.58% 下降 0.21 个百分点。从过去几年的数据来看，新能源发电板块的营收和归母净利润从 2019 年开始有显著提升，盈利能力和 ROE 整体保持稳定。

图 17：2017-2021 年新能源发电板块营收及同比（亿元，%）



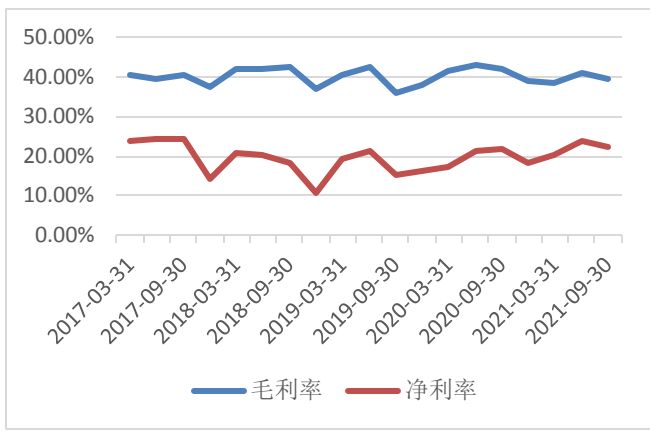
资料来源：wind，财信证券

图 18：2017-2021 年新能源发电板块归母净利润及同比（亿元，%）



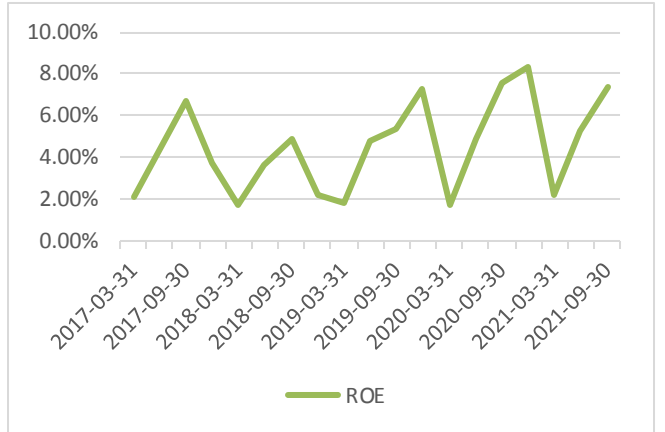
资料来源：wind，财信证券

图 19：2017-2021 年新能源发电板块毛利率和净利率 (%)



资料来源：wind，财信证券

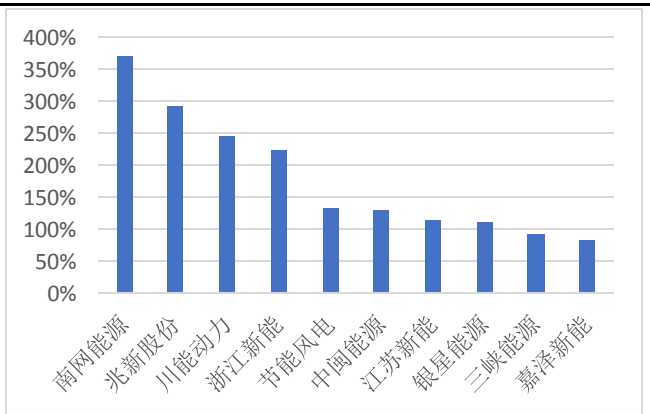
图 20：2017-2021 年新能源发电板块 ROE (%)



资料来源：wind，财信证券

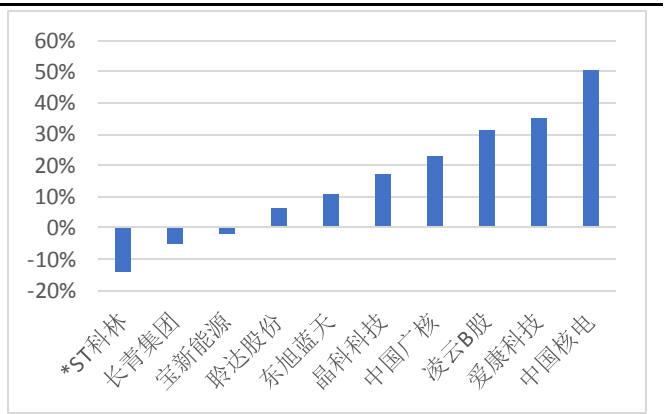
受益于“3060”碳中和战略带来的行业强β属性，以及个股基本面逐渐改善和“十四五”确定性高增长的趋势，新能源发电板块在2021年前三季度表现优异，基本呈现出普涨态势。2021年前三季度，新能源发电板块涨幅居前10位的标的分别为：南网能源（370.75%）、兆新股份（292.79%）、川能动力（246.39%）、浙江新能（222.77%）、节能风电（132.25%）、中闽能源（129.47%）、江苏新能（115.09%）、银星能源（110.77%）、三峡能源（92.93%）、嘉泽新能（82.06%）；涨幅居后10位的标的分别为：*ST科林（-13.95%）、长青集团（-5.28%）、宝新能源（-2.15%）、聆达股份（6.19%）、东旭蓝天（10.6%）、晶科科技（17.22%）、中国广核（23.19%）、凌云B股（31.61%）、爱康科技（35.26%）、中国核电（50.53%）。

图 21：2021 年前三季度新能源发电板块涨幅前十位



资料来源：wind，财信证券

图 22：2021 年前三季度新能源发电板块涨幅后十位



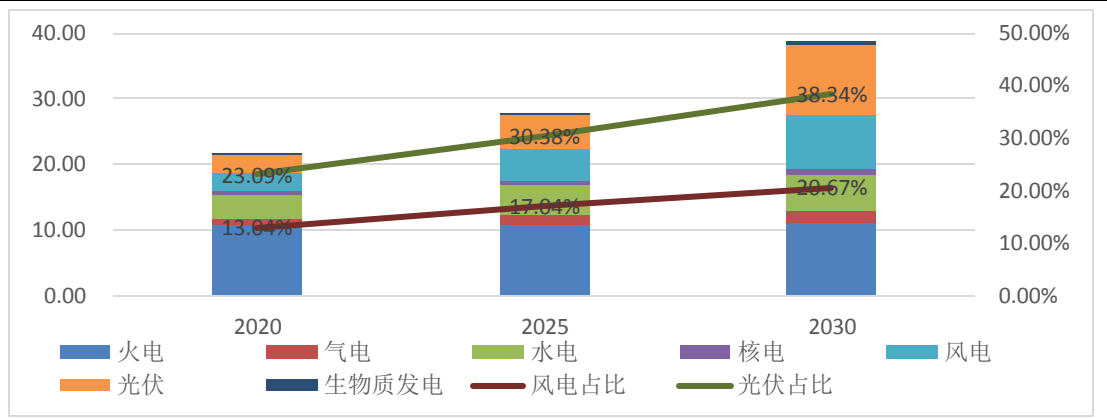
资料来源：wind，财信证券

3.2 成长性确定无疑，长坡赛道上市场主体纷纷加码

行业层面，新能源发电的长期成长性确定无疑。2020年12月，习近平总书记在气候雄心峰会上表态“到2030年，风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上”，这是官方首次就新能源装机容量给出量化目标，但是行业普遍预计这仅仅是底线目标，

我们在深度报告《业绩披露彰显基本面向好，新能源运营商迎来确定性的高速增长期》中预计到2025年，风电和光伏的装机将达到475GW和520GW；到2030年，风电和光伏的装机将达到801GW和1069GW，装机占比分别为20.67%和38.34%。此外，政策层面也不断有新的动作。2021年，以光伏“整县推进”、“千乡万村驭风计划”、老旧风场“以大代小”改造、陆上风光大基地项目、海上风电基地项目等为主要内容的政策组合拳频出，不断为市场带来装机规模的量化指引目标，提振了市场预期和行业景气度。

图 23：2030 年电源结构（万亿 kw， %）



资料来源：wind，财信证券

企业层面，市场主体纷纷出台颇具雄心的“十四五”新能源规划。我们将新能源发电的市场主体分为三类，一类是传统的水电、火电和核电企业转型发展新能源，比如福能股份、粤电力 A、上海电力、吉电股份和中国核电，一类是纯粹的新能源运营商，比如江苏新能、中闽能源、三峡能源、节能风电、太阳能和浙江新能等，最后一类是从其他行业切入新能源赛道，比如金开新能、广宇发展等。但不管是什么类型的市场主体，在“3060”碳中和的行业背景下，无一例外的都给出了颇具雄心的“十四五”新能源规划。比如粤电力，公司初步计划“十四五”新增 14GW 新能源装机，五年 CAGR 接近 90%；中国核电计划在核电主业基础上拓展新能源作为第二主业，预计到 2025 年新能源装机规模将达到 3000 万 kw，超过公司核电的装机规模。

表 2：部分企业的“十四五”新能源规划

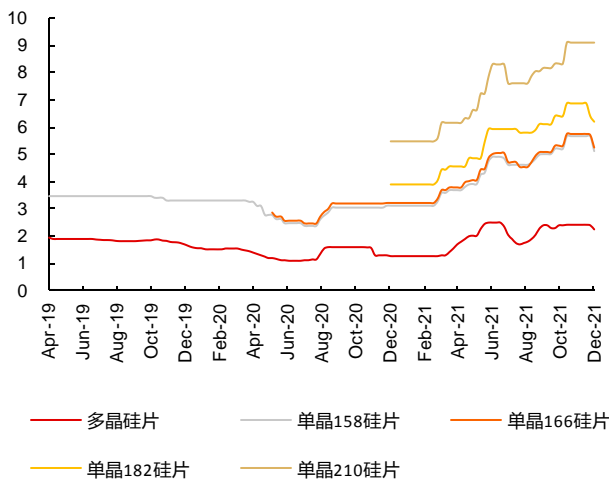
上市公司	规划内容
粤电力	截至 2020 年年报，公司拥有风电、水电等可再生能源发电控股装机容量 74.2 万千瓦；公司初步计划“十四五”新增 14GW 新能源装机和 6GW 气电，预计“十四五”期间将再造一个粤电力。
吉电股份	2020 年风电和光伏装机规模为 5.83GW，其中风电 2.52GW，光伏 3.31GW；到 2025 年总装机容量达到 20GW，新能源装机占比达到 90%
中国核电	截至 2020 年年报，公司新能源在运装机容量 524.99 万千瓦；公司计划“十四五”末期总装机容量达到 5600 万 kw，其中核电预计 2600 万 kw，新能源装机接近 3000 万 kw
华润电力	截至 2020 年年报，公司可再生能源权益装机容量 11.24GW，预计“十四五”期间新增 40GW 可再生能源装机，预计至 2025 年底，可再生能源装机占比超过 50%。
三峡能源	根据三峡集团“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，三峡能源将承担大部分任务

