

湖北能源 (000883.SZ)

水电业务稳定，积极布局新能源和抽水蓄能

买入

核心观点

深耕湖北，优质水电、新能源资产支撑公司业绩表现。公司定位为三峡集团湖北省区域性综合能源公司，业务包括水电、火电、风电、光伏及煤炭天然气贸易。2021 年公司水电、火电、新能源装机容量分别为 466、463、240（风电 84、光伏 156）万千瓦；分别贡献利润约 15、-5.3、6 亿元。水电和新能源业务贡献公司净利润约 90%。

来水大增、火电电价上涨，传统能源盈利或迎增长。2022Q1 湖北能源主要水电业务所在清江流域（水布垭）来水同比偏多 50.1%，较多年平均值偏多 86.9%，一季度水电发电量达 30.84 亿千瓦时，同比增长 2.83%。预计随着夏季的到来，来水量和降水量有望进一步上升，水电业务有望实现更高营收和利润。发改委强势引导动力煤市场回归合理价格，同时对煤电电价机制改革持续推进，2022 年已交易火电上网电价较煤电基准价格上浮了 20%，有望带动煤电扭亏为盈。

新能源装机发展迅速，贡献二次增长曲线。2022 年公司规划新增新能源装机容量 208 万千瓦，预计同比提升 85%；公司“十四五”期间新能源（风、光合计）装机新增 1000 万千瓦，复合增速 54%，有望带动业绩持续增长。

大力布局抽水蓄能，进军储能优势赛道。新型电力系统下，抽水蓄能具有成本低、稳定性高、规模大等优势，将成为最为重要的辅助服务方式。633 号文两部制电价和独立市场化将大幅提升抽蓄盈利能力。湖北抽水蓄能资源丰富，《抽水蓄能中长期发展规划（2021 年-2035 年）》中，湖北省项目总装机达 3900 万千瓦。《湖北省能源发展“十四五”规划》中，11 个大型抽水蓄能重点建设项目中，湖北能源掌握的项目资源高达 6 个，装机容量达 740 万千瓦，上市公司中仅次于文山电力（资产置换后）、三峡能源。

风险提示

煤炭价格大幅上涨，新能源装机不及预期，来水较差，宏观政策变化等。

首次覆盖，给予“买入”评级

我们预计公司 22-24 年收入分别为 257/291/328 亿元，归属母公司净利润 28.9/35.8/42.7 亿元，利润年增速分别为 23%/24%/19%，每股收益分别为 0.44/0.54/0.65 元。通过多角度估值得出公司合理估值区间在 6.56-6.79 元之间，较公司当前股价有 45%-50%溢价空间。我们认为，公司在 2022 年来水增长、煤电盈利翻转的驱使下，业绩有望大幅增长，同时大力布局新能源和抽水蓄能，首次覆盖，给予“买入”评级。

盈利预测和财务指标

	2020	2021	2022E	2023E	2024E
营业收入(百万元)	17,023	22,618	25,684	29,096	32,754
(+/-%)	7.7%	32.9%	13.6%	13.3%	12.6%
净利润(百万元)	2457	2339	2887.79	3580.35	4272.23
(+/-%)	64.0%	-4.8%	23.5%	24.0%	19.3%
每股收益(元)	0.38	0.36	0.44	0.54	0.65
EBIT Margin	24.0%	13.9%	15.4%	16.7%	18.1%
净资产收益率 (ROE)	8.5%	7.7%	9.0%	10.5%	11.6%
市盈率 (PE)	11.9	12.5	10.3	8.3	6.9
EV/EBITDA	8.9	11.8	11.2	10.6	9.9
市净率 (PB)	1.02	0.96	0.92	0.87	0.81

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

注：摊薄每股收益按最新总股本计算

公司研究·深度报告

公用事业·电力

证券分析师：黄秀杰

021-61761029

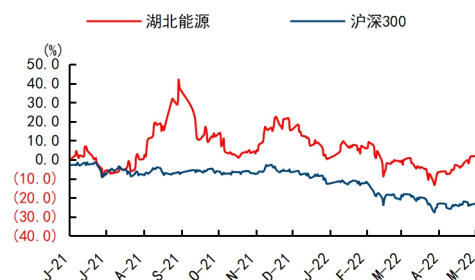
huangxiujie@guosen.com.cn

S0980521060002

基础数据

投资评级	买入(首次覆盖)
合理估值	6.56 - 6.79 元
收盘价	4.53 元
总市值/流通市值	29762/29472 百万元
52 周最高价/最低价	6.32/3.71 元
近 3 个月日均成交额	112.98 百万元

市场走势



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

相关研究报告

内容目录

深耕湖北，优质水电资产支撑公司业绩表现.....	5
背靠湖北省和三峡集团，覆盖多种能源业务.....	5
水电火电业务平稳，新能源占比持续提高.....	6
“十四五”规划：大力布局“新能源+抽蓄”，开辟第二增长曲线.....	9
多因素向好，电力行业有望获得超期收益.....	10
清江来水增多，水电发电量同比上涨.....	10
“双碳”目标下新能源业务不断向好.....	11
国家引导动力煤回归合理区间，火电上网价格上涨，盈利环境逐步改善.....	13
新型电力系统下抽水蓄能迎发展良机，公司大力布局.....	15
新型电力系统下，抽水蓄能优势明显.....	15
湖北省抽水蓄能资源丰富，公司已储备规模化资源.....	16
电价机制改革打开抽水蓄能盈利天花板.....	19
盈利预测.....	20
假设前提.....	20
未来 3 年盈利预测.....	21
盈利预测的敏感性分析.....	21
估值与投资建议.....	22
绝对估值：10.07-12.68 元.....	22
绝对估值的敏感性分析.....	23
相对法估值：6.56-6.79 元.....	23
投资建议.....	23
风险提示.....	24
财务预测与估值.....	26
免责声明.....	27

图表目录

图 1: 公司历史沿革.....	5
图 2: 公司湖北省内装机比例.....	5
图 3: 公司湖北省内装机占湖北总装机比例（去除三峡电站）.....	5
图 4: 2021 年底公司股权及控股子公司情况.....	6
图 5: 公司近五年营业收入情况（亿元）.....	7
图 6: 公司 2021 年各项业务收入占比.....	7
图 7: 公司控股装机结构（万千瓦）.....	7
图 8: 水电业务毛利润及占比（亿元）.....	7
图 9: 公司火电水电利用小时.....	7
图 10: 公司历史发电量结构（亿千瓦时）.....	7
图 11: 公司新能源装机总量及增速（百万千瓦）.....	8
图 12: 公司新能源净利润及占比（亿元）.....	8
图 13: 公司近五年毛利率、净利率情况.....	8
图 14: 公司近五年火电、水电、新能源毛利率、净利率情况.....	8
图 15: 公司历史财务费用（亿元）.....	9
图 16: 公司历史现金流情况（亿元）.....	9
图 17: 公司 ROE 杜邦分析情况.....	9
图 18: 公司资产负债率.....	9
图 19: 清江水布垭站点 2020-2022 年 1-5 月流量（立方米/秒）.....	11
图 20: 2021-2022 年一季度各水电公司发电量（只含水电）（亿千瓦时）.....	11
图 21: 2020-2060 年电量供给结构（万亿千瓦时）.....	12
图 22: 2020-2060 年装机容量结构变化（GW）.....	12
图 23: 2020 全国 70m 高度层平均风功率密度分布.....	13
图 24: 2020 全国水平面总辐照量分布.....	13
图 25: 抽水蓄能原理图.....	15
图 26: 电力系统需要储能电站实现削峰填谷.....	15
图 27: 抽水蓄能占据我国储能主要部分.....	16
图 28: 抽水蓄能较其他储能方式具有明显成本优势.....	16
图 29: 我国抽水蓄能中长期发展规划.....	17
图 30: 我国抽水蓄能中长期投资规划.....	17
图 31: 我国纳入规划的抽水蓄能资源情况.....	17
图 32: 我国在建抽水蓄能分布情况.....	17

表1：我国主要水库 2020-2022 年 1-5 月水位对比（米）	10
表2：近期关于新能源发展的政策及决策汇总	11
表3：近期关于煤炭价格的政策及活动汇总	13
表4：当前主流储能技术比较	16
表5：抽水蓄能规划“十四五”重点实施项目	18
表6：部分上市公司抽水蓄能装机情况（单位：万千瓦）	19
表7：三种模式下抽蓄蓄能单 GW 盈利能力测算	20
表8：新能源机组盈利测算	20
表9：水电机组盈利测算	21
表10：火电机组盈利测算	21
表11：未来 3 年盈利预测表（百万元）	21
表12：2022 年 EPS 随水电电量增速及煤价涨幅的敏感性分析（元/股）	22
表13：公司盈利预测假设条件（%）	22
表14：资本成本假设	22
表15：绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析（元）	23
表16：可比公司估值表	23

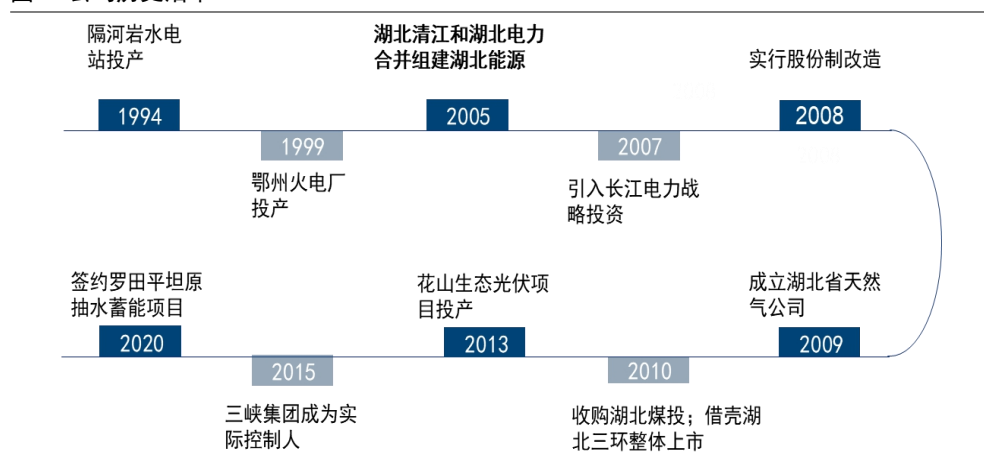
深耕湖北，优质水电资产支撑公司业绩表现

背靠湖北省和三峡集团，覆盖多种能源业务

立足湖北，开展综合能源业务。公司在 2005 年由湖北省清江水电投资公司和湖北省电力开发公司合并组建成立，作为湖北省地方国资企业，发展省内发电业务，主营业务包括水电、火电、新能源发电、天然气输配、煤炭贸易。2007 年引入长江电力战略投资。2008 年实行股份制改造，并于 2010 年借壳湖北三环实现整体上市。2015 年通过非公开发行股票，三峡集团成为公司实际控制人，公司由湖北省属国企转变为三峡集团二级公司，定位为三峡集团综合能源发展平台。