资料来源：wind，公司公告，财信证券

3.3 成本仍有下降空间，海风平价提速

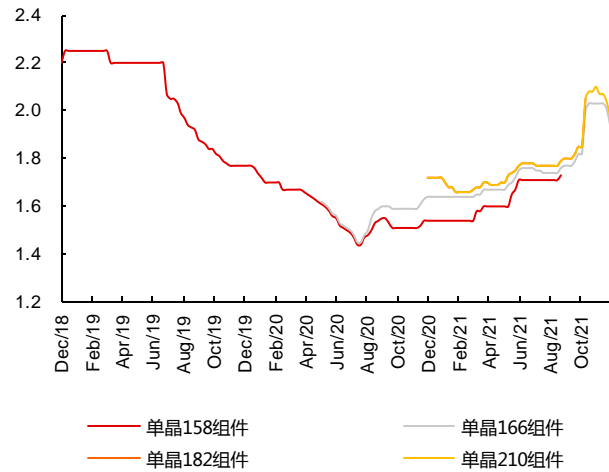
2021年，上游硅料紧缺推动组件价格持续上涨，但近期硅料和组价价格开始松动，降本的长期趋势不改。受上游硅料产能紧缺的影响，硅料价格上涨带动了硅片、电池片和组价价格的不断攀升，光伏全产业链价格普涨。年内单晶182组件最高价格升至2.1元/w，压制了下游光伏运营商的装机意愿。但进入11月以来，硅片价格开始松动，随后组件和硅料价格也开始出现环比下降，由于组件环节产能扩张明显，我们预计组件的市场竞争将加剧，组件价格在2022年将进入下行通道，并进一步利好下游的新能源运营商。

图 24：硅片价格(元/片)



资料来源：wind，财信证券

图 25：组件价格(元/W)

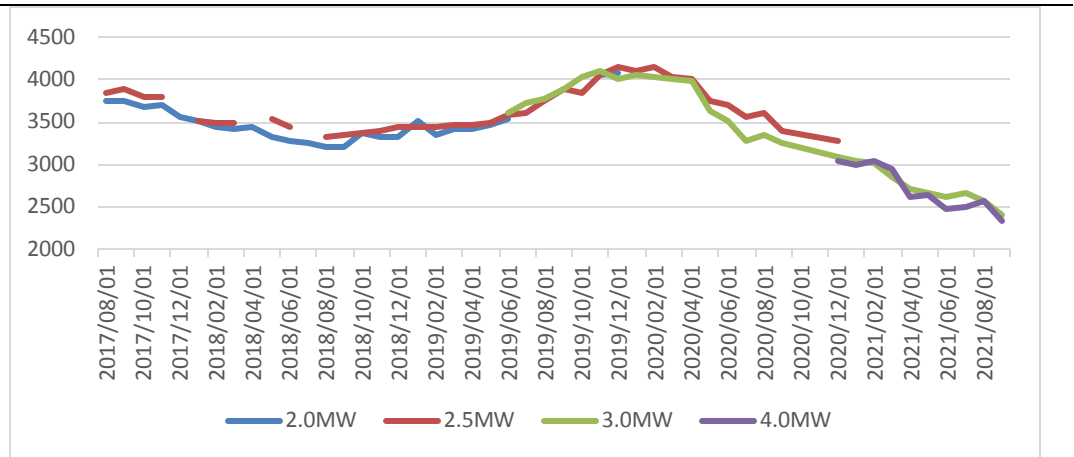


资料来源：wind，财信证券

海风抢装潮结束后施工环节降本、补贴到期倒逼风机制造商降价、上游钢材等大宗商品价格下降、大兆瓦风机提升发电效率、减少装机点位等多重因素推动海上风电和陆上风电延续降本趋势。

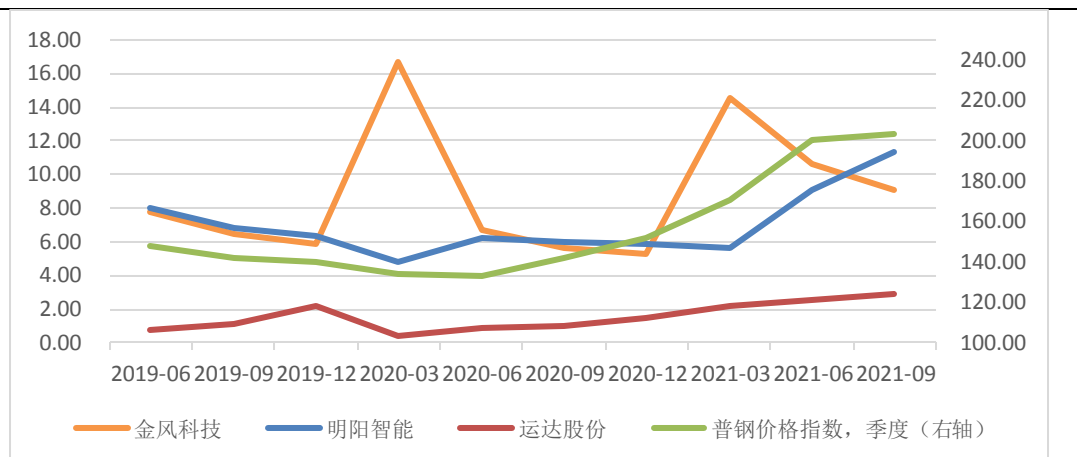
1) 陆上风电抢装潮结束，风机招标价格进入下行通道。2021年，在下游因抢装潮结束而需求下降、上游风机制造商为满足抢装需求而导致产能提升的情况下，供需开始逐渐宽松，导致风机市场竞争加剧、风机招标价格不断下探。同时，我们观察到风机设备商通过升级大兆瓦机组等方式进一步摊低了成本，在今年上游钢材等大宗商品持续涨价的情况下，风机设备商的盈利能力并未显著下滑，因此我们判断待大宗商品回归正常后，风机价格仍然有下降空间。

图 26：风机月度公开投标均价（元/kW，金风科技）



资料来源：北极星电力网，财信证券

图 27：风机制造商净利率与普钢价格指数（%）



资料来源：北极星电力网，财信证券

2) 海风抢装潮结束、大兆瓦风机提升发电效率，推动海上风电继续降本。我国的海上风电主要集中在辽宁、山东、浙江、江苏、福建、广东和广西等东南沿海省份，从我们对部分新能源运营商海上风电项目的梳理可知，目前大部分在 2021 年年底前投产的补贴电价项目投资基本上在 1.6-1.9 万元/kw 之间，据测算，海上风电若要实现平价上网，综合开发成本仍需在当前基础上再下降 25%-40% 左右。

表 3：部分海上风电项目投资概况

项目名称	装机容量 (万 kw)	投资额 (亿元)	单位造价 (万元/kw)	项目业主
1 莆田石城海上风电场	20	36.9	1.85	福能股份
2 莆田平海湾海上风电场 F 区	20	37.63	1.88	福能股份
3 长乐外海海上风电场 C 区	49.8	104.13	2.09	福能股份
4 珠海金湾海上风电	30.25	56.43	1.87	粤电力
5 湛江徐闻外罗二海上风电	20	37.89	1.89	粤电力
6 湛江徐闻新寮海上风电	20.64	36.99	1.79	粤电力
7 阳江沙扒海上风电	30.22	59.63	1.97	粤电力
8 海电一期	5	8.52	1.7	中闽能源
9 海电二期	24.6	43.75	1.78	中闽能源
10 海电三期	31.2	62	1.99	中闽能源
11 滨海海上风电	30	50	1.67	江苏新能

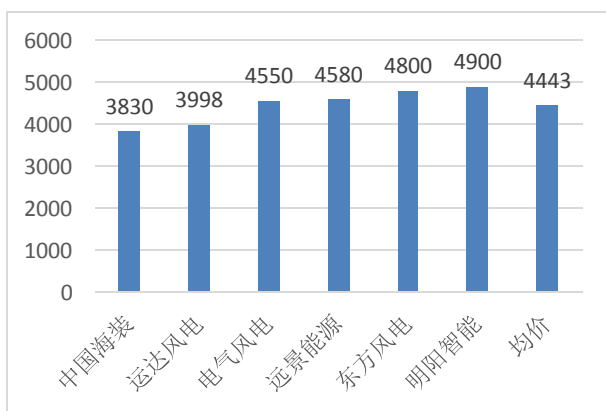
资料来源：公司公告，财信证券

海上风电平价存在超预期的可能性。此前行业普遍预计海风在 2025 年可实现平价上网，根据广东省 2021 年 6 月下发的《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》，广东省将力争到 2025 年底实现 1800 万千瓦海上风电平价上网。而 2021 年下半年浙江 680MW 海风项目开标，其中：

中广核象山 280MW 海上风电机组开标均价 4443 元/kW。2020 年全年最低海上风电机组采购报价由三峡新能源阳西沙扒三期（400MW）海上风电项目 I 标段报出，明阳智能以 130967 万元的报价中标，投标均价为 6548 元/kW（不含塔架），高于此次中国海装不含塔架最低报价 2718 元/kW，同比下降 41.5%。

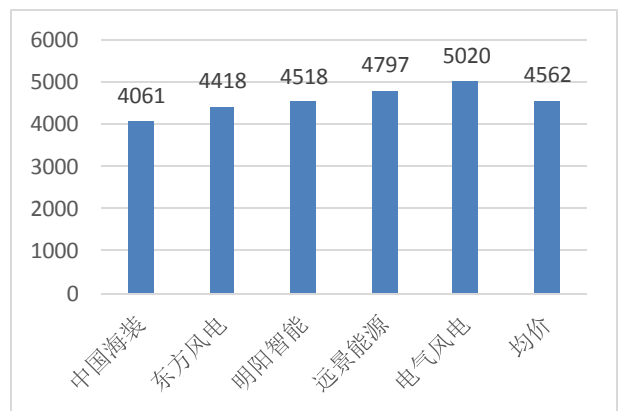
华润苍南 400MW 海上风电机组开标均价 4562 元/kW（含塔筒）。苍南项目的最低报价为中国海装的 4061 元/kW（含塔筒），照此价格估算其不含塔筒的价格在 3600 元/kW 左右，与 2020 年 6 月华润电力公布当时此项目机组中标人远景能源的报价 7264 元/kW 相比，降幅高达 50%。

图 28：中广核象山海风机组开标情况(不含塔筒,元/kw)



资料来源：wind，财信证券

图 29：华润苍南海风机组开标情况（塔筒，元/kw）



资料来源：wind，财信证券

我们认为海风机组短期内大幅下降的原因主要有以下几点：1) 2022 年起国补完全退

出，倒逼风机制造商通过降价抢占市场；2) 陆风机组价格的大幅下降带动了海风机组价格的下降；3) 海风大兆瓦风机从发电效率、钢材用量和施工点位等多方面助力单位成本下降。考虑到风机设备在项目投资中的占比较大，预计此次海风机组价格下降将大幅降低项目的整体造价。按照风机价格在项目投资中的占比，我们推算象山和苍南项目的整体造价应该在 1.2-1.3 万元/kW，取中间值 1.25 万元/kw，按照上网电价 0.45 元/kwh、利用小时 3300 小时计算，其内部收益率在 6.98%，平价上网已经具备可行性。此外，抢装潮结束后，施工费用的下降也将进一步加快海风平价的步伐。目前全国在建的海上风电场使用施工海工船舶近 50 台套，如按照每台套每年平均施工时长 3-4 个月，每个月 8-10 台机组，单台海风机组 5MW 计算，全年施工船舶的施工能力在 6-10GW 之间，由于今年面临海上风电的抢装，部分项目的施工费用均有大幅提升，而在抢装潮过去后，我们预计明年的施工费用将出现大幅下降，并将进一步加快海风平价的步伐。

3.4 碳交易和市场化交易，助推新能源发电盈利空间进一步打开

在新能源发电降本长期趋势不改的情况下，碳交易和新能源参与市场化交易，将助推新能源发电的盈利空间进一步打开。

1) 新能源市场化交易。目前各省新能源参与交易的方式不尽相同，有些省份要求全额消纳，有些省份要求 10-20% 电量进入市场交易，还有些省份要求最低保障利用小时数以内“保量保价”，超出最低保障利用小时数以外“保量竞价”。但从下半年开始，新能源发电参与市场化交易在政策上逐渐清晰：

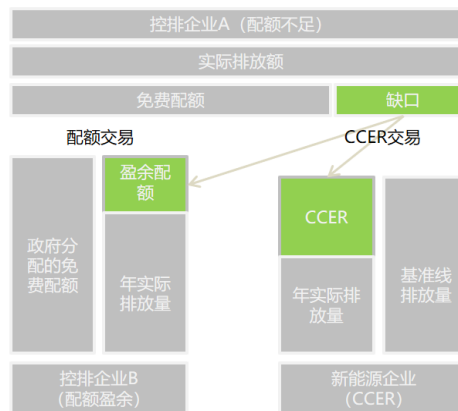
2021 年 9 月，国家发改委批复《绿色电力交易试点工作方案》，随后，首次绿色电力交易启动。《方案》首次明确了绿色电力交易和产品的定义，绿色电力产品初期为风电和光伏发电企业上网电量，条件成熟时扩大至符合条件的水电；而绿色电力交易则是以这类电力产品为标的物，开展的电力中长期交易。随后开展的首次绿电交易共 17 个省份 259 家市场主体参与，达成交易电量 79.35 亿度，国网经营区域成交 68.98 亿度，南网经营区域成交 10.37 亿度，交易以双边协商为主，成交价格不一，其中国网区域成交价格较中长期交易价格每度电溢价 3-5 分钱左右。

国家电网有限公司印发《省间电力现货交易规则（试行）》。2021 年 11 月 22 日，国家电网有限公司印发《省间电力现货交易规则（试行）》，要求“通过市场化手段实现全网电力余缺互济，促进清洁能源大范围消纳，推动构建以新能源为主体的新型电力系统，助力实现碳达峰、碳中和”。我们认为，随着新能源装机规模的快速扩大，迫切需要引导新能源参与市场交易，并通过更大范围的交易实现“由市场交易发现和决定新能源的价格”。

中央深改组审议通过《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》。2021 年 11 月 24 日下午，中央深改组第二十二次会议审议通过《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，要求“有序推动新能源参与市场交易，科学指导电力规划和有效投资，发挥电力市场对能源清洁低碳转型的支撑作用”。

2) 长期来看, 碳交易市场可以新能源运营商创造新的盈利增长点。碳交易市场上的交易标的主要是配额和 CCER。1) 配额。政府分配的碳排放权额度可以用来交易, 并且是市场初期交易的主要标的, 配额交易的供给方是部分企业通过采用节能减排技术, 最终碳排放低于其获得的配额, 则多余的配额可以进行交易。2) CCER。简单理解就是风电、光伏等企业生产的电量按照一定方式折算为碳减排量, 经过第三方碳排放核查机构的核证后, 进入碳交易市场参与交易。生产 CCER 的企业本身不是碳排放企业, 因此不享有配额分配, 但其生产的 CCER 价格与配额市场密切相关。

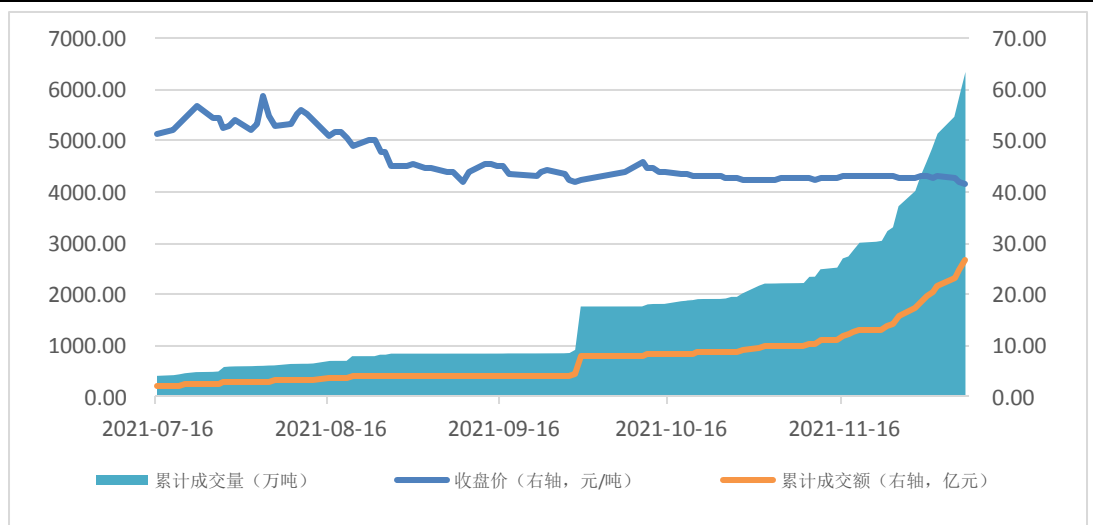
图 30: 碳交易市场的主要交易品种: 配额交易和 CCER 交易



资料来源: 北极星电力网, 财信证券

2021 年 7 月, 全国碳排放权交易市场上线交易。随着第一个履约周期 (2021 年 1 月 1 日至 2021 年 12 月 31 日) 截止日期渐近, 企业交易意愿明显上升。交易数据显示, 近期全国碳市场参与交易的重点排放单位数量较上月增加 65%, 挂牌协议交易日均成交量较上月上涨 163%。截至 12 月 8 日, 全国碳市场碳排放配额 (CEA) 累计成交量 6344.68 万吨, 累计成交额 26.61 亿元。但由于初期分配的配额相对充裕, 因此交易价格并未随着交易量的增加而提升。

图 31: 全国碳市场碳排放配额 (CEA) 交易情况



资料来源: 北极星电力网, 财信证券

参考全国碳配额（CEA）交易的情况，我们测算了节能风电、太阳能、福能股份和吉电股份参与碳排放权交易后对公司净利润的影响，其中节能风电、太阳能的发电量和净利润为披露的 2020 年数据，吉电股份和福能股份因为还存在部分火电装机，因此发电量数据仅统计风电和光伏发电量。按照配额均价 25 元/吨计算，参与碳排放权交易对上述四家新能源运营商的净利润有 4.83%-40.51% 的增幅。当然，由于前期的配额以免费分配为主，因此碳交易不会为新能源运营商带来明显的收益，且 6 月份启动的全国性碳交易市场仅涵盖电力行业，如考虑到钢铁等其他碳排放量较大的企业将被陆续纳入碳交易市场，需求端的增加叠加免费配额的逐年递减，有望逐步增厚新能源运营商的盈利空间。

表 4：参与碳排放权交易对新能源运营商的影响

	节能风电	太阳能	吉电股份	福能股份
发电量（亿千瓦时）	68.16	52.93	100.76	29.17
度电对应二氧化碳（千克）	0.997	0.997	0.997	0.997
折算二氧化碳当量（万吨）	679.56	527.71	1004.58	290.82
配额均价（元/吨）	25.00	25.00	25.00	25.00
碳排放权收益（百万元）	169.89	131.93	251.14	72.71
2020 年净利润（百万元）	665	1019	620	1505
碳排放权收益对净利润的上修比例（%）	25.55%	12.95%	40.51%	4.83%
度电收入增幅（元/千瓦时）	0.0249	0.0249	0.0249	0.0249

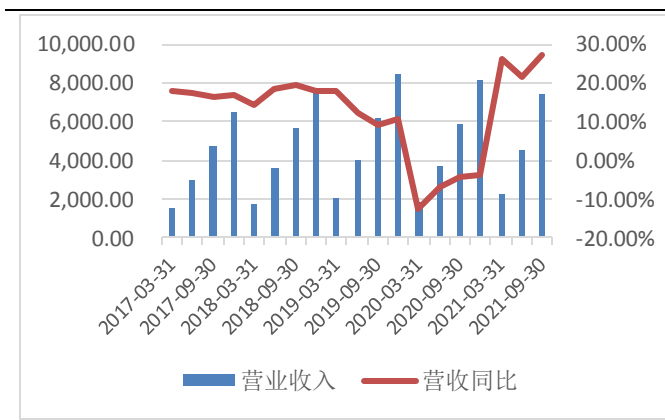
资料来源：公司年报，财信证券

4 火电：2022 年看业绩+估值双重修复，关注火电转型新能源

4.1 个股盈利能力下滑、板块相对低迷

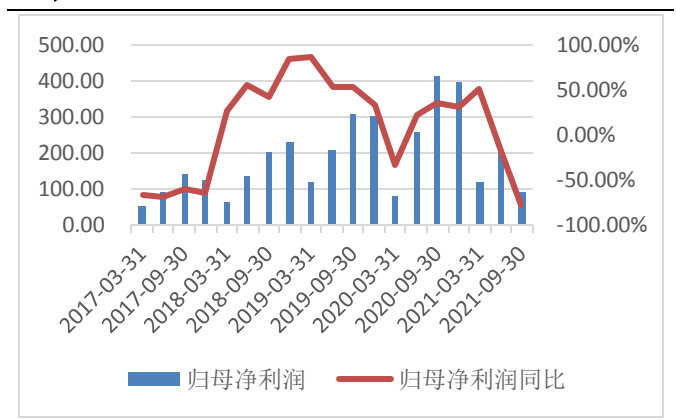
2021 年前三季度，火电板块实现营业收入 7458.43 亿元，同比增加 27.04%；归母净利润 90.48 亿元，同比下降 77.95%；毛利率 7.76%，较去年同期的 18.67% 下降 10.9 个百分点；净利率为 1.31%，较去年同期的 9.6% 下降 8.29 个百分点；ROE 为 1.26%，较去年同期的 6.27% 下降 5.01 个百分点。