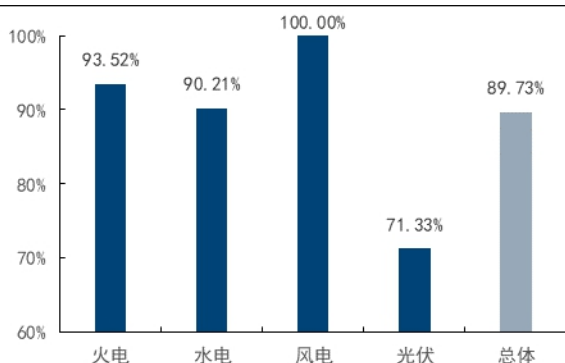
截至 2021 年底，公司已投产装机总量 1168.9 万千瓦，其中水电总装机 465.7 万千瓦，火电总装机 463 万千瓦，风电装机 84.2 万千瓦，光伏发电总装机 155.9 万千瓦。天然气业务在湖北省内已建成投运高压管网 675 公里，中低压管网 229 公里，覆盖湖北全省 12 个省辖市、州；煤炭方面，投产荆州煤炭铁水联运储配基地一期工程，煤炭中转能力达 2000 万吨/年，2021 年转运煤炭 595.5 万吨。2020 年，公司与罗田县政府签约罗田平坦原抽水蓄能项目，开始大力布局抽水蓄能业务。

图1：公司历史沿革



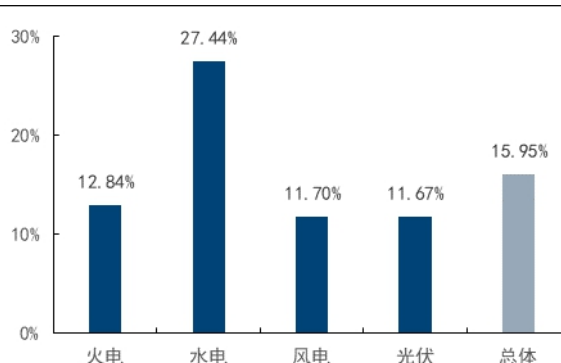
资料来源：公司公告，官网，债券募集说明书，国信证券经济研究所整理

图2：公司湖北省内装机比例



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

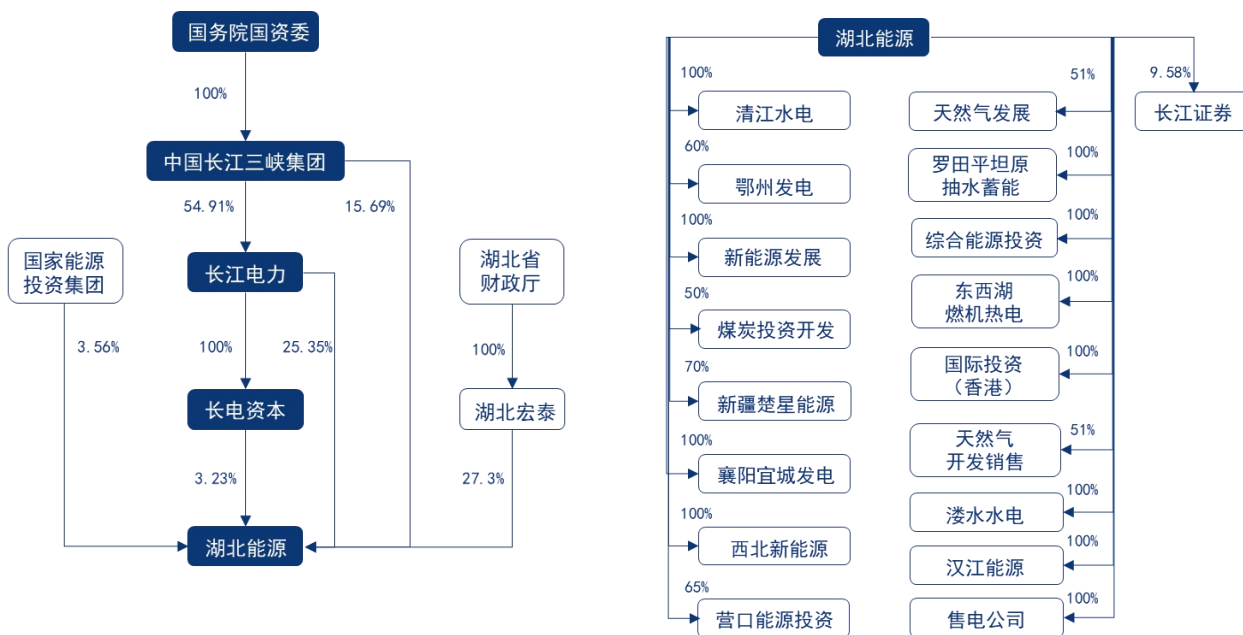
图3：公司湖北省内装机占湖北总装机比例（去除三峡电站）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

截至 2021 年底，三峡集团及其子公司合计持股 44.3%，公司实控人为国务院国资委；公司第二大股东为湖北宏泰集团，持有公司股权 27.3%，湖北宏泰实际控制人为湖北省财政厅。因此，公司具有“央企控股+地方政府持股”属性，在获取省内业务资源方面具有天然优势。因此，公司具有“央企控股+地方政府持股”属性，公司管理层中，董事长、三位副总经理和公司总会计师由三峡集团任命，副董事长由湖北宏泰集团总经理兼任。

图4：2021 年底公司股权及控股子公司情况



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

背靠三峡集团，共享省内资源。2021 年 9 月，三峡集团总部由北京迁往武汉，成为湖北省内唯一一所能源央企。湖北能源作为央企与地方政府共同做强做优国有经济的新典范，定位为三峡集团内唯一综合能源平台，集团此次回归湖北也将提高公司在省内的资源获取能力，同时公司在集团的重要程度也将提升。

2015 年，三峡集团在控股公司时，签署了避免同业竞争承诺函，将公司定位为集团区域性综合能源公司，是湖北省内核电、中小水电、新能源开发的唯一业务发展平台，且三峡集团火电、热电、煤炭、油气管输业务以及省内核电、中小水电、新能源开发将以湖北能源为主体实施。同时，三峡集团及其他企业在湖北地区未来不再从事装机容量在 30 万千瓦以下的中小水电开发业务。

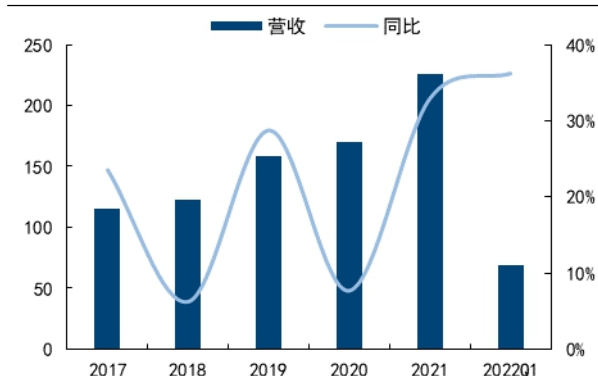
水电火电业务平稳，新能源占比持续提高

水电装机规模稳定，贡献公司主要利润。截至 2021 年底，公司水电装机总量为 466 万千瓦，占总装机的 40%，2017-2021 年水电装机累计增加 96 万千瓦，平均每年增加 5%，装机规模未有大幅提高，但水电业务平均每年贡献 20 亿毛利润，占公司总毛利润的 60%，清江三级电站也是目前我国中东部地区除三峡电站外最大的水力发电基地。2018 年和 2019 年水电毛利润下降主要是受到清江流域来水历史最枯的影响。

营业收入稳步增长，水电、火电业务收入超过 50%。2021 年公司实现营业收入合计 227 亿元，同比增长 32.9%；其中火电、水电、新能源、天然气输配、煤炭贸

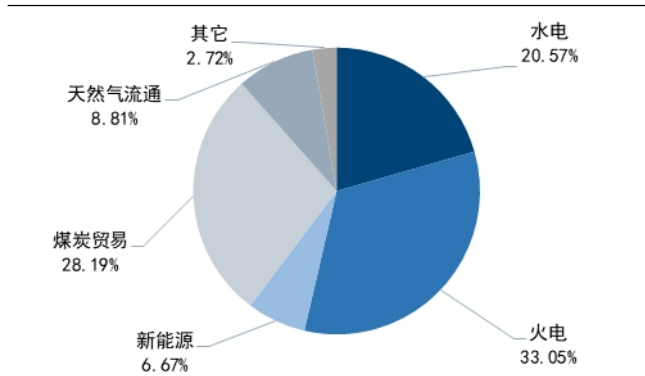
易分别实现营收 75、47、15、20、64 亿元，分别占比 33%、21%、7%、9%、28%。截至 2021 年，水电、火电总装机容量共 929 万千瓦，占总装机容量的 79%。

图5：公司近五年营业收入情况（亿元）



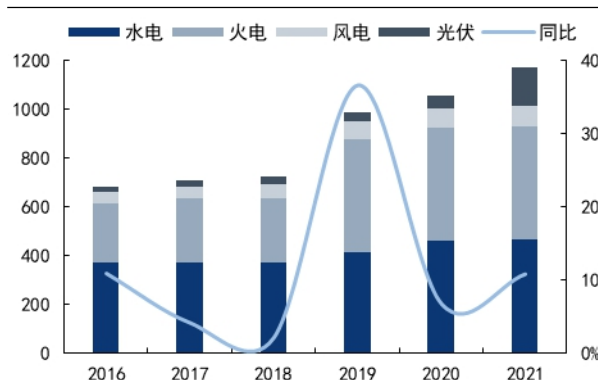
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图6：公司2021年各项业务收入占比



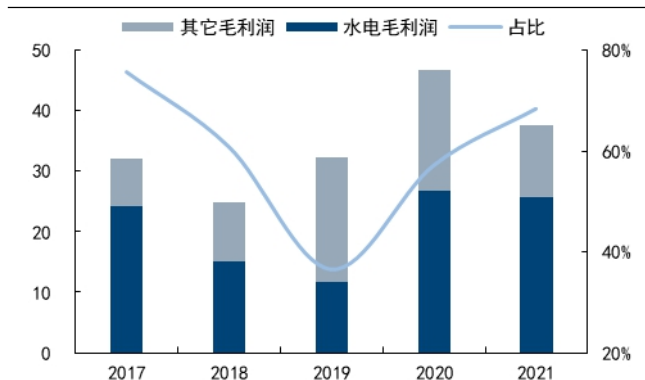
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图7：公司控股装机结构（万千瓦）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

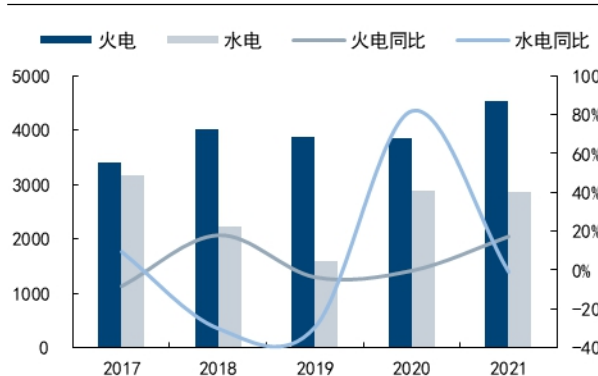
图8：水电业务毛利润及占比（亿元）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

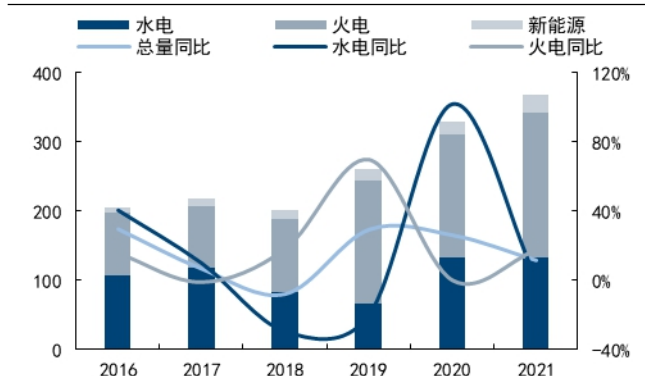
水火互济，抗波动能力强。2018、2019 年因清江流域来水历史最枯，导致水电发电量减少，两年水电发电量分别同比下降 30%、20%，而公司依靠火电减少了电力业务业绩受气候、季节影响的波动，保证了公司经营业绩的稳定。近年来，火电和水电发电量增速高低互补，成为公司业绩的压舱石。

图9：公司火电水电利用小时



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

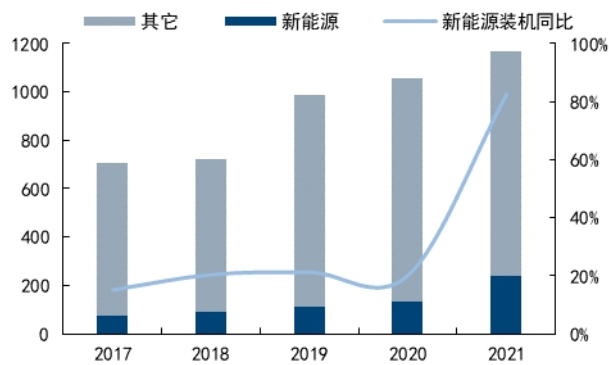
图10：公司历史发电量结构（亿千瓦时）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

持续投产新能源项目，2021 年新能源装机规模和净利润大增。2021 年新增新能源装机 109 万千瓦，装机量同比提升 82.5%，截至 2021 年，公司新能源装机总量 240 万千瓦，占总装机的 20.5%，较 2020 年提升了 10pct；公司新能源净利润 6 亿元，同比增长 34.1%，占公司净利润的 25%。2022 年，公司预计新增新能源装机 208 万千瓦，同比提升 86.7%，预计 2022 年底公司新能源装机占比将达到 31.5%。

图 11：公司新能源装机总量及增速（百万千瓦）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 12：公司新能源净利润及占比（亿元）

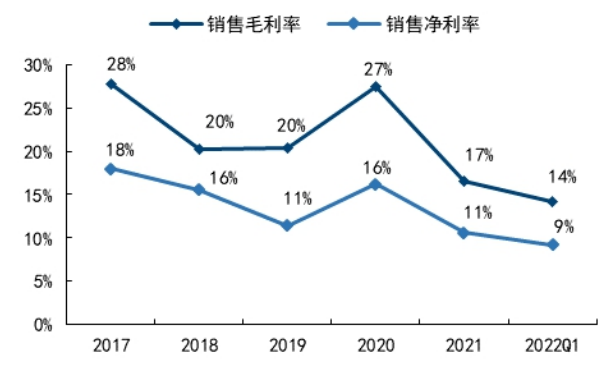


资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

受累于 2021 年的火电亏损，公司整体毛利率和净利率下降。2021 年公司毛利率 17%、净利率 11%，分别同比下滑 10 pct、5pct。反观水电和新能源发电业务，水电在 2018 和 2019 年来水条件史上最差的情况下，最低毛利率和净利率分别为 27%、20%；新能源业务则近五年来一直保持 50%以上毛利率、40%以上净利率。

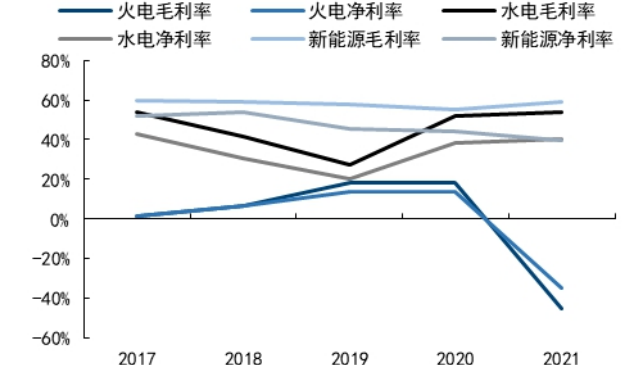
从 ROE 表现来看，2021 年公司 ROE 为 7.89%，同比下降 0.86pct。2021 年公司因为承担湖北省内部分疫后保供任务导致火电发电量增多、同时煤炭价格上涨导致煤炭贸易收入上升，因此公司资金周转率提升，但受到火电亏损的影响，公司整体净利率下降，导致 ROE 小幅下降。

图 13：公司近五年毛利率、净利率情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

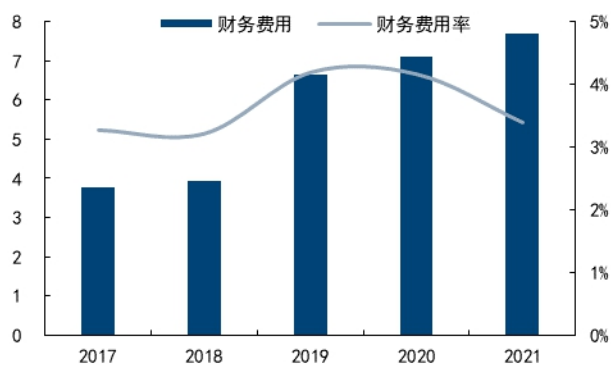
图 14：公司近五年火电、水电、新能源毛利率、净利率情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

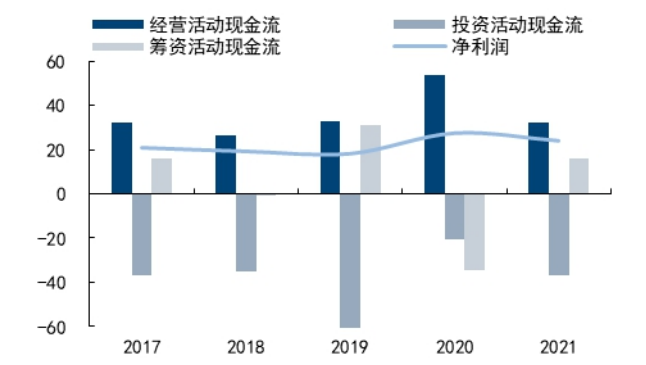
资产负债结构稳定，财务费用率常年维持较低水平。2017-2021 年，公司资产负债率保持相对稳定，常年控制在 50%以下。财务费用端，2017-2021 逐年增长，但财务费用率始终控制在 5%以下，2019 年有较大幅度增长是秘鲁查格亚水电站及鄂州电厂三期工程投产利息支出费用化所致。

图15: 公司历史财务费用（亿元）



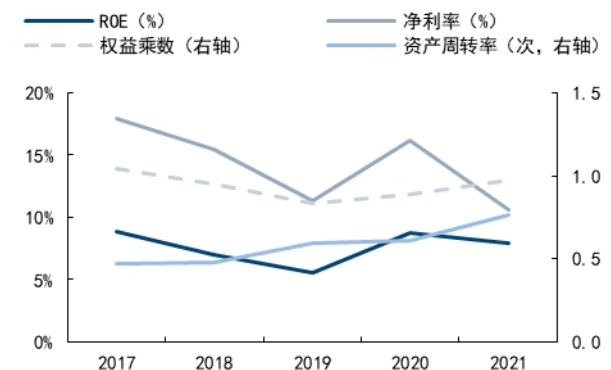
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图16: 公司历史现金流情况（亿元）



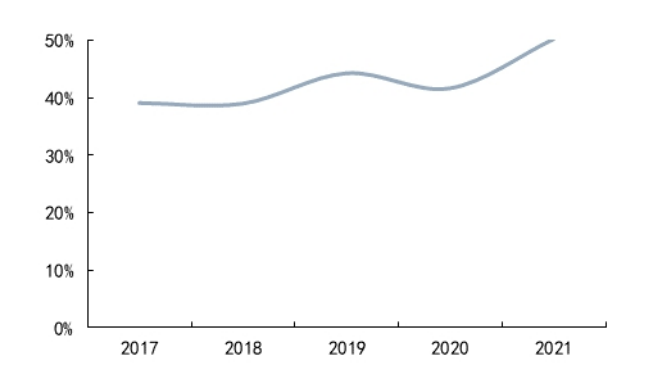
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图17: 公司 ROE 杜邦分析情况



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图18: 公司资产负债率



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

2021 年，公司经营性现金流、投资性现金流以及融资现金流分别为 32、-37 及 16 亿元。由于水电和新能源业务没有燃料成本，因此公司运营期内现金流表现较好，经营活动现金流表现十分强劲，长期高于当期净利润。2019 年较 2018 年投资活动现金流出大幅增长是因为收购秘鲁查格亚水电站项目，2021 年较 2020 年投资活动现金流出增长主要是因为投资新能源项目，2021 年当期新能源装机增加 108.6 万千瓦，同比增长 82.5%。

“十四五”规划：大力布局“新能源+抽蓄”，开辟第二增长曲线

公司“十四五”期间新能源装机新增 1000 万千瓦。2021 年新能源装机新增 109 万千瓦，2022 年新能源装机预计新增 208 万千瓦。其中省外项目陕武直流配套新能源一期 210 万千瓦光伏发电项目已纳入国家第一批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的风光大基地项目名单，目前正在进行项目备案。

2022 年 4 月湖北省发布能源发展“十四五”规划，公司的峡口塘水电站项目、林溪河水电站项目、罗田平坦原大型抽水蓄能项目列入建设重点。

全面抢抓抽蓄资源落实落地。公司目前已在建或已签约的项目有罗田平坦原抽水

蓄能电站（140 万千瓦）、南漳县张家坪抽水蓄能电站（180 万千瓦）、长阳清江抽水蓄能电站（120 万千瓦）、松滋江西观抽水蓄能电站（120 万千瓦）、巴东县桃李溪抽水蓄能电站（180 万千瓦），总计 740 万千瓦。

多因素向好，电力行业有望获得超期收益

清江来水增多，水电发电量同比上涨

1-5 月我国主要流域来水偏丰，水电企业营收同比上升。2022 年 1-5 月，我国各流域水资源较为丰富，与去年同期相比，各大型水库水量均有一定幅度的上升。据水利部数据，1-5 月长江流域、黄河流域、海河流域和松花江流域的各水库水位基本高于去年同期水平，蓄水量充足。来水方面，根据水利部和长江三峡集团公司公布的主要水库流量数据，2022 年 1-5 月的入库流量相比去年同期均有一定幅度的上升。

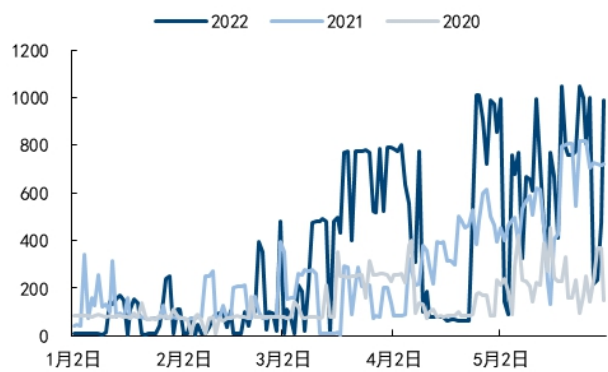
公司主要水电业务所在清江流域（水布垭）来水同比偏多 50%，较多年平均值偏多 87%，一季度公司水电发电量达 30.84 亿千瓦时，同比增长 2.83%。预计随着夏季的到来，来水量和降水量将进一步上升，水电的发电量预计会进一步上涨，水电企业有望实现更高营收。