图 32：2017-2021 年火电板块营收及同比（亿元，%）



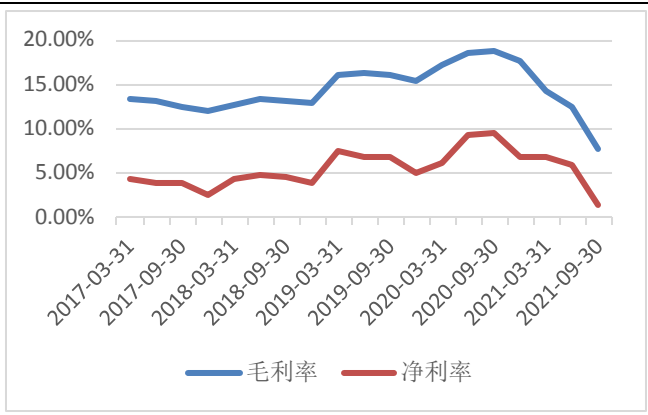
资料来源：wind，财信证券

图 33：2017-2021 年火电板块归母净利润及同比（亿元，%）



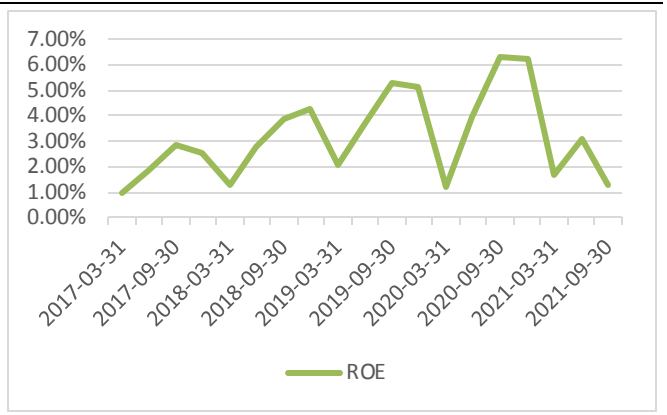
资料来源：wind，财信证券

图 34：2017-2021 年火电板块毛利率和净利率 (%)



资料来源：wind，财信证券

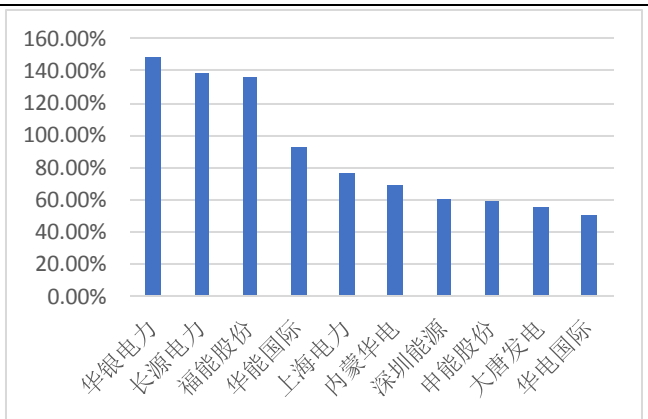
图 35：2017-2021 年火电板块 ROE (%)



资料来源：wind，财信证券

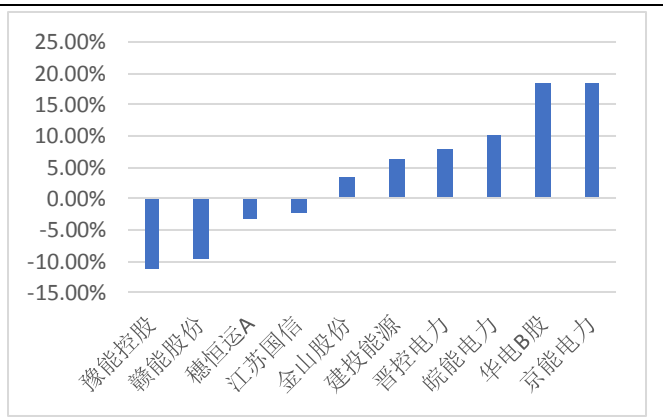
2021 年前三季度，火电板块涨幅居前 10 位的标的分别为：华银电力 (148.06%)、长源电力 (138.79%)、福能股份 (135.6%)、华能国际 (92.78%)、上海电力 (76.45%)、内蒙华电 (68.69%)、深圳能源 (60.57%)、申能股份 (58.94%)、大唐发电 (55.13%) 和华电国际 (49.95%)；涨幅居后 10 位的标的分别为：豫能控股 (-11.21%)、赣能股份 (-9.56%)、穗恒运 A (-3.37%)、江苏国信 (-2.25%)、金山股份 (3.57%)、建投能源 (6.32%)、晋控电力 (8.02%)、皖能电力 (10.11%)、华电 B 股 (18.44%) 和京能电力 (18.57%)。

图 36：2021 年前三季度火电板块涨幅前十位



资料来源：wind，财信证券

图 37：2021 年前三季度火电板块涨幅后十位

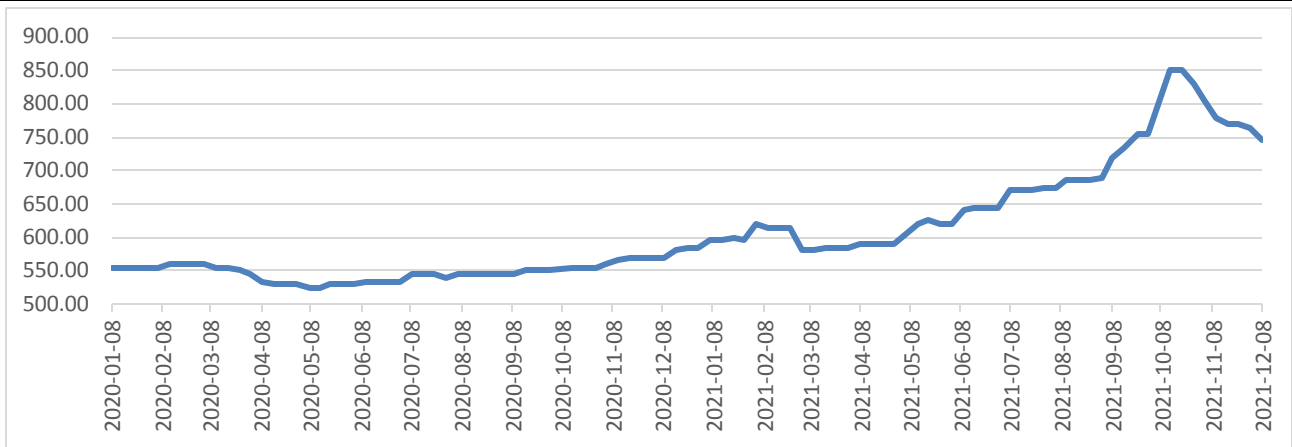


资料来源：wind，财信证券

4.2 煤价持续高位，拖累火电行情

2021 年煤价走势与 2020 年截然不同，2020 年煤价全年基本上在 550 元/吨上下小幅浮动；而 2021 年煤价在 Q1 阶段性见顶回落后，自 Q2 开始迅速攀升，直至四季度初的年内高点 850 元/吨。由于高煤价引发的电力供应系统性问题，四季度国家开始出手干预，短期内煤价又开始迅速降至 750 元/吨。

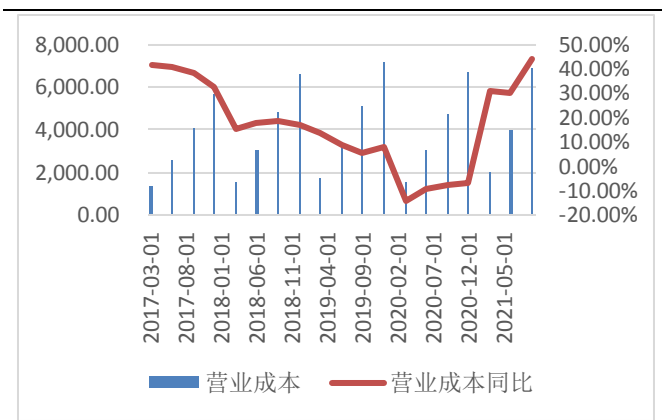
图 38：秦皇岛港动力煤 Q5500K 平仓价（元/吨）



资料来源：wind，财信证券

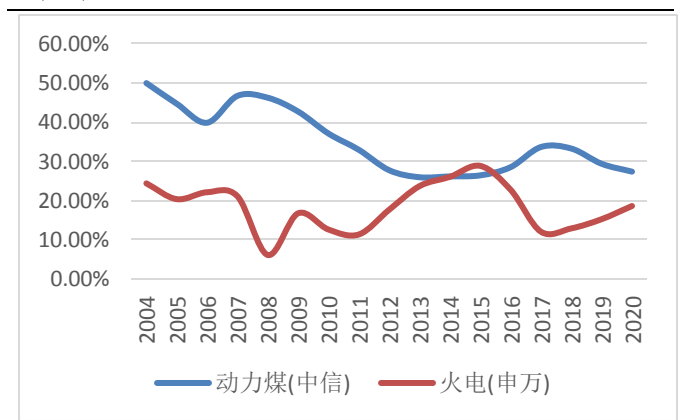
高煤价导致火电板块的营业成本大幅攀升，严重侵蚀了火电盈利。电煤成本占火电企业总成本的 60-65% 左右，因此火电企业的盈利情况受煤价影响较大。2021 年前三季度，火电板块营业成本 6,879.50 亿元，同比大幅上升 44.08%。火电龙头华能国际三季报的营业成本 1337.65 亿元，同比提升 36.53%；华电国际三季报的营业成本 753.4 亿元，同比提升 38.31%。

图 39：2017-2021 年火电板块营业成本及同比（亿元，%）



资料来源：wind，财信证券

图 40：动力煤板块和火电板块销售毛利率呈反向变动（%）



资料来源：wind，财信证券

4.3 火电投资逻辑：业绩修复+电价“能涨能跌”和转型新能源的估值修复

火电板块的投资逻辑依然保持不变：短期看煤价，中期看供需、煤价和市场化共同决定的业绩修复和估值修复机会，长期看转型新能源的逻辑改变。具体到 2022 年，火电板块的投资逻辑是业绩+估值的双重修复，其中估值修复来自电价“能涨能跌”和火电转型新能源两个方面。

短期看煤价，2022 年价格中枢已经锚定。12 月 3 日，国家发改委经济运行局起草的《2022 年煤炭中长期合同签订履约工作方案(征求意见稿)》(下称《意见稿》)，由中国煤炭工业协会在“2022 年全国煤炭交易会”上发布，方案的核心内容是将煤炭中长期合同