表1：我国主要水库 2020-2022 年 1-5 月水位对比（米）

		2020	2021	2022			2020	2021	2022
水布垭	1 月	378.01	383.60	386.84	新安江电厂	1 月	100.10	99.54	99.98
	2 月	381.25	380.76	380.03		2 月	100.81	98.58	100.11
	3 月	377.96	375.86	378.13		3 月	100.67	99.15	100.52
	4 月	377.25	383.50	383.26		4 月	100.24	99.75	101.57
	5 月	375.73	382.71	380.32		5 月	99.24	99.58	100.97
官厅水库	1 月	476.13	475.26	477.12	丹江口	1 月	164.09	162.47	166.74
	2 月	476.20	372.06	477.31		2 月	162.86	161.03	165.17
	3 月	476.33	475.51	477.36		3 月	162.44	159.94	163.43
	4 月	476.49	475.59	477.53		4 月	161.37	159.78	161.81
	5 月	475.35	475.57	477.28		5 月	159.37	160.88	160.51
小浪底	1 月	261.08	264.82	267.84	三峡	1 月	171.35	170.95	170.11
	2 月	264.35	268.73	269.04		2 月	167.76	168.63	170.08
	3 月	266.37	268.41	265.05		3 月	166.01	165.87	166.50
	4 月	263.16	266.29	258.16		4 月	161.79	162.21	165.67
	5 月	254.71	264.61	257.09		5 月	153.65	154.64	167.56

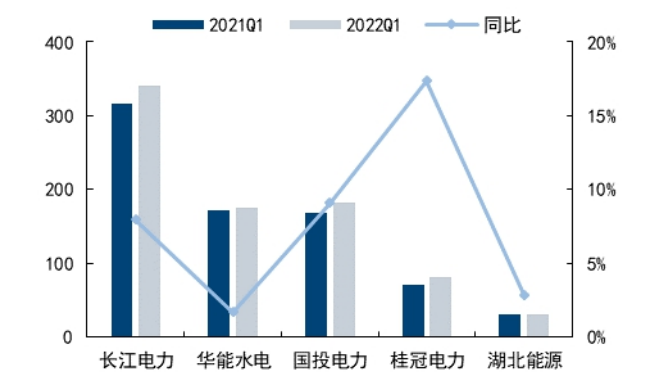
资料来源：水利部，Wind，国信证券经济研究所整理

图19: 清江水布垭站点 2020-2022 年 1-5 月流量 (立方米/秒)



资料来源: 水利部, Wind, 国信证券经济研究所整理

图20: 2021-2022 年一季度各水电公司发电量 (只含水电) (亿千瓦时)



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

“双碳”目标下新能源业务不断向好

1. 大力发展新能源具备国家重大战略意义

2020 年 9 月 22 日, 习近平主席在第七十五届联合国大会一般性辩论上向世界庄严承诺, 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, 我国“双碳”目标正式确立。

2021 年 3 月 15 日, 习近平主席在中央财经委员会第九次会议强调“要构建清洁低碳安全高效的能源体系, 控制化石能源总量, 着力提高利用效能, 实施可再生能源替代行动, 深化电力体制改革, 构建以新能源为主体的新型电力系统”。

表2: 近期关于新能源发展的政策及决策汇总

时间	政策及决策	主要内容
2020. 09. 22	第七十五届联合国大会一般性辩论	国家主席习近平提出, 二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值, 努力争取 2060 年前实现碳中和。
2020. 12. 12	气候雄心峰会	国家主席习近平提出, 到 2030 年, 中国单位国内生产总值二氧化碳排放将比 2005 年下降 65%以上, 非化石能源占一次能源消费比重将达到 25%左右, 森林蓄积量将比 2005 年增加 60 亿立方米, 风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上。
2021. 02. 02	《国务院关于加强建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》	推动能源体系绿色低碳转型, 完善能源消费总量和强度双控制度, 大力推动风电、光伏发电发展。
2021. 03. 01	《国家电网公司发布“碳达峰、碳中和”行动方案》	“十四五”期间, 公司经营区替代电量达到 6000 亿千瓦时; 到 2025 年, 公司经营区分布式光伏达到 1.8 亿千瓦; 到 2030 年, 公司经营区风电、太阳能发电总装机容量将达到 10 亿千瓦以上。
2021. 03. 05	《2021 年政府工作报告》	大力发展新能源, 加快建设全国碳排放权交易市场; “十四五”期间, 努力实现单位国内生产总值能耗和二氧化碳排放分别降低 13.5%、18%。
2021. 03. 12	《关于引导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》	已纳入补贴清单的可再生能源项目所在企业, 对已确权应收未收的财政补贴资金, 可申请补贴确权贷款。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。
2021. 03. 13	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	加快发展非化石能源, 大力提升风电、光伏发电规模, 有序发展海上风电, 非化石能源占能源消费总量比重提高到 20%左右。
2021. 03. 15	中央财经委员会第九次会议	会议指出, 深化电力体制改革, 构建以新能源为主体的新型电力系统。加快推进碳排放权交易, 把碳达峰、碳中和纳入生态文明建设整体布局。

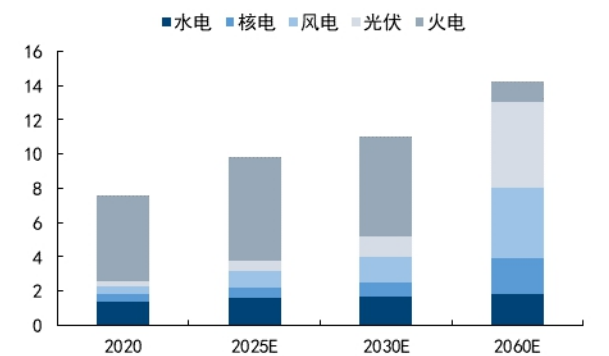
2021.03.18	《南方电网公司发布碳达峰、碳中和工作方案》	到 2025 年，将推动南方五省区新能源新增装机 1 亿千瓦，达到 1.5 亿千瓦。到 2030 年，再新增装机 1 亿千瓦，达到 2.5 亿千瓦；非化石能源装机占比由 2020 年的 56% 提升至 65%，发电量占比从 2020 年的 53% 提升至 61%。
2021.04.19	《2021 年能源工作指导意见》	2021 年风电、光伏发电量占全社会用电量的比重达到 11% 左右。
2021.05.11	《国家能源局关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》	2021 年，全国风电、光伏发电发电量占全社会用电量的比重达到 11% 左右，2021 年保障性并网规模不低于 9000 万千瓦，确保 2025 年非化石能源消费占一次能源消费的比重达到 20% 左右。
2021.05.25	《关于印发 2021 年可再生能源电力消纳责任权重的通知》	明确 2021 年可再生能源电力消纳责任权重和 2022 年预期目标。

资料来源：国家发改委、国家能源局、国信证券经济研究所整理

在能耗不断上升的情况下，“碳达峰”及“碳中和”的实现需要极大限制化石能源消费，进一步提升非化石能源消费在能源消费总量的占比。目前电力是非化石能源消费的主要方式，通过光伏制氢等手段制取氢能的技术未能实现商业化推广，在此情况下风电、光伏等新能源发电成为未来能源消费主要来源，成为未来新型电力系统的主体。

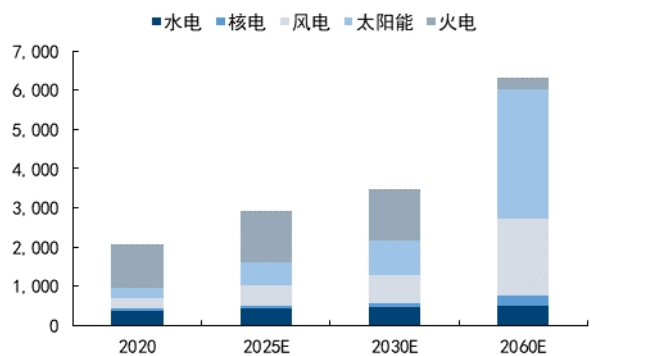
根据我国 2030 年实现碳达峰、2060 年实现碳中和的规划，2030 年、2060 年我国清洁能源发电量预计将分别达到 5.1、12.9 万亿千瓦时。由于水电资源禀赋所限，未来装机增长有限，核电积极稳步发展，年均装机增加 6-8GW，因此清洁能源发电快速增长主要依赖风电、光伏。根据《“十四五”现代能源体系规划》，2020-2025 年，风电、光伏发电量 CAGR 分别为 16%、20%；2020-2030 年风电、光伏发电量 CAGR 分别为 12%、17%；2020-2060 年风电、光伏发电量 CAGR 分别为 6%、8%，同期 GDP 年均复合增速预计为 3.3% 左右。

图 21：2020-2060 年电量供给结构（万亿千瓦时）



资料来源：国家统计局、国信证券经济研究所整理

图 22：2020-2060 年装机容量结构变化（GW）



资料来源：国家统计局、国信证券经济研究所整理

2022 年 6 月 1 日，国家发展改革委、国家能源局等 9 部门联合印发《“十四五”可再生能源发展规划》，规划在明确指导方针和发展目标的同时，指出要大规模开发可再生能源、高比例利用可再生能源、高质量发展可再生能源、市场化发展可再生能源。

规划从可再生能源总量、发电、消纳及非电利用四个方面提出了发展目标，促进可再生能源大规模、高比例、市场化、高质量发展，有效支撑清洁低碳、安全高效的能源体系建设；规划提出大规模发展可再生能源，风电和光伏发电集中式和分布式并举，推进水风光综合基地一体化开发，明确了风电光伏等可再生能源是实现碳达峰碳中和目标任务的重要力量，为新能源发展注入动力；规划提出促进存储消纳，完善可再生能源市场化发展机制，抽水蓄能迎来发展点，可再生能源消纳能力将进一步提升，市场化的完善和价格机制的形成将给新能源和储能带来

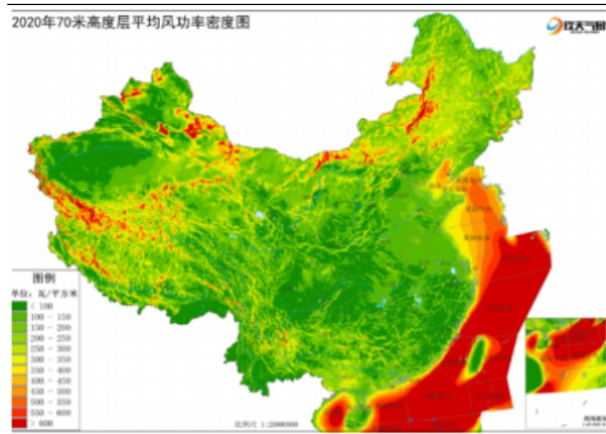
新的利润点。

2. 湖北“十四五”规划大力发展新能源，湖北能源省内新能源装机占比持续增加

2022年5月，湖北省发布《湖北省能源发展“十四五”规划》，明确“十四五”重点任务，将大规模发展风电和光伏。综合考虑资源禀赋、生态环境承载力、电网消纳特点，坚持集中式和分布式并举、多元发展和多能互补并行的发展模式，“十四五”期间分别新增光伏发电、风电装机1500、500万千瓦，2025年光伏、风电装机量分别达到2200万千瓦、1000万千瓦，新能源发电总装机达到3200万千瓦，年发电量400亿千瓦时，平均利用小时数为1250小时。“十四五”风电装机翻1倍，光伏装机翻超过3倍。

截至2021年底，湖北省风电总装机容量为720万千瓦，光伏总装机容量953万千瓦，其中湖北能源在湖北省内风电装机84万千瓦、光伏装机111万千瓦，分别占湖北省风电和光伏总装机的11.7%、11.7%。

图23：2020 全国 70m 高度层平均风功率密度分布



资料来源：中国气象局、国信证券经济研究所整理，注：本地图仅用于平台展示，不涉及国家版图相关内容

图24：2020 全国水平面总辐照量分布



资料来源：中国气象局、国信证券经济研究所整理，注：本地图仅用于平台展示，不涉及国家版图相关内容

“十四五”期间，湖北能源规划新能源装机新增1000万千瓦，“十四五”后新能源装机总量1131万千瓦，2022-2025年平均新能源装机年增速预计达到47.3%。

国家引导动力煤回归合理区间，火电上网价格上涨，盈利环境逐步改善

煤炭价格获得国家层面持续关注，已明确动力煤中长期交易价格合理区间。2022年2月，国家发改委发布《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》，明确动力煤中长期交易合理区间，5月国家发改委明确了煤炭领域经营者哄抬价格行为，并表示未来将密切监测煤炭市场价格变化，对发现超过合理区间的立即进行提醒约谈，必要时采取调查、通报等手段，引导煤炭价格回归合理区间，对于存在涉嫌哄抬价格行为的，将移送有关部门依法查处。

表3：近期关于煤炭价格的政策及活动汇总

时间	政策或活动	主要内容
2022.2.24	《国家发展改革委关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》	引导煤炭价格回归合理区间，明确了煤炭（动力煤，下同）中长期交易价格的合理区间，其中秦皇岛港下水煤（5500千卡）价格合理区间为每吨570-770元，山西、陕西、蒙西煤炭（5500千卡）出矿环节价格合理区间分别为每吨370-570元、320-520元、260-460元，蒙东煤炭（3500千卡）出矿环节价格合理区间为每吨200-300元。
2022.4.30	《国家发展改革委关于明确煤炭领域	存在下列情形之一，且无正当理由的，一般可视为哄抬价格行为：（1）经营者的煤炭

	经营者哄抬价格行为的公告》	中长期交易销售价格，超过国家或者地方有关文件明确的中长期交易价格合理区间上 限的；（2）经营者的煤炭现货交易销售价格，超过国家或者地方有关文件明确的中长 期交易价格合理区间上限 50%的。 秦皇岛港下水煤中长期、现货价格每吨分别超过 770 元、1155 元，山西煤炭出矿环节 中长期、现货价格每吨分别超过 570 元、855 元，陕西煤炭出矿环节中长期、现货价格 每吨分别超过 520 元、780 元，蒙西煤炭出矿环节中长期、现货价格每吨分别超过 460 元、690 元，蒙东煤炭（3500 大卡）出矿环节中长期、现货价格每吨分别超过 300 元、 450 元，如无正当理由，一般可认定为哄抬价格。 发改委将通过稳煤价来稳电价，进而稳定整体用能成本。后续将密切监测煤炭市场 价格变化，对发现超过合理区间的立即进行提醒约谈，必要时采取调查、通报等手段， 引导煤炭价格回归合理区间。 凡以发电、机车推进、锅炉燃烧等为目的，产生动力而使用的煤炭属于动力煤。以流 向和热值两个角度对动力煤进行界定。从流向角度看，煤炭生产经营企业直接或间接 销售给发电供热企业用作燃料的煤炭应视为动力煤。从热值角度看，热值低于 6000 千 卡的煤炭，一般可视为动力煤。
2022. 5. 17	发改委 5 月新闻发布会	
2022. 5. 20	发改委价格司组织召开专题会议，讨 论如何界定动力煤等重点问题	

资料来源：国家发改委、国家能源局、国信证券经济研究所整理

燃煤发电上网电价得到提升。2021 年 10 月 11 日，国家发展改革委印发了《关于
进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，规定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。这有助于解决政府制定电价不能及时
反应电力成本和市场供需的问题。

2022 年一季度，湖北能源煤电上网电价较煤电基准价格上浮了 20%，一季度湖北
能源火电业务仅亏损-0.58 亿元，相较于 2021 年的-5.3 亿元，有望扭亏为盈。

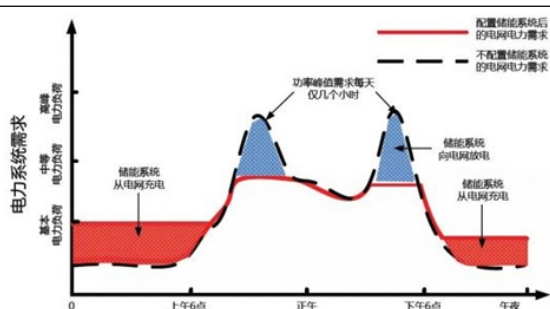
新型电力系统下抽水蓄能迎发展良机，公司大力布局

新型电力系统下，抽水蓄能优势明显

新能源大规模并网，储能发展势在必行。根据我国“3060 双碳”目标指引，需要构建以新能源为主体的新型电力系统，风电、光伏未来将迅速发展：我们预计到 2025、2030 年，风电、光伏装机量占比将达到 37.1%、46.5%，发电量占比将达到 16.3%、24.5%。然而，光伏发电和风电的间歇特性，需要配套储能电站才能承担电力保障，因此，电力系统对储能电站容量的需求也将随之越来越大。

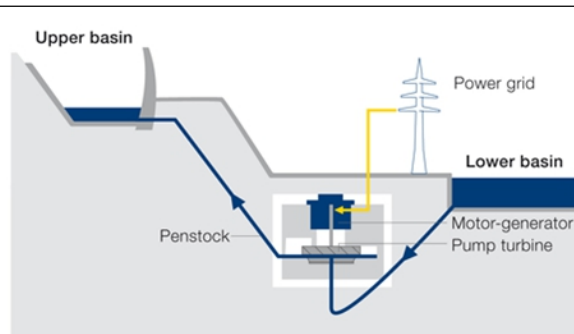
抽水蓄能是应用最广泛的调峰电源，2020 年末我国抽水蓄能占总储能的 89.3%。抽水蓄能电站是利用电力负荷低谷时的电能抽水至上水库，在电力负荷高峰期再放水至下水库发电的水电站，综合效率在 70%-85%之间。相较于传统水电站，抽水蓄能电站对于水落差要求更高，一般为 100 米以上。传统水电站主要为径流式和坝后式，径流式直接拦河发电无太高落差，坝后式利用一定落差来发电，但落差比较小，因此水电站改抽水蓄能电站比例不大。

图 25：抽水蓄能原理图



资料来源：《数据中心微模块储能应用》，国信证券经济研究所整理

图 26：电力系统需要储能电站实现削峰填谷



资料来源：VOITH 公司官网，国信证券经济研究所整理

在调峰端，抽水蓄能较其他储能方式优势明显。目前电网侧协调用电供需两端平衡主要为调频、调峰两大手段，前者对于放电的响应时间及速度要求较高，须达到秒级、分钟级的水平，后者则对放电持续时间要求较高。抽水蓄能由于响应时间一般在 7 分钟以上，但能做到持续 4-6 小时的放电，因此被主要用于调峰端，而电化学储能则应用于调频端。除此之外，抽水蓄能当前技术极为成熟，且建成后使用寿命极长，在调峰应用端具备无可比拟的优势。

初期投资成本占比较高，抽水蓄能度电成本优势明显。从抽水蓄能电站全生命周期成本构成来看，较普通水电站，初期项目安装成本较低，其中系统成本占总成本约 50%；运维成本较高，每年约为 7-8 万元/MW。相比其他储能技术，目前抽水蓄能技术已十分成熟，度电成本仅为 0.21-0.25 元/千瓦时，较电化学储能在成本方面具备明显优势。在考虑电化学储能持续降本的情况下，预计未来十年抽水蓄能度电成本依然能够保证相对优势。

目前，我国储能手段主要包括抽水蓄能和电化学储能。由于当前电化学储能成本较高，而抽水蓄能有着安全、经济、稳定、有效、及时、大规模的调节电能特性，是当前及未来一段时期满足电力系统调节需求的关键方式，是我国储能行业

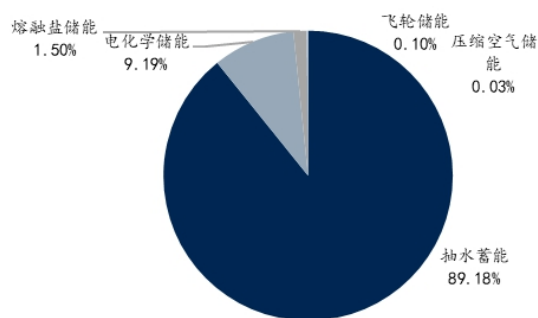
的首选。稳定可靠的储能资源将极大增强系统并网运行的可靠性和灵活性、提高风电和光伏发电的利用率，保证新能源电力系统的顺利转型。

表4：当前主流储能技术比较

	储能类型	响应时间	放电持续时间	能量密度 (w·h/g)	优点	缺点
物理储能	抽水蓄能	分	数小时-数天	0.2-2	容量大、放电持续时间长	启动速度慢、受地理条件限制、建设周期长
	压缩空气储能	分	数小时-数天	-	占地面积小、成本低	启动速度慢、效率较低
	锂离子电池	<秒	数小时	60-200	能量密度高、污染小、单体电压高	成本高
电化学储能	铅蓄电池	<秒	数小时	30-45	技术成熟、性价比高	寿命短、污染严重
	全钒液流电池	<秒	数小时	15-50	安全性高、循环寿命长	能量密度低、运维成本高
其他储能	电磁储能	<秒	数秒	-	充放电速度极快、瞬间响应	成本较高、储能时间短

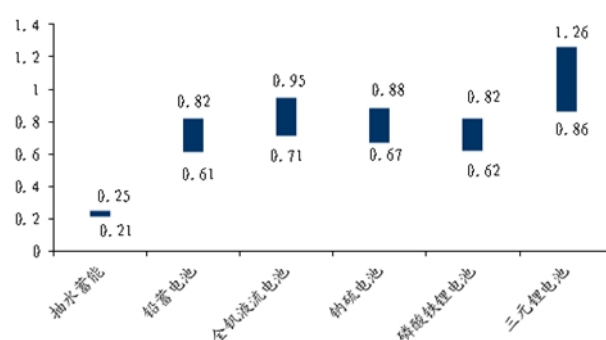
资料来源：CNESA, Fraunhofer, 国信证券经济研究所整理

图27：抽水蓄能占据我国储能主要部分



资料来源：《数据中心微模块储能应用》，国信证券经济研究所整理

图28：抽水蓄能较其他储能方式具有明显成本优势



资料来源：《储能的度电成本和里程成本分析》，国信证券经济研究所整理

南网明确抽水蓄能机组作为辅助服务的最高优先级。2022年3月，《南方区域电力辅助服务管理实施细则》（征求意见稿）中要求，电力调度机构应根据系统需要优先调用抽水蓄能机组提供辅助服务，能力用尽方可调用其他辅助服务资源。抽水蓄能机组当年抽发累计利用小时数超过2700小时且抽水累计利用小时数超过1600小时后，超出部分可纳入辅助服务补偿。

湖北省抽水蓄能资源丰富，公司已储备规模化资源

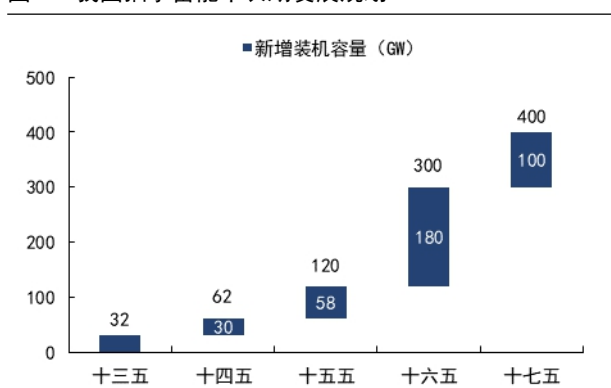
抽水蓄能资源稀缺。抽水蓄能业务具有明显的行业壁垒，一方面是因为抽水蓄能发电需要一定势差，因此对厂址的选择有较大限制，目前我国中长期规划抽水蓄能容量约7亿千瓦时。另一方面，我国抽水蓄能电站建设须经国家相关部门的严格审批，且由于投资数额较大、建设周期长、运营支出高，使得资金投入门槛同样较高。因此，在高行业壁垒的作用下，我国已投运的抽水蓄能电站中，主要由国家电网下的**国网新源**及南方电网下的**调峰调频公司**占据主要份额，抽蓄资产目前较为稀缺。