5500 大卡动力煤基准价由此前的 535 元/吨调整至 700 元/吨，并设定浮动范围为 550 元/吨-850 元/吨。自 2016 年开始推进煤炭中长期合同工作，煤价均执行“基准价+浮动价”的定价机制，2017 年-2021 年 5500 大卡动力煤基准价一直为 535 元/吨。此次上调至 700 元每吨，上调幅度达 31%。我们认为，虽然基准价上涨幅度较大，但是成本有望通过电价进行传导。2021 年 10 月 12 日，国家发改委发布进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知，将燃煤发电交易价格上下浮动的范围扩大到不超基准价的 20%，同时高耗能企业市场交易电价不设限。随后，多地对分时电价进行调整，扩大了市场交易电价上下浮动的范围，顶格上调了尖峰电价，高耗能产业的电价涨幅甚至超过了 50%。上述政策意味着电煤成本通过电价进行传导的通道已经放开，因煤价而导致的火电企业成本端承压情况得到消除。

中期看供需、煤价和市场化共同决定的业绩修复和估值修复机会。我们在 2021 年的策略报告中曾经提出火电板块中期的投资逻辑：“先观察供需关系和煤价是否出现变化，再观察这种变化是否可以通过市场化交易方式在交易电量和交易价差上得到反映。如出现供需偏紧、煤价进入上升通道的情况，且观察到年度长协价差在交易规模扩大的基础上收紧，月度交易价差也同步收窄甚至出现基准价上浮的情况，同时没有临时性的行政降电价政策出台，则意味着二级市场可能会改变“市场化=电厂降电价让利”的预期，火电板块有望迎来估值修复”。今年火电板块的估值修复行情已经充分验证了上述逻辑，相比于 2021 年，电力市场化交易已经发生根本性变化，电价由“只跌不涨”转向“能涨能跌”，2015 年电力体制改革以来压制火电板块估值的因素已经消除。

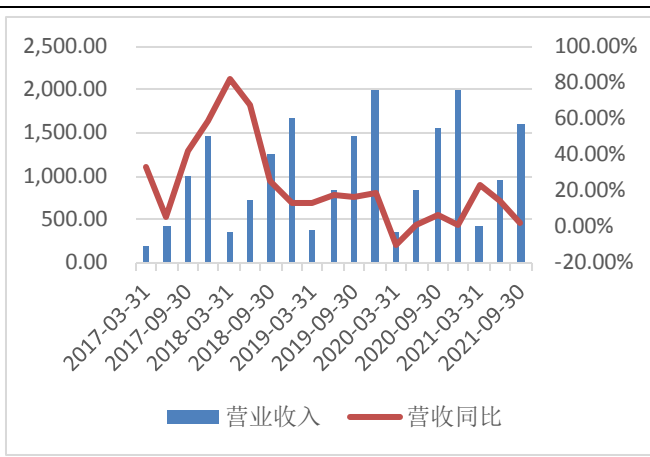
长期看火电转型为新能源的逻辑变化。中期估值修复带来的股价上涨空间相对有限，长期来看，火电业务下滑的趋势不可避免，对火电板块个股的长期投资逻辑应该是看火电企业转型发展成为新能源运营商。2021 年，这一逻辑变化已经开始体现，大部分火电企业均提出了转型发展新能源的规划，比如粤电力作为广东省内最大的火电企业，截止 2020 年拥有控股装机 21.6GW，其中燃煤发电 17.15GW、气电 3.72GW，公司计划“十四五”期间新增 14GW 新能源；华润电力 2020 年运营权益装机容量为 43.37GW，其中可再生能源权益装机容量 11.24GW，公司计划“十四五”新增 40GW 可再生能源装机。

5 水电：主业稳健，积极拓展抽蓄+流域内风光水一体化基地

5.1 来水偏枯，业绩表现疲软

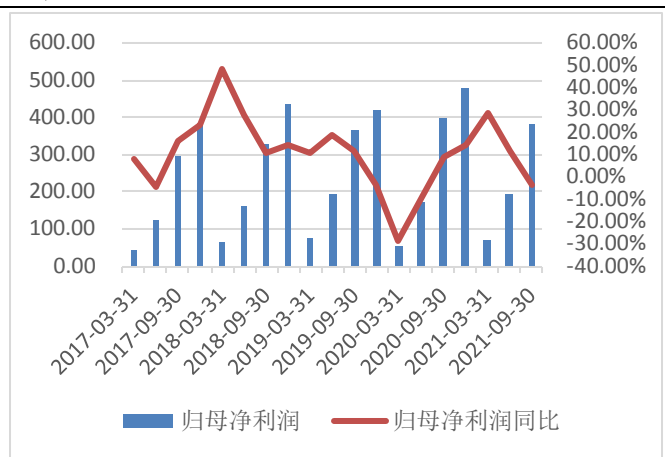
2021 年前三季度，水电板块实现营业收入 1596.05 亿元，同比增加 2.17%；归母净利润 383.1 亿元，同比减少 3.97%；毛利率 37.93%，较去年同期的 42.17% 下降 4.24 个百分点；净利率为 26.74%，较去年同期的 28.96% 下降 2.22 个百分点；ROE 为 9.14%，较去年同期的 10.52% 下降 1.38 个百分点。

图 41: 2017-2021 年水电板块营收及同比 (亿元, %)



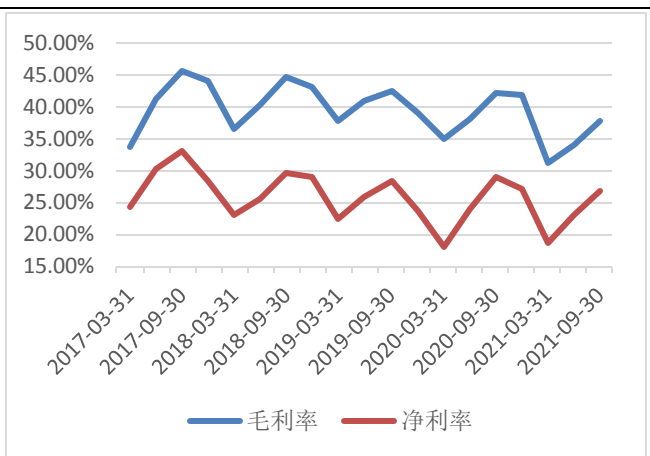
资料来源: wind, 财信证券

图 42: 2017-2021 年水电板块归母净利润及同比 (亿元, %)



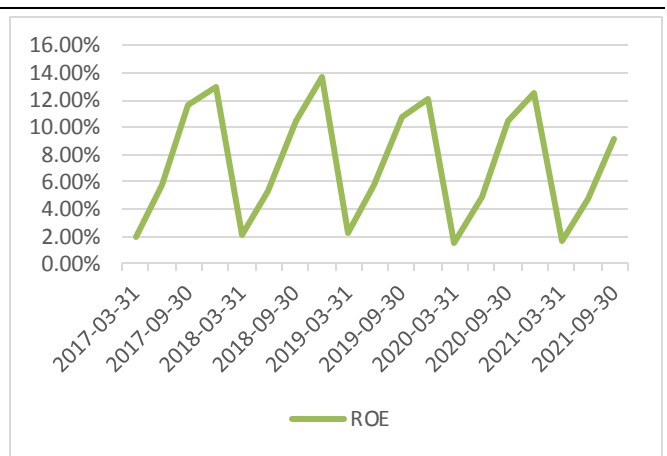
资料来源: wind, 财信证券

图 43: 2017-2021 年水电板块毛利率和净利率 (%)



资料来源: wind, 财信证券

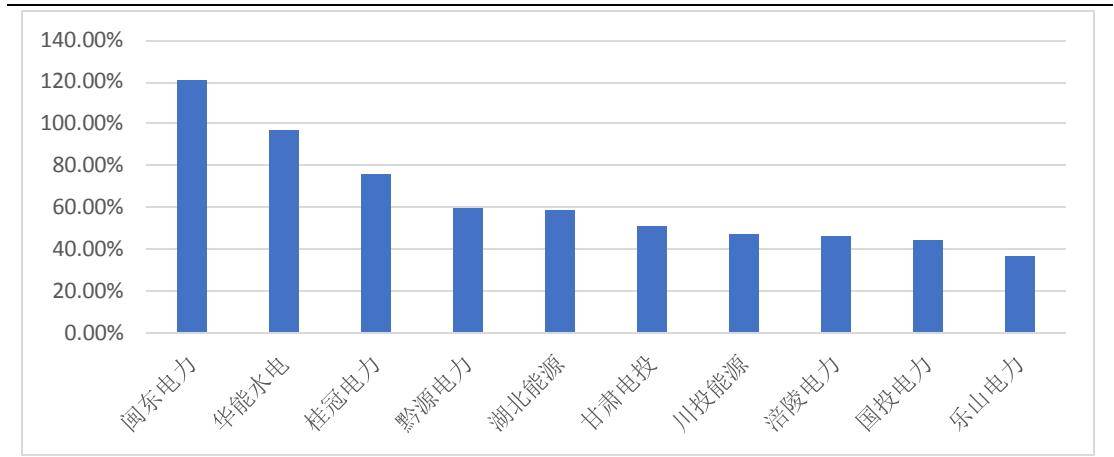
图 44: 2017-2021 年水电板块 ROE (%)



资料来源: wind, 财信证券

2021 年前三季度, 水电板块涨幅从高到低分别为: 闽东电力 (121.04%)、华能水电 (96.93%)、桂冠电力 (75.82%)、黔源电力 (59.68%)、湖北能源 (58.66%)、甘肃电投 (51.63%)、川投能源 (47.43%)、涪陵电力 (46.67%)、国投电力 (44.06%) 和乐山电力 (37.08%)。