截至2021年，我国已投产抽水蓄能电站总规模3639万千瓦，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约5513万千瓦，约60%分布在华东和湖北。目前装机主要集中在国网及南网子公司投资运营。此外内蒙古电力（集团）有限责任公司以及江苏、浙江等地的部分企业也运营少量抽水蓄能电站。

截至 2021 年 3 月末，随着安徽绩溪 180 万千瓦抽水蓄能电站全部投产运营，公司在运控股装机容量增至 2087 万千瓦，占全国总装机比重约 65%。2020 年，得益于电力系统调节需求增加和装机规模提升，公司抽水电量、发电量和上网电量等运营指标均有所上升。截至 2021 年末，调南网峰调频公司在南方五省区运营的抽水蓄能电站在运装机容量合计 788 万千瓦，占全国总装机比重约 25%。在建装机容量合计 240 万千瓦。

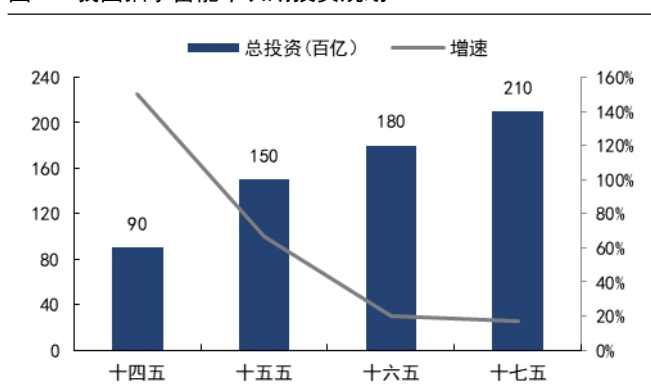
国家大力发展抽水蓄能，十四五期间迎来项目建设高峰。2021 年 9 月国家能源局发布《抽水蓄能中长期发展规划（2021—2035 年）》，到 2025 年，我国抽水蓄能投产总规模较“十三五”翻一番，达到 6200 万千瓦以上；到 2030 年，抽水蓄能投产总规模较“十四五”再翻一番，达到 1.2 亿千瓦左右。“十四五”期间将开工 1.8 亿千瓦，“十五五”期间开工 8000 万千瓦，“十六五”期间开工 4000 万千瓦。初步测算新增投资规模约 18000 亿元，其中“十四五”、“十五五”、“十六五”期间分别约为 9000 亿元、6000 亿元、3000 亿元。

图 29：我国抽水蓄能中长期发展规划



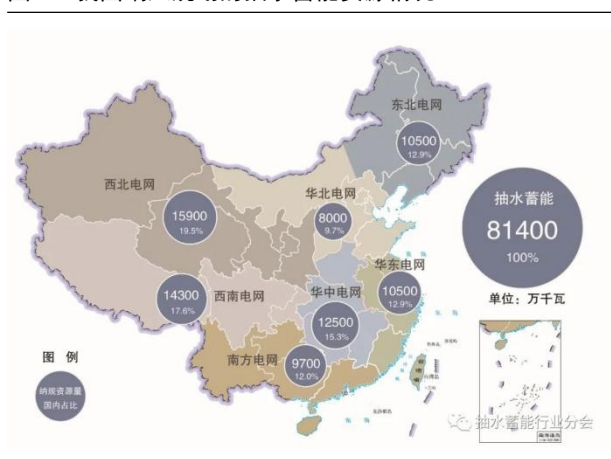
资料来源：国家能源局，抽水蓄能行业分会，国信证券经济研究所整理

图 30：我国抽水蓄能中长期投资规划



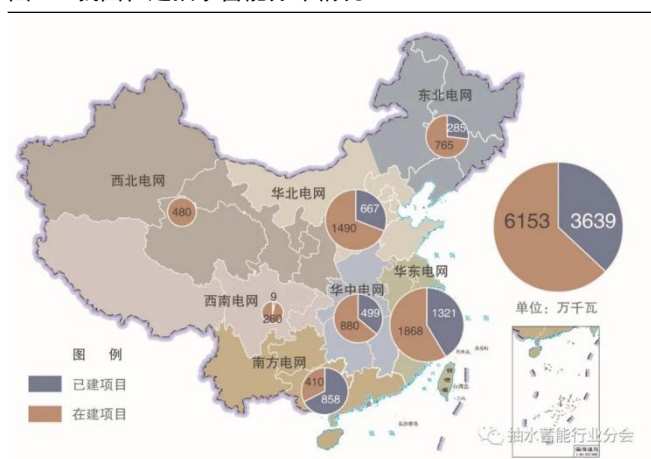
资料来源：国家能源局，抽水蓄能行业分会，国信证券经济研究所整理

图 31：我国纳入规划的抽水蓄能资源情况



资料来源：抽水蓄能行业分会，国信证券经济研究所整理

图 32：我国在建抽水蓄能分布情况



资料来源：抽水蓄能行业分会，国信证券经济研究所整理

表5: 抽水蓄能规划“十四五”重点实施项目

序号	省份	项目（拟装机容量，单位：万千瓦）
1	河北	滦平(120)、邢台(120)、徐水(60)、阜平(120)、隆化一期(140)、灵寿(140)
2	山西	河津(120)、蒲县(120)、孟县上社(140)、沁源县李家庄(90)、沁水(120)、代县黄草院(140)、长子(60)、绛县(120)、垣曲二期(100)、西龙池二期(140)
3	内蒙	乌海(120)
4	辽宁	大雅河(160)、太子河(180)、玉石(100)、阜新(120)、西露天(60)、清原二期(120)、朝阳(120)、兴城(120)
5	吉林	通化(80)、卧龙湖(160)、前河(120)、大沙河(180)、大沟河(120)、塔拉河(120)、景山屯(140)
6	黑龙江	尚志(120)、依兰煤矿(150)、海浪河(120)、亚布力(100)、建堂(180)、永和(120)、五星站(160)
7	江苏	石碛山铜矿(100)
8	浙江	泰顺(120)、天台(170)、建德(240)、桐庐(120)、永嘉(120)、文成(120)、山川(140)、浦江(120)、柯城(120)、蛟垄(120)、江山(120)、三门(120)、龙泉(120)、青田(120)、庆元(120)、遂昌(120)、松阳(120)、景宁(120)
9	安徽	宁国(120)、岳西(120)、石台(120)、霍山(120)、天光(120)、西形冲(100)、龙潭(120)、里庄(120)、家朋(140)
10	江西	洪屏二期(180)、赣县(120)、铅山(120)、遂川(120)、永新(120)、寻乌(120)
11	山东	庄里(100)、船厂(100)、朱崖(120)、街头(100)、华皮岭(100)
12	河南	鲁山(120)、龙潭沟(180)、九峰山(210)、后寺河(120)、窄口(120)、弓上(120)、逢石河(150)
13	湖北	大幕山(120)、平坦原(140)、紫云山(140)、宝华寺(120)、清江(120)、太平(240)、张家坪(180)、江西观(120)、黄龙滩(50)
14	湖南	安化(240)、玉池(120)、广寒坪(180)、泗洲山(120)、木旺溪(120)、天子山(12)、金紫仙(120)、大王庙(120)、罗萍江(120)、山米冲(120)、湾水源(120)、风洞口(120)
15	广东	岑田(120)、三江口(140)、梅州二期(120)、阳江二期(120)、浪江(120)、中洞(120)、水源山(120)、电白(120)
16	广西	南宁(120)、钦州(120)、灌阳(120)、防城港(120)、桂林(120)、玉林(120)、来宾(120)、百色(120)、贵港(120)、武鸣(120)、融水(120)
17	重庆	建全(120)、菜籽坝(120)
18	四川	大邑(180)、道孚(180)
19	贵州	贵阳(石厂坝)(120)、黔南(黄丝)(150)、构思(180)、乐坪(150)、母奈(120)、新仁(100)、光马(80)、岑广村(120)、新水(120)、思渠(100)、坪上(120)、野龙拢(120)
20	西藏	直孔(一期)(105)、增期(一期)(180)、永木二级(120)、大古二级(一期)(90)、明期(210)、依隆(210)
21	陕西	富平(140)、车辐峪(120)、佛坪(160)、金水河(160)、勉县(140)、沙河(140)、曹坪(80)
22	甘肃	昌马(120)、张掖(120)、黄羊(160)、东乡(120)、黄龙(180)、永昌(120)、皇城(140)、阿克塞(80)、平川(100)、康乐(100)、积石山(60)
23	青海	哇让(240)、南山口(240)、龙羊峡储能(一期)(100)、同德(240)、玛沁(40)、大柴旦(140)、德令哈(60)
24	宁夏	牛首山(100)、牛首山2(140)、中宁(100)
25	新疆	阜康东(120)、阿克陶(100)、高昌(140)、榆树沟(140)、和静(180)、额敏(140)、布尔津(140)、若羌(180)
26	新建兵团	红星(140)、新星东(140)

资料来源：国家发改委、国家能源局、国信证券经济研究所整理

湖北抽水蓄能资源丰富，未来重点实施项目规模居全国前列。“十四五”期间重点实施项目拟装机容量前三的省份为浙江省、湖南省和贵州省，拟装机容量分别为 2350、1512 和 1480 万千瓦，分别有 18、12、12 个重点项目。湖北省“十四五”期间重点实施项目装机容量达 1230 万千瓦，项目数量为 9 个。《抽水蓄能中长期发展规划（2021 年-2035 年）》中，湖北省通山大幕山、罗田平坦原等 38 个抽水蓄能电站项目纳入国家抽水蓄能中长期发展规划，项目总装机达 3900.5 万千瓦，总投资约 2700 亿元。

公司已储备较大规模的抽蓄项目资源，仅次于电网公司和三峡能源。2022 年 5 月发布的《湖北省能源发展“十四五”规划》中，共有 11 个大型抽水蓄能重点建设项目，其中湖北能源掌握的项目资源高达 6 个，分别是罗田平坦原抽水蓄能项目（140 万千瓦）、南漳县张家坪抽水蓄能项目（180 万千瓦）、长阳清江抽水蓄能项目（120 万千瓦）、松滋江西观抽水蓄能项目（120 万千瓦）、巴东县桃李溪抽水蓄能项目（180 万千瓦），合计装机达 740 万千瓦。2022 年 3 月，国家发改委、能源局发布的《“十四五”现代能源体系规划》明确，要加快推进抽水蓄能电站建设，推动已纳入规划、条件成熟的大型抽水蓄能电站开工建设，完善抽水蓄能价格形成机制。据不完全统计，两大电网集团及部分上市公司已在抢占抽水蓄能项目资源，目前上市公司中储备抽蓄资源的装机总量前三为文山电力、三峡能源和湖北能源，分别为 1388、790、740 万千瓦。

表6: 部分上市公司抽水蓄能装机情况 (单位: 万千瓦)

公司	现有装机	储备新增装机	总和
文山电力 (资产置换后)	788	600	1388
三峡能源	-	790	790
湖北能源	-	740	740
长江电力	-	500	500
吉电股份	-	500	500
国电电力	-	360	360
江苏国信	150	-	150
豫能控股	-	-	130
皖能股份	-	128	128
长源电力	-	120	120
华银电力	-	120	120
广州发展	-	120	120
中闽能源	-	120	120
黔源电力	-	80	80