图 45：2021 年前三季度水电板块涨幅前十位

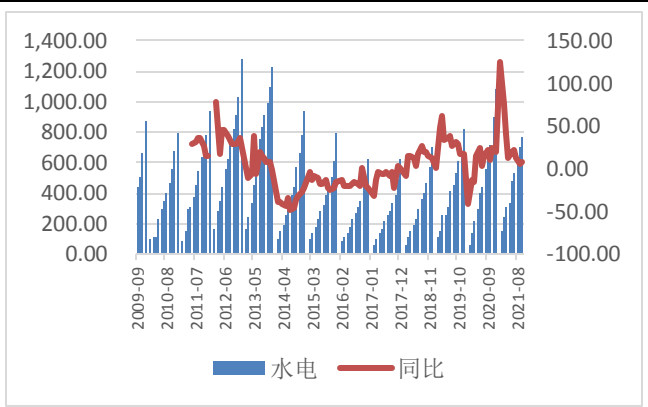


资料来源: wind, 财信证券

5.2 装机迎来小高峰，股息、分红双高凸显长期配置价值

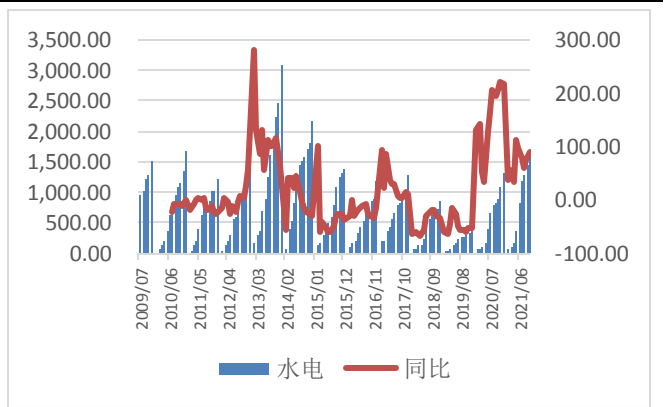
我国的水电开发建设自 2013 年达到近十年的新增装机高峰后，整个“十三五”规划期间基本呈现出逐年下探的趋势。2021 年 1-10 月份，我国水电新增装机容量 1682 万千瓦（同比增加 89.2%），水电新增装机容量由 2020 年同期的 10% 提升至 16%，主要是因为白鹤滩（装机容量 1600 万千瓦，2021 年 7 月投产发电）、两河口（装机容量 300 万千瓦，2021 年底投产发电）、杨房沟（装机容量 150 万千瓦，2021 年 11 月投产发电）和乌东德（装机容量 1020 万 kw，2020 年 6 月 29 日首批机组正式投产发电，2021 年 6 月 16 日全部机组正式投产发电）等一批大型水电站陆续投产。

图 46：水电电源投资额（亿元，%）



资料来源: wind, 财信证券

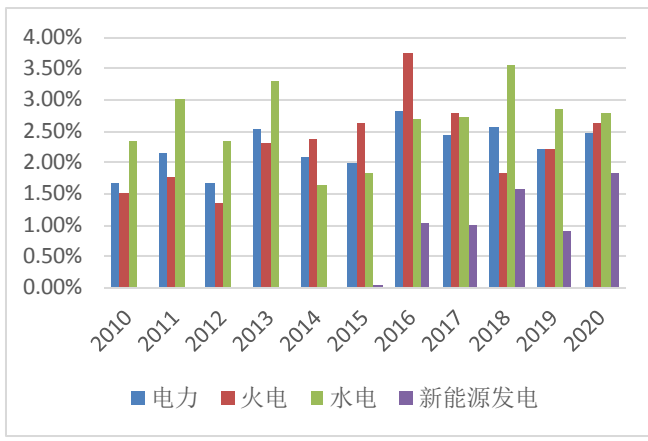
图 47：水电新增装机容量（万 kw，%）



资料来源: wind, 财信证券

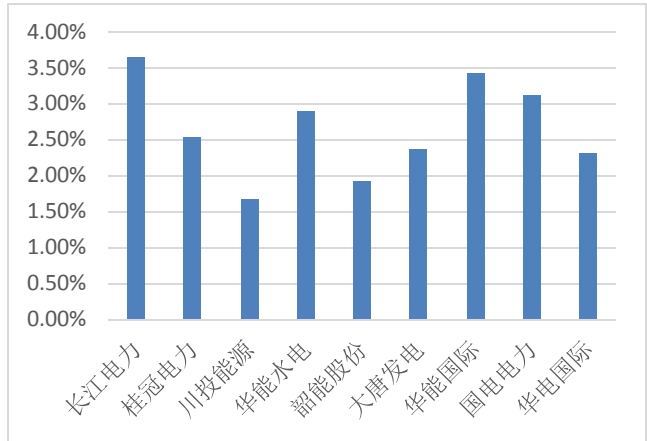
水电企业进入电站成熟运营期后普遍拥有较高的股息率和分红率。我国水电已经度过了大规模建设的周期，开始进入电站的成熟运营期，此时企业的资本开支相对小，行业整体呈现出高股息率、分红稳定且周期性弱的特点。2010-2020 年，水电板块的平均股息率为 2.65%，高于火电和新能源发电板块。分红率方面，我们比较了主要水电和火电上市公司近十年来的分红率，水电的分红率整体要更加稳定，且呈现出上升趋势，尤其是长江电力的分红率常年保持在 60% 以上。

图 48：2010-2020 年电力板块股息率比较



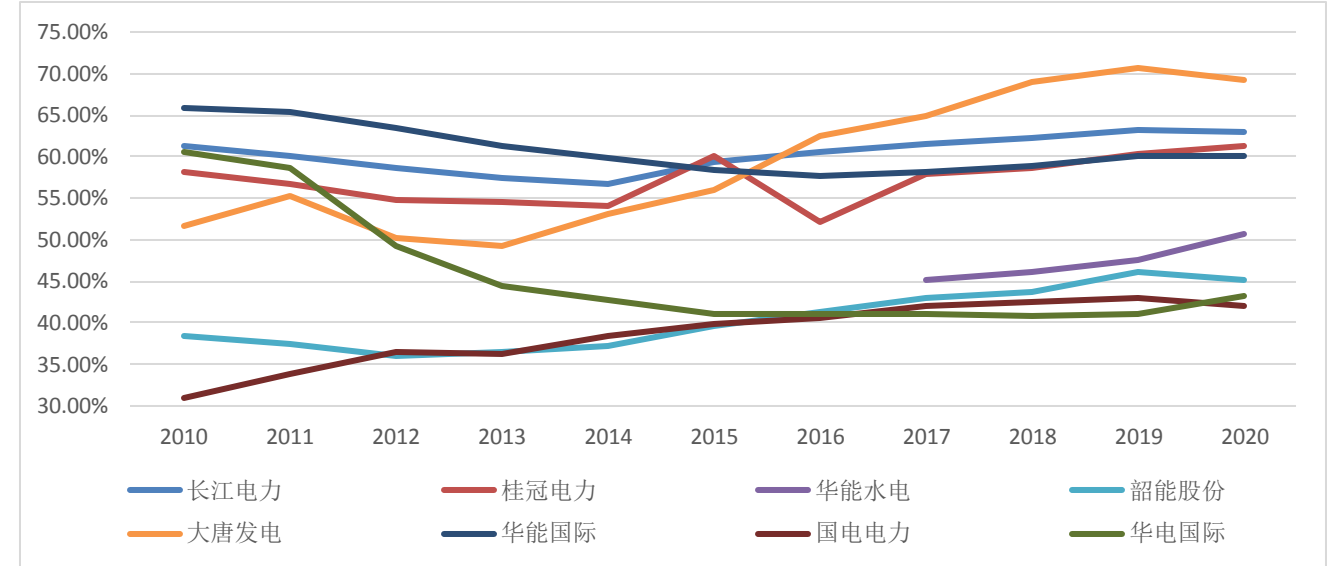
资料来源：wind，财信证券

图 49：2010-2020 年水电和火电企业平均股息率比较



资料来源：wind，财信证券

图 50：A 股主要水电和火电上市公司近十年分红率情况



资料来源：wind，财信证券

5.3 水电主业外的第二增长点：抽蓄+流域内风光水一体化基地

在两河口、杨房沟、乌东德和白鹤滩等大型水电站建成投产后，主要流域的水电开发建设将进入相对真空期，虽然党中央《关于制定‘十四五’规划和 2035 年远景目标》的建议中明确提出实施雅鲁藏布江下游水电开发，但考虑到水电建设长达十年左右的开发建设周期，水电企业急需拓展第二增长点。在“3060”碳中和的行业背景下，水电企业的发展机会主要是利用强劲的现金流进行抽蓄电站和流域内水风光一体化基地的开发。

流域内风光水一体化基地。2021 年 2 月 25 日，国家发展改革委、国家能源局《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕280 号）提出要推进多能互补，提升可再生能源消纳水平，利用存量常规电源，合理配置储能，

统筹各类电源规划、设计、建设、运营，优先发展新能源，积极实施存量“风光水火储一体化”提升，稳妥推进增量“风光水（储）一体化”，探索增量“风光储一体化”，严控增量“风光火（储）一体化”。对于存量水电项目，结合送端水电出力特性、新能源特性、受端系统消纳空间，研究论证优先利用水电调节性能消纳近区风光电力、因地制宜增加储能设施的必要性和可行性，鼓励通过龙头电站建设优化出力特性，实现就近打捆。对于增量风光水（储）一体化，按照国家及地方相关环保政策、生态红线、水资源利用政策要求，严控中小水电建设规模，以大中型水电为基础，统筹汇集送端新能源电力，优化配套储能规模。2021年11月10日，国家能源局综合司下发《关于推进2021年度电力源网荷储一体化和多能互补发展工作的通知》，将“一体化”项目的审批权限下放到各省份，要求按照“优化存量、资源配置，扩大优质增量供给”的原则，优先实施存量燃煤自备电厂电量替代、风光水火（储）一体化提升，“量入而出”适度就近打捆新能源。

表 5：水电企业布局风光水一体化基地

上市公司	风光水一体化开发内容
长江电力	2021年11月17日，长江电力子公司长电新能与三峡集团子公司云南能投按照51%和49%的比例共同出资30亿元，设立长电云南能源投资有限责任公司，主要从事金沙江下游水风光一体化可再生能源基地云南侧清洁能源业务，包括风能、太阳能、抽水蓄能、储能等新能源项目的开发、投资和运营管理。
国投电力	雅砻江流域水风光互补绿色清洁可再生能源基地已列入国家和四川省十四五规划，公司将紧跟四川省能源规划实施进展，推动基地进一步列入国家和四川省的能源发展相关规划。
华能水电	2021年4月23日，华能水电对原《华能澜沧江水电股份有限公司关于风电、光伏电站项目的承诺》做出变更，公司将因地制宜开展风电、光伏项目建设。在同日的《关于开展澜沧江上游西藏段项目前期工作的公告》中，公司计划在澜沧江上游西藏段打造水光互补清洁能源基地（新增水电、光伏装机规模各1000万千瓦，上网电量571亿千瓦时），“十四五”期间逐步开工建设，计划2030年开始送电，2035年全部建成。
黔源电力	公司控股子公司北盘江公司现已建成三个水光互补项目，总规模75万千瓦。2021年12月14日，公司公告拟投资建设镇宁县坝草一期水光互补农业光伏电站项目，项目总投资为94,428.10万元，单位千瓦动态投资3,585.48元/kW，运行期按电价0.3515元/kW·h测算，资本金财务内部收益率为6.52%。
桂冠电力	由公司控股子公司大唐岩滩水力发电有限责任公司作为项目投资主体，在广西壮族自治区大化瑶族自治县岩滩镇建设岩滩水光互补光伏发电项目一期，项目利用岩滩水电站库区下皇湖和常吉沟的河汉水面建设光伏电站，规划装机容量为133.22MWp(交流侧为100MW)，动态总投资约4.65亿元，设计年利用小时数约1005h,项目资本金30%，银行贷款70%。建设期约5个月，项目建成投产后上网电价0.4211元/kW·h(含税)。