资料来源: Wind, 公司公告, 公司官网, 国信证券经济研究所整理

电价机制改革打开抽水蓄能盈利天花板

根据发改委对于抽水蓄电站电价形成办法及成本疏导办法, 我国抽水蓄能电价机制可大致分为三段:

成本加成锁定项目投资收益率, 电网、发电侧及用户侧共担费用 (2004-2014)。根据 2004 年发改委印发的《关于抽水蓄能电站建设管理有关问题的通知》, 抽水蓄电站主要由电网进行运营, 成本及在此基础上产生的合理收益纳入电网销售费用。在 2007 年《关于桐柏、泰安抽水蓄能电站电价问题的通知》中, 发改委规定通知以后的电站由电网全资建设、运营, 通知以前的非电网持有的抽水蓄电站由电网租赁经营, 成本均纳入电网费用。

两部制电价完善固定成本及变动成本补偿办法, 成本疏导顺畅 (2014-2016)。2014 年发改委印发《关于完善抽水蓄能电站价格形成机制有关问题的通知》, 通知明确了容量电价弥补电站固定成本及准许收益、纳入电网运行费用, 电量电价弥补变动成本, 电价水平按照当地燃煤标杆电价执行的方法, 抽水蓄电站投资端及运营端成本疏导顺畅。

成本疏导困难, “十三五” 抽水蓄能发展不及预期 (2016-2021)。截至 2020 年末, 我国抽水蓄能装机量达到 3179 万千瓦, 但未达到《水电发展“十三五” 规划》预期的 4000 万千瓦装机量。2016 年“厂网分离” 后抽水蓄能电站成本从电网成本中剥离并规定不允许纳入输配电价定价成本, 但未对费用疏导方式进行明确规定, 成本疏导不畅导致了投资热情低迷, “十三五” 期间我国抽水蓄能发展较缓慢。

两部制电价和市场化打开盈利天花板。2021 年 4 月 30 日国家发改委出台《关于进一步完善抽水蓄能电站价格形成机制的意见》(633 号文), 明确了两部制电价的机制: 1) 容量电价方面, 明确经营期内资本金内部收益率按 6.5% 核定; 2) 电量电价方面, 以竞争方式形成电量电价; 3) 强化与电力市场建设发展的衔接: 构建辅助服务和电量电价相关收益分享机制, 收益的 20% 留存给抽水蓄能电站分享, 80% 在下一监管周期核定电站容量电价时相应扣减, 推动抽水蓄能电站作为独立市场主体参与市场。

我们认为, 633 号文将促进抽水蓄能利用率提升。《南方区域电力辅助服务管理实施细则》(征求意见稿) 中要求, 抽水蓄能机组当年累计放电利用小时数超过 1100

小时后，超出部分可纳入辅助服务补偿。我们假设：两部制电价情况下，抽水蓄能有 400 小时放电参与市场化交易；独立市场化情况下，有 1500 小时放电参与市场化交易。**根据测算，当前抽水蓄能机组单 GW 盈利约 1 亿元/GW，两部制电价有望将盈利提升至 2 亿元/GW，独立市场化有望将盈利提升至 2.7 亿元/GW。**

表7：三种模式下抽蓄蓄能单 GW 盈利能力测算

	国网新源	两部制电价	独立市场化
响应电网放电（小时）	1200	1100	
参与交易放电（小时）		400	1500
营业收入（亿元）	6.3	10.9	11.9
容量电费	4.3	4.3	0
电量电费	2	6.6	11.9
净利润（亿元）	1	2	2.7
容量利润	0.87		
电量利润	0.13		
ROE	5.8%	11%	15%

资料来源：国网新源公告、国家发改委、国信证券经济研究所整理

盈利预测

假设前提

我们的盈利预测基于以下假设条件：

- 1) 装机容量方面：公司计划“十四五”期间投产 10GW 新能源装机，我们预计 2022/2023/2024/2025 年，分别投产 2.08/2.2/2.3/2.4GW；襄阳宜城 2*100 万千瓦燃煤发电项目将于 2023 年投产。
- 2) 利用小时数方面：由于一季度公司主要水电业务所在清江流域（水布垭）来水同比偏多 50.1%，较多年平均值偏多 86.9%，一季度水电发电量同比增长 2.83%。我们预计 2022 年水电发电量同比增长 5%。
- 3) 抽水蓄能建设方面：“十四五”期间分别开工建设罗田平坦原抽水蓄能项目（140 万千瓦）、南漳县张家坪抽水蓄能项目（180 万千瓦）、长阳清江抽水蓄能项目（120 万千瓦）。
- 4) 新能源运营指标方面：新增风电、光伏机组利用小时数分别为 1950、1060 小时。

表8：新能源机组盈利测算

	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
装机容量（万千瓦）	240	440	660	890	1,130
风电	84	134	184	234	284
光伏	156	306	476	656	846
发电量（亿千瓦时）	25	46	73	101	130
营业收入（亿元）	15.1	24.4	35.9	47.7	59.6
毛利润（亿元）	8.9	13.0	18.4	23.9	29.4
毛利率	59%	53%	51%	50%	49%
净利润（亿元）	6.2	7.9	10.1	12.3	14.4

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所预测

表9：水电机组盈利测算

	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
装机量（万千瓦）	466	466	466	466	466
发电量（亿千瓦时）	133	140	140	140	140
营业收入（亿元）	46.5	48.9	48.9	48.9	48.9
毛利润（亿元）	25.6	28.0	28.0	28.0	28.0
毛利率	55%	57%	57%	57%	57%

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所预测

表 10：火电机组盈利测算

	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
装机量（万千瓦）	463	463	663	663	663
发电量（亿千瓦时）	210	214	261	307	307
营业收入（亿元）	74.7	88.4	105.4	124.1	124.1
毛利润（亿元）	-285	835	1,278	1,883	2,072
毛利率	-3.8%	9.4%	12.1%	15.2%	16.7%

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所预测

未来 3 年盈利预测

表 11：未来 3 年盈利预测表（百万元）

	2021	2022E	2023E	2024E
营业收入	22618	25684	29096	32754
营业成本	18864	21004	23397	25858
销售费用	35	40	45	51
管理费用	710	798	904	1019
财务费用	767	878	1070	1253
营业利润	3026	3729	4616	5502
利润总额	2996	3699	4587	5473
归属于母公司净利润	2339	2888	3580	4272
水电	1,590	1,763	1,763	1,763
新能源	621	787	1011	1231
火电及其他	128	338	806	1278
EPS	0.36	0.44	0.54	0.65
ROE	8%	9%	10%	12%

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所预测

按上述假设条件，新能源机组营业收入随着装机持续增长，但随着平价机组占比增加，毛利率有所下行；2022 年清江流域来水偏丰，营业收入随水电发电量而增长，毛利率有所提升，后续维持稳定；火电机组随着电价上浮，毛利率大幅回升。我们得到公司 2022-2024 年收入分别为 257/291/328 亿元，归属母公司净利润 28.9/35.8/42.7 亿元，利润年增速分别为 23%/24%/19%，每股收益分别为 0.44/0.54/0.65 元。

盈利预测的敏感性分析

我们的预测模型中，水电电量增速及煤价涨幅对业绩影响较大。现将公司 2022 年 EPS 对水电电量增速及煤价涨幅进行敏感性分析。水电电量增速 5%的基础上上浮增加 5pct，就会 EPS 较原始估值提升 6%。煤价涨幅在原始值 1.7%的基础上下降 2pct，就会 EPS 较原始估值提升 3.7%。

表 12: 2022 年 EPS 随水电电量增速及煤价涨幅的敏感性分析 (元/股)

EPS		煤价涨幅				
		-2. 3%	-0. 3%	1. 7%	3. 7%	5. 7%
水电 电量 增速	-10%	0. 39	0. 38	0. 36	0. 34	0. 33
	-5%	0. 42	0. 40	0. 39	0. 37	0. 35
	0%	0. 45	0. 43	0. 41	0. 40	0. 38
	5%	0. 47	0. 46	0. 44	0. 42	0. 41
	10%	0. 50	0. 48	0. 47	0. 45	0. 43
	15%	0. 53	0. 51	0. 49	0. 48	0. 46
	20%	0. 55	0. 54	0. 52	0. 50	0. 49

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所分析

估值与投资建议

考虑公司的业务特点，我们采用绝对估值和相对估值两种方法来估算公司的合理价值区间。

绝对估值：10.07-12.68 元

输入条件：基于公司历史财务报表中反映的公司资本结构和财务状况情况，我们假定目标权益资本比为 50%，1 年期的周度数据计算贝塔系数为 1.05，无风险利率采用 10 年期国债到期收益率为 3%，风险溢价为 7.0%，债务资本成本为 4.0%，计算得出 WACC 值为 6.8%；随着装机容量不断增长营业收入增速保持 7%-15% 范围内，毛利率随着新能源机组占比提升和煤价回落不断提升，期间费用率基本保持稳定。

FCFE 估值结果：在永续增长率为 1% 的假设条件下，测算湖北能源对应每股权益价值为 8.41-9.24 元，高于目前股价 86%-104%。

表 13: 公司盈利预测假设条件 (%)

	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
营业收入增长率	13.55%	13.28%	12.57%	5.60%	5.38%	7.23%	9.30%	8.31%	7.02%
毛利率	17.61%	18.97%	20.44%	21.59%	22.06%	22.82%	23.86%	24.65%	25.16%
管理费用/营业收入	2.7%	2.7%	2.7%	2.7%	2.7%	2.7%	2.7%	2.7%	2.7%
销售费用/销售收入	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
营业税及附加/营业收入	0.61%	0.61%	0.61%	0.61%	0.61%	0.61%	0.61%	0.61%	0.61%
所得税税率	19.7%	19.7%	19.7%	19.7%	19.7%	19.7%	19.7%	19.7%	19.7%
股利分配比率	41.7%	41.7%	41.7%	41.7%	41.7%	41.7%	41.7%	41.7%	41.7%

资料来源：公司公告、国信证券经济研究所预测

表 14: 资本成本假设

无杠杆 Beta	0.74	T	19.74%
无风险利率	3.00%	Ka	8.18%
股票风险溢价	7.00%	有杠杆 Beta	1.05
公司股价 (元)	4.39	Ke	10.35%
发行在外股数 (百万)	6570	E/(D+E)	50.0%
股票市值 (E, 百万元)	28841	D/(D+E)	50.0%
债务总额 (D, 百万元)	30174	WACC	6.78%
Kd	4.0%	永续增长率 (10 年后)	1.0%

资料来源：国信证券经济研究所假设

绝对估值的敏感性分析

该绝对估值相对于 WACC 和永续增长率较为敏感，下表是公司绝对估值相对此两因素变化的敏感性分析。

表 15：绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析（元）

		WACC 变化					
		5.8%	6.3%	6.8%	7.3%	7.8%	
永续增长率变化	2.5%	12.17	11.19	10.34	9.60	8.94	
	2.0%	11.59	10.71	9.93	9.25	8.64	
	1.5%	11.09	10.28	9.57	8.94	8.38	
	1.0%	10.64	9.90	9.24	8.66	8.13	
	0.5%	10.25	9.56	8.95	8.41	7.91	
	0.0%	9.90	9.26	8.69	8.18	7.71	
	-0.5%	9.58	8.99	8.45	7.97	7.53	

资料来源：国信证券经济研究所测算

相对法估值：6.56-6.79 元

将公司核电及新能源进行分部估值。

新能源方面，参考新能源龙头标的三峡能源对应 2022 年 PE 估值为 20X，考虑湖北能源预计“十四五”新能源装机 10GW 规划完成能力较强，新能源装机年均增速 54%，给予公司 2022 年新能源业绩 18-20 倍 PE 估值。