资料来源：wind，财信证券

风电和光伏短期内大规模上量提升了对储能的刚性需求，从经济性的角度考虑，现阶段唯有抽水蓄能是现实选择。抽水蓄能是当前技术最成熟、经济性最优、最具大规模开发条件的低碳调节电源，与风电、太阳能发电、核电、火电等配合效果较好。由于风电和光伏在未来必然需要大规模上量，间歇性的电源特性必然要求需要足够的调节电源来平衡，从经济性的角度考虑，加快发展抽水蓄能是保障可再生能源大规模发展和电力系统安全稳定运行的现实选择。

表 6：不同类型的储能电站参数比较

比较项目	抽水蓄能	压缩空气	铅酸电池	钠硫电池	液流电池	锂离子电 池
单位功率投资/(元·kW ⁻¹)	5500	7100	-	-	-	-
单位容量投资/[元·(kW·h) ⁻¹]	-	-	1200	7000	8000	2000
建设期/a	7	2	1	1	1	1
设备寿命/a	30	30	-	-	-	-
最大充放电次数	-	-	280	2500	12000	3000
运行维护费率/%	2.50	2.00	0.50	0.50	0.50	0.50
电能转换效率/%	75	40	80	85	70	90

资料来源：《基于全寿命周期成本的储能成本分析》，财信证券

抽水蓄能电站缺口巨大。根据《电力发展“十三五”规划（2016-2020年）》的目标，“十三五”抽水蓄能电站要新增 1700 万千瓦、总装机达到 4000 万千瓦左右，但新增目标和累计装机目标均未达标。截止目前，我国已投产抽水蓄能电站总规模 3249 万千瓦，主要分布在华东、华北、华中和广东；在建抽水蓄能电站总规模 5513 万千瓦，约 60% 分布在华东和东北，根据在建抽水蓄能电站的施工进度和投产时间，预计 2025 年投运抽水蓄能电站约在 6500 万 kw 左右。虽然我国已建和在建的抽水蓄能规模均居世界首位，但是欧美等发达国家的抽水蓄能和燃气电站在电力系统中的比例均超过 10%，而我国的抽水蓄能和燃气电站占比仅 6% 左右，其中抽水蓄能占比 1.4%，明显偏低。2021 年 9 月，国家能源局发布《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》，要求到 2025 年实现投产装机 6200 万千瓦，到 2030 年实现投产装机 1.2 亿千瓦。

抽蓄价格机制理顺，提升运营商投资意愿。2021 年 4 月 30 日，国家发改委发布《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633 号），要求坚持以两部制电价政策为主体，进一步完善抽水蓄能价格形成机制，以竞争性方式形成电量电价，将容量电价纳入输配电价回收；强化与电力市场建设发展的衔接，逐步推动抽水蓄能电站进入市场，充分发挥电价信号作用，调动各方面发展抽水蓄能电站的积极性。2021 年 7 月 29 日，国家发改委发布《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》（发改运行〔2021〕1138 号），鼓励发电企业自建储能或调峰能力增加并网规模，允许发电企业购买储能或调峰能力增加并网规模。简单来说，就是鼓励风光运营商以市场化方式去向抽水蓄能电站运营商购买调峰服务。我们认为，**电价形成机制是整个电力行业的“锚”，在电力市场化改革发生根本性转向的情况下，抽蓄的价值有望通过市场化电价形成机制得到充分的体现。**

6 投资建议

6.1 行业评级

上调电力行业为“推荐”评级。市场化方面，电价形成机制是整个电力行业的“锚”，从“只跌不涨”到“能涨能跌”，电力市场化改革的根本性转向将带来行业的深层次投资

逻辑转变。清洁化方面，新能源发电兼具成长性、盈利性和确定性，传统的水电、火电和核电企业纷纷转型新能源。我们认为，市场化和清洁化将为电力行业带来长期确定性的投资机会，因此上调电力行业为“推荐”评级。

在个股的选择策略上，遵循“重点关注成长性，坚持估值与业绩和基本面匹配”的总体策略，具体如下：

(1) 关注成长性可以支撑公司业绩和估值的纯新能源运营商，如节能风电、晶科科技、太阳能、中闽能源和江苏新能。

(2) 关注火电业绩触底反弹并且坚决转型新能源的火电企业，如华能国际和华电国际。同时可关注部分地方区域性火电企业，其新能源带来的业绩弹性可能会更大，如上海电力、申能股份、内蒙华电、福能股份和粤电力。

(3) 关注高分红且能够迅速打开流域内水风光一体化基地开发的水电企业，如长江电力、华能水电、国投电力和川投能源。

(4) 关注受益于核电重启且发展新能源作为第二主业的核电企业，如中国核电。

(5) 关注从其它赛道切入新能源、轻装上阵的新赛道选手，如广宇发展和金开新能。

6.2 重点推荐标的

6.2.1 粤电力 A (000539.SZ)：“十四五”新能源装机 CAGR 约 90%，静待业绩底部反转

2021 年前三季度营收同比增加，但受燃料成本增加的影响，归母净利润大幅度下滑。2021 年前三季度，公司实现营收 288.65 亿元，同比上升 38.42%；归母净利润-22113.07 万元，同比下降 114.09%。2021 年前三季度公司毛利率和净利率分别为 2.69%和-1.14%，较去年同期的 20.71%和 10.86%有大幅度下滑。造成公司归母净利润和盈利能力大幅下滑的主要原因是燃煤和燃气等燃料成本的增加，2021 年前三季度，公司发电燃料成本增幅 95.46%。

政策支持市场化交易电价上浮，预计 2022 年不会再出现折价情况。在过去几年电力供需相对宽松、煤价相对合理的情况下，公司平均电价折价幅度不一。但今年在电力紧缺、煤价高企的背景下，电力市场化交易政策开始转向，允许交易电价上浮不超过 20%，公司目前正在组织 2022 年度的长协交易，预计 2022 年将不会再出现电价折价的情况，但具体上浮比例仍需根据交易市场的供需关系来决定。

2021 年新增约 1.3GW 新能源装机，其中海风为 1.01GW；“十四五”新增新能源装机 14GW，CAGR 接近 90%。公司在 10 月份公布了“十四五”的初步规划，计划“十四五”期间新增风电和光伏新能源装机 14GW，其中陆风 3GW、海风 3GW、光伏 8GW。

盈利预测。预计公司 2021/2022/2023 年实现营收 301.31/380.46/420.61 亿元，归母净利润-4.59/25.04/28.23 亿元，EPS 为-0.087/0.477/0.538 元。根据公司规划的新增装机，我们预计“十四五”期间公司将再造一个粤电力，成长性有保障，且新增装机以新能源为

主，盈利性有保障。给予公司 2022 年 14-17 倍 PE，对应股价为 6.68-8.11 元，给予公司“推荐”评级。

6.2.2 江苏新能 (603693.SH)：基数小、增速大，“十四五”期间发力新能源

2020 年生物质发电计提减值准备 2.88 亿元拖累业绩，2021 年业绩触底反弹。公司 2020 年归母净利润出现大幅下滑，主要是受到生物质发电板块计提资产准备 2.88 亿元。但如果加回公司的资产减值部分，公司 2020 年可实现归母净利润约 3.43 亿元，较 2019 年的 2.54 亿元同比提升 35.2%。2021 年前三季度，公司实现主营收入 13.61 亿元，同比上升 14.28%；归母净利润 3.91 亿元，同比上升 11.43%。由于资产减值损失导致的 2020 年业绩低基数，同时 2020 年年底新投产的新能新洋、新能淮安风电项目将在 2021 年贡献业绩，因此我们预计公司 2021 年业绩会出现同比大幅增长。

基数小、增速大，“十四五”期间发力新能源。1) 截止 2020 年年底，公司的风光装机量仅为全省风光装机量的 3.38%，仅为国信集团总装机量的 5.9%。根据《江苏省“十四五”海上风电规划环境影响评价第二次公示》，“十四五”期间江苏省共规划 909 万 kW 海上风电。公司作为国信集团旗下承担新能源发展重任的唯一平台，国信集团本身在“3060”碳中和的行业背景下也有积极发展新能源的诉求，公司“十四五”期间在新能源方面的发展非常值得期待。2) 收购大唐滨海项目 40% 股权，预计可为公司带来约 1.3 亿左右的投资收益；3) 如东 35 万 kw 海上风电项目 2021 年年底投产，2022 年贡献业绩；4) 江苏省 265 万 kw 海上风电竞争配置即将启动，公司有望争取其中部分项目。

盈利预测。预计公司 2021/2022/2023 年实现营收 17.43/26.54/39.26 亿元，归母净利润分别为 5.15/8.41/10.45 亿元，在考虑股份增发的情况下，公司对应的 EPS 分别为 0.751/1.226/1.524 元，2021 年 12 月 22 日收盘价 28.7 元对应的 PE 分别为 38.22/23.41/18.83。考虑到公司的装机容量基数小，并结合可比公司规划和江苏省“十四五”新能源发展规划，我们认为公司“十四五”期间新能源的成长空间巨大，给予公司 2022 年 25-30 倍 PE，对应股价为 30.65-36.78 元，给予公司“推荐”评级。

6.2.3 中国核电 (601985.SH)：经营稳健，“核电+新能源”双核驱动

核电经营稳健，2021 年预计新增 3 台核电机组，再迎核电投产小高峰。2021 年前三季度，公司核电机组发电量累计为 1291.72 亿千瓦时，比去年同期增长约 20.06%；上网电量累计为 1206.44 亿千瓦时，比去年同期增长约 20.55%。公司计划今年投产三台核电机组，其中福建福清 5 号机组 116.1 万 kw 在 2021 年 1 月 30 日投入商运，江苏田湾 6 号机组 111.8 万 kw 在 2021 年 6 月 3 日投入商运，福建省福清 6 号机组 116.1 万 kw 计划 2021 年年底投入商运；三台机组投运后，公司核电装机容量将达到 2367 万 kw，在“十四五”开局之年再迎投产小高峰。

核电基本盘稳固的同时，新能源业务增长迅速。2021 年前三季度公司新能源发电量 70.42 亿千瓦时，较去年同期增长 118.01%；上网电量 68.69 亿千瓦时，较去年同期增长 118.13%。其中光伏发电量 37.43 亿千瓦时，同比增长约 167.09%；风电发电量 32.99 亿千瓦时，同比增长约 80.41%。主要原因是公司收购中核汇能后，新能源装机容量大幅增

长，一批自建及收购的风电、光伏项目陆续投产，从而发电量大幅增加。根据公司规划，2025 年公司装机量将达到 5600 万 kw，结合公司十四五核电装机的规划，意味着公司 2025 年新能源装机将达到 3600 万 kw，年均复合增速超 40%。