水电方面，主要对标长江电力对应 2022 年 PE 估值为 16.3X，公司清江水电盈利能力强劲，综合考虑公司水电资产历史给予公司水电部分 15 倍 PE。

火电、燃气、煤炭贸易方面，主要对标华电国际、中国神华、深圳燃气对应 2022 年 PE 估值分别为 9、8.7、11.9X，综合考虑公司火电、燃气、煤炭贸易资产历史给予公司火电、燃气、煤炭贸易部分 7 倍 PE。

根据我们测算，2022 年公司水电、新能源、火电及其他部分归母净利分别为 17.63、7.87、3.38 亿元，对应权益市值分别为 265、142-157、24 亿元，对应公司权益价值合计 431-446 亿元，对应 6.56-6.79 元/股合理价值，较当前股价有 45%-50% 的溢价。

表 16：可比公司估值表

代码	公司简称	股价	总市值 亿元	EPS				PE				ROE		PEG	投资评级
				21A	22E	23E	24E	21A	22E	23E	24E	21A	22E		
000883	湖北能源	4.53	298	0.36	0.44	0.54	0.65	12.6	10.3	8.3	7.0	8%	0.57		买入
600905	三峡能源	6.21	1,777	0.23	0.31	0.37	0.42	27.2	20.0	16.8	14.8	10%	0.96		买入
600900	长江电力	23.92	5,440	1.16	1.46	1.58	1.66	20.70	16.33	15.18	14.37	15%	1.22		无
600027	华电国际	3.84	379	-0.61	0.43	0.54	0.61	-6.30	9.01	7.14	6.33	-14%			无
601088	中国神华	33.19	6,594	2.53	3.80	3.99	4.20	13.12	8.74	8.33	7.90	14%	0.45		无
601139	深圳燃气	7.06	203	0.47	0.59	0.71	0.83	15.02	11.90	9.96	8.47	11%	0.69		无

资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理 注：除湖北能源、三峡能源外均为 Wind 一致预测

投资建议

综合上述几个方面的估值，我们认为公司股票价值在 6.56-6.79 元之间，较当前

股价有 45%-50% 的溢价。我们认为，公司在 2022 年来水增长、煤电盈利翻转的驱使下，业绩将大幅增长，同时大力布局新能源和抽水蓄能，首次覆盖，给予“买入”评级。

公司近五年关注度较低。原因主要有：（1）由于 2018、2019 年水位枯竭导致水电业绩下滑，因此归母净利润在 2018、2019 出现较大幅度下降；2020 年水利条件恢复正常后迎来股价回升，但在 2021 年由于煤炭价格大幅上涨、疫情后能源保供，导致火电业务出现净亏损，因此 2022 年股价表现低迷；（2）公司开展综合能源服务，主要是火电、小水电、煤炭贸易及燃气，传统业务多元且增长较慢，因此股价长期受到低估，市值跌破净资产。

相比之下，同为三峡集团子公司的长江电力和三峡能源，分别是水电板块和新能源板块的龙头企业，在获得足够市场关注度的同时，收获了 20 倍以上 PE 的市值表现。我们认为，湖北能源在资源能力和业务结构方面相较长江电力和三峡能源存在一定优势：（1）湖北能源是三峡集团在湖北省唯一的综合能源服务平台、且具备地方政府股东背景，因此在湖北省获取新能源、新型储能等资源不输于长江电力和三峡能源；（2）“十四五”期间，公司大力布局新能源和抽水蓄能，进军优质赛道，综合能源的业务形态具备更稳定的业绩表现

风险提示

估值的风险

我们采取绝对估值和相对估值方法计算得出公司的合理估值在 6.60-6.83 元之间，但该估值是建立在较多假设前提的基础上计算而来的，特别是对公司未来几年自由现金流的计算、加权资本成本（WACC）的计算、TV 增长率的假定和可比公司的估值参数的选定，都加入了很多个人的判断：

- 1、可能由于对公司显性期和半显性期收入和利润增长估计偏乐观，导致未来 10 年自由现金流计算值偏高，从而导致估值偏乐观的风险；
- 2、加权资本成本（WACC）对公司估值影响非常大，我们在计算 WACC 时假设无风险利率为 3%、风险溢价 7%，可能仍然存在对该等参数估计或取值偏低、导致 WACC 计算值较低，从而导致公司估值高估的风险；
- 3、我们假定未来 10 年后公司 TV 增长率为 1%，公司所处行业可能在未来 10 年后发生较大的不利变化，公司持续成长性实际很低或负增长，从而导致公司估值高估的风险；
- 4、相对估值时我们选取了与公司业务相同或相近的公司进行比较，选取了可比公司 2021 年平均动态 PE 作为相对估值的参考，同时考虑公司增发的因素、公司成长性，对行业平均动态 PE 进行修正。

最终给予公司新能源方面，参考新能源龙头标的三峡能源对应 2022 年 PE 估值为 20X，考虑公司新能源装机规模及增速，给予公司新能源部分 18-20 倍 PE。可能未充分考虑市场整体估值偏高的风险。

盈利预测的风险

在对公司火电、水电及新能源项目未来盈利预测中，我们设定了很多参数，这些参数为基于历史数据及对未来变化的个人判断：

- 1、我们认为若国家从煤炭供给侧对电力运营上游进行调控,电力市场化推进不及预期可能导致电价的上浮不及我们预期;
- 2、若新能源投运增长不及预期,可能影响公司业绩增长;
- 3、若新能源当年来风、光照条件较差,可能影响公司当年新能源分部的业绩。
- 4、若水电来水较差,可能影响公司当年水电分部的业绩。

经营及其它风险

- 1、电价波动风险。上网电价是影响公司盈利能力的重要因素。我国发电企业上网电价受到政府的严格监管,未来随着电力改革的深入及竞价上网的实施,可能导致公司的上网电价水平发生变化,这将可能影响公司的盈利水平。
- 2、政策风险。随着对新能源与传统能源公平竞争的互生越来越大,新能源配比储能将大大增加成本,从而影响新能源盈利不及预期。

财务预测与估值

资产负债表（百万元）					利润表（百万元）				
	2021	2022E	2023E	2024E		2021	2022E	2023E	2024E
现金及现金等价物	2181	4474	7010	10515	营业收入	22618	25684	29096	32754
应收款项	4262	4136	3888	3479	营业成本	18864	21004	23397	25858
存货净额	790	880	979	1080	营业税金及附加	139	158	179	201
其他流动资产	5005	5683	6438	7247	销售费用	35	40	45	51
流动资产合计	12318	15303	18522	22654	管理费用	710	798	904	1019
固定资产	49649	56732	64020	71028	财务费用	767	878	1070	1253
无形资产及其他	1639	1969	2301	2636	投资收益	646	646	646	646
投资性房地产	4108	4108	4108	4108	资产减值及公允价值变动	2	2	3	3
长期股权投资	5360	5151	5232	5215	其他收入	274	274	466	481
资产总计	73073	83263	94184	105641	营业利润	3026	3729	4616	5502
短期借款及交易性金融负债	3233	3233	3233	3233	营业外净收支	(29)	(29)	(29)	(29)
应付款项	1772	1974	2197	2422	利润总额	2996	3699	4587	5473
其他流动负债	9546	10642	11854	13080	所得税费用	591	730	905	1080
流动负债合计	14551	15850	17284	18736	少数股东损益	66	81	101	120
长期借款及应付债券	20301	26940	33923	40942	归属于母公司净利润	2339	2888	3580	4272
其他长期负债	1866	2388	2746	3174					
长期负债合计	22167	29328	36669	44115	现金流量表（百万元）				
负债合计	36718	45178	53954	62851		2021	2022E	2023E	2024E
少数股东权益	5935	5983	6042	6112	净利润	2339	2888	3580	4272
股东权益	30420	32102	34188	36678	资产减值准备	(242)	(0)	(0)	(0)
负债和股东权益总计	73073	83263	94184	105641	折旧摊销	2436	2699	3028	3407
					公允价值变动损失	(242)	(0)	(0)	(0)
关键财务与估值指标					财务费用	767	878	1070	1253
	2021	2022E	2023E	2024E	营运资本变动	(244)	656	828	950
每股收益	0.36	0.44	0.54	0.65	其它	(847)	280	483	678
每股红利	0.15	0.18	0.23	0.27	经营活动现金流	3200	6522	7918	9307
每股净资产	4.67	4.89	5.20	5.58	资本开支	(3409)	(10113)	(10647)	(10749)
ROIC	4.67%	5%	6%	7%	其它投资现金流	1	(49)	(78)	(125)
ROE	8%	9%	10%	12%	投资活动现金流	(3669)	(9953)	(10806)	(10857)
毛利率	17%	18%	20%	21%	权益性融资	41	0	0	0
EBIT Margin	14%	15%	17%	18%	负债净变化	7105	6640	6983	7018
EBITDA Margin	25%	26%	27%	29%	支付股利、利息	(976)	(1205)	(1494)	(1783)
收入增长	33%	14%	13%	13%	其它融资现金流	(5386)	0	0	0
净利润增长率	-5%	23%	24%	19%	融资活动现金流	1606	5724	5423	5056
资产负债率	58%	61%	64%	65%	现金净变动	1152	2293	2535	3506
股息率	3.3%	4.1%	5.1%	6.1%	货币资金的期初余额	1029	2181	4474	7010
P/E	12.5	10.3	8.3	6.9	货币资金的期末余额	2181	4474	7010	10515
P/B	1.0	0.9	0.9	0.8	企业自由现金流	1307	(3576)	(2888)	(1629)
EV/EBITDA	11.8	11.2	10.6	9.9	权益自由现金流	3026	2359	3237	4383

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

免责声明

分析师声明

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道；分析逻辑基于作者的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求独立、客观、公正，结论不受任何第三方的授意或影响；作者在过去、现在或未来未就其研究报告所提供的具体建议或所表述的意见直接或间接收取任何报酬，特此声明。

国信证券投资评级

类别	级别	说明
股票 投资评级	买入	股价表现优于市场指数 20%以上
	增持	股价表现优于市场指数 10%-20%之间
	中性	股价表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间
	卖出	股价表现弱于市场指数 10%以上
行业 投资评级	超配	行业指数表现优于市场指数 10%以上
	中性	行业指数表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间
	低配	行业指数表现弱于市场指数 10%以上

重要声明

本报告由国信证券股份有限公司（已具备中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）制作；报告版权归国信证券股份有限公司（以下简称“我公司”）所有。本报告仅供我公司客户使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式使用、复制或传播。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司可能随时补充、更新和修订有关信息及资料，投资者应当自行关注相关更新和修订内容。我公司或关联机构可能会持有本报告中所提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。本公司的资产管理部门、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所提及的意见或建议不一致的投资决策。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询，是指从事证券投资咨询业务的机构及其投资咨询人员以下列形式为证券投资人或者客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或者间接有偿咨询服务的活动：接受投资人或者客户委托，提供证券投资咨询服务；举办有关证券投资咨询的讲座、报告会、分析会等；在报刊上发表证券投资咨询的文章、评论、报告，以及通过电台、电视台等公众传播媒体提供证券投资咨询服务；通过电话、传真、电脑网络等电信设备系统，提供证券投资咨询服务；中国证监会认定的其他形式。

发布证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。

国信证券经济研究所

深圳

深圳市福田区福华一路 125 号国信金融大厦 36 层

邮编：518001 总机：0755-82130833

上海

上海浦东民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 12 层

邮编：200135

北京

北京西城区金融大街兴盛街 6 号国信证券 9 层

邮编：100032