盈利预测。预计公司 2021/2022/2023 年实现营收分别为 604.31/704.24/742.71 亿元，归母净利润分别为 77.78/100.61/108.61 亿元，eps 分别为 0.44/0.57/0.62 元，2021 年 12 月 22 日收盘价 7.77 元对应 PE 分别为 17.66/13.63/12.53。考虑到核电发展恢复常态，公司 2021 年新增三台核电机组将在 2022 年开始贡献业绩，且新能源装机“十四五”期间将维持高速增长，给予公司 2022 年 14-17 倍 PE，对应股价为 7.98-9.69 元，给予公司“推荐”评级。

6.2.4 吉电股份 (000875.SZ)：成功转型新能源运营商，兼具成长性和想象力

公司到 2025 年装机规模超过 2000 万千瓦以上，清洁能源比重超过 90%。2021 年前三季度，公司新增装机容量 108.14 万千瓦，达到上年度公司总装机容量的 10%。截止 2021 年三季度，公司累计装机容量为 1021.1 万千瓦，其中火电 330 万千瓦、风电 270.19 万千瓦、光伏 420.91 万千瓦，风电和光伏为主的新能源装机容量达到 691.1 万千瓦，占总装机容量的比例为 67.68%，较 2020 年末提高 3.83 个百分点。

经营稳定，净利率小幅提升。2020 年前三季度，公司毛利率和净利率分别为 25.88% 和 10.53%，毛利率同比下降 0.38 个百分点，但净利率同比提升 0.68 个百分点。在煤价大幅上涨的行业背景下，公司净利率的同比提升充分显示了公司的经营效率。公司资产负债率在行业中处于较高水平，但在大力发展新能源业务的同时，第三季度的资产负债率仍然较 2020 年底下降 2.42 个百分点。

盈利预测。预计公司 2021-2023 年营收为 127.14/139.27/143.04 亿元，归母净利润为 10.06/11.78/14.20 亿元，对应 EPS 为 0.36/0.42/0.51 元。考虑到“3060”碳中和目标下新能源行业的高景气度发展，以及公司制定的发展目标，参考目前 A 股新能源发电板块的平均估值水平，给予公司 2022 年 25-30 倍 PE，对应目标价 10.5-12.6 元，给予公司“推荐”评级。

6.2.5 华能国际 (600011.SH)：火电困境反转，新能源带来成长性

煤价可控，电价上涨，火电主业困境反转。2021 年前三季度，公司实现营收 1450 亿元，同比提升 19%；营业成本 1337.65 亿元，同比提升 36.53%；归母净利润 7.83 亿元，同比下降 91.4%。随着国家加强对煤价的调控，煤价开始见顶回落；电价方面，2021 年 10 月份发改委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，明确全电量、全用户进入市场，燃煤发电市场交易价格浮动范围扩大为上下浮动原则上均不超过 20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20% 限制。电力现货价格不受上述幅度限制。我们认为电价将以“供需+成本”实现“能涨能跌”，火电企业将通过调整电价将煤价波动传导至下游。

风光增量可期待。2021 年前三季度，公司新增风电和光伏装机 1GW 和 0.5GW，截

至 2021 年三季度末，公司控股装机 115GW，其中风电 9GMW，光伏 3GW。公司预计“十四五”期间每年新增新能源装机 8GW，到 2025 年末新能源装机达到 55GW，我们预测新能源的装机将为公司带来业绩和估值的双重提升。

盈利预测。预计公司 2021-2023 年营收为 1907.14/2020.84/2102.26 亿元，归母净利润为-14.9/71.84/100.33 亿元，对应 EPS 为-0.09/0.46/0.64 元。考虑到公司火电业绩困境反转和新能源带来的业绩和估值提升，给予公司 2022 年 15-20 倍 PE，对应目标价 6.9-9.2 元，给予公司“谨慎推荐”评级。

6.2.6 福能股份 (600483.SH)：海风向好，成功转型新能源运营商

海上风电装机增长迅速，成功转型新能源运营商。2021 年 7 月，公司石城和平海湾共计 40 万 kw 海上风电项目投产，投产后公司陆风、海风和光伏装机分别为 88.7、40 和 4.29 万 kw，合计装机量约为 133 万 kw。公司在建海上风电项目为长乐外海海上风电场 C 区，规划装机量 49.8 万千瓦，计划年底投产。投产后公司 2021 年底装机规模将达到 597 万 kw，其中新能源装机规模为 183 万 kw，占比约 31%。2020 年，公司新能源业务板块的净利润占比达 53.88%，公司已经成功转型为新能源运营商。考虑到海上风电的高净利率，预计海上风电未来将成为公司业绩提升的主要增长点。

海上风电利用小时存在超预期的可能性。公司海上风电均位于福建省内的优质海上风场，相同风场或邻近风场已投产项目如中闽海电一期利用小时在 4500 小时左右，兴化湾一期上半年利用小时在 2200 小时左右，因此公司海上风电项目投产后存在利用小时超预期的可能性。根据测算，在单位造价 19900 元/kw 的情况下，利用小时如果从 3200 提升到 4000 小时，净利润从 8.68 亿元提升到 13.31 亿元，增幅高达 53%；内部收益率从 10.26% 提升到 16.85%，提升 6.6 个百分点。

“海风+核电”的投资收益值得期待。公司的投资收益主要来自于海上风电和核电业务的投资，2021 年上半年，公司投资收益共计 3.26 亿元，比去年同期的 0.96 亿增长 239.58%，预计全年投资收益约 6.5 亿元。公司与三峡能源在海上风电项目上开展了交叉持股，三峡能源目前投产和在建项目共计 106 万 kw，公司持股 35% 对应 37 万 kw，对应约 4.4 亿元的投资收益，预计随着公司参股海上风电项目的陆续投产，公司明年的投资收益可进一步提升至 9 亿元。

投资建议。预计公司 2021 年到 2023 年实现营业收入分别为 113.78、128.94、131.83 亿元，净利润分别为 16.25、29.47 和 32.05 亿元，按照 18.69 亿股本计算，对应的 EPS 为 0.87/1.58/1.71 元。考虑到“3060”碳中和目标下新能源行业的高景气度，以及福建省海上风电的发展规划和公司在海上风电的发展潜力，给予公司 2022 年 12-14 倍 PE，对应目标价 18.96-22.12 元，给予公司的“推荐”评级。

6.2.7 华能水电 (600025.SH)：电量消纳无忧，电价上涨可期

水电主业经营稳健。截至 2021 年 9 月 30 日，公司装机容量达 2318 万千瓦，受水电供需两旺的利好刺激，2021 前三季度公司完成发电量 751.83 亿千瓦时，同比增加 4.29%；

上网电量 746.44 亿千瓦时，同比增加 4.30%；营业收入 155.23 亿元，同比增长 5.41%；归母净利润 48.62 亿元，同比增长 11.85%。

电量消纳无忧，电价上涨可期。公司坐拥澜沧江优质水电资源，小湾、糯扎渡两座电站的龙头水库具备多年调节能力，可有效平滑丰枯季出力和增发电量。公司所发电量主要在云南省和广东省消纳，其中大部分电量通过楚穗、普侨、新东、昆柳龙四条特高压线路外送至广东。云南省随着铝硅等高耗能产业用电量的持续攀升，预计未来用电整体偏紧；广东省的电价水平相对较高，且用电整体偏紧。公司水电消纳无忧，且电价随着供需偏紧存在上涨的可能性。

开发流域内水风光一体化基地，未来成长性可期待。2021 年 4 月 23 日，华能水电对原《华能澜沧江水电股份有限公司关于风电、光伏电站项目的承诺》做出变更，公司将因地制宜开展风电、光伏项目建设。在同日的《关于开展澜沧江上游西藏段项目前期工作的公告》中，公司计划在澜沧江上游西藏段打造水光互补清洁能源基地（新增水电、光伏装机规模各 1000 万千瓦，上网电量 571 亿千瓦时），“十四五”期间逐步开工建设，计划 2030 年开始送电，2035 年全部建成。

预计公司 2021 年-2023 年营业收入分别为 204.7 亿元、210 亿元、215.3 亿元，归母净利润分别为 60.2 亿、65.1 亿和 69.1 亿元，对应 EPS 分别为 0.33、0.36 和 0.38 元，给予公司 2022 年 15-20 倍 PE，对应目标价 5.4-7.2 元，给予公司“谨慎推荐”评级。

7 风险提示

1) 煤价上涨超预期；2) 电价上涨幅度不及预期；3) 疫情反复导致电力供需情况发生较大变化；4) 风光大规模上量导致弃风弃光率提升；5) 风机和光伏的上游原材料大幅上涨；导致风光装机不及预期；6) 水电来水不及预期。

投资评级系统说明

以报告发布日后的 6—12 个月内，所评股票/行业涨跌幅相对于同期市场指数的涨跌幅度为基准。

类别	投资评级	评级说明
股票投资评级	推荐	投资收益率超越沪深 300 指数 15% 以上
	谨慎推荐	投资收益率相对沪深 300 指数变动幅度为 5%—15%
	中性	投资收益率相对沪深 300 指数变动幅度为-10%—5%
	回避	投资收益率落后沪深 300 指数 10% 以上
行业投资评级	领先大市	行业指数涨跌幅超越沪深 300 指数 5% 以上
	同步大市	行业指数涨跌幅相对沪深 300 指数变动幅度为-5%—5%
	落后大市	行业指数涨跌幅落后沪深 300 指数 5% 以上

免责声明

本公司具有中国证监会核准的证券投资咨询业务资格，作者具有中国证券业协会注册分析师执业资格或相当的专业胜任能力。

本报告仅供财信证券有限责任公司客户及员工使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司当然客户。本报告仅在相关法律许可的情况下发放，并仅为提供信息而发送，概不构成任何广告。

本报告信息来源于公开资料，本公司对该信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本公司对已发报告无更新义务，若报告中所含信息发生变化，本公司可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本报告中所指投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司及本公司员工或者关联机构不承诺投资者一定获利，不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。投资者务必注意，其据此作出的任何投资决策与本公司及本公司员工或者关联机构无关。

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告作为投资决策的惟一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向专业人士咨询并谨慎决策。

本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人（包括本公司客户及员工）不得以任何形式复制、发表、引用或传播。

本报告由财信证券研究发展中心对许可范围内人员统一发送，任何人不得在公众媒体或其它渠道对外公开发布。任何机构和个人（包括本公司内部客户及员工）对外散发本报告的，则该机构和个人独自为此发送行为负责，本公司保留对该机构和个人追究相应法律责任的权利。

财信证券研究发展中心

网址：stock.hnchasing.com

地址：湖南省长沙市芙蓉中路二段 80 号顺天国际财富中心 28 层

邮编：410005

电话：0731-84403360

传真：0731-84403438