

# 高性价比标的，业绩增长动能充足

华泰研究

2022年9月13日 | 中国内地

首次覆盖

发电

投资评级(首评):

买入

目标价(人民币):

6.14

研究员 王玮嘉  
SAC No. S0570517050002 wangweijia@htsc.com  
SFC No. BEB090 +(86) 21 2897 2079

研究员 黄波  
SAC No. S0570519090003 huangbo@htsc.com  
SFC No. BQR122 +(86) 755 8249 3570

联系人 李雅琳  
SAC No. S0570121040031 liyalin018092@htsc.com  
+(86) 21 2897 2228

联系人 胡知  
SAC No. S0570121120004 huzhi019072@htsc.com  
+(86) 21 2897 2228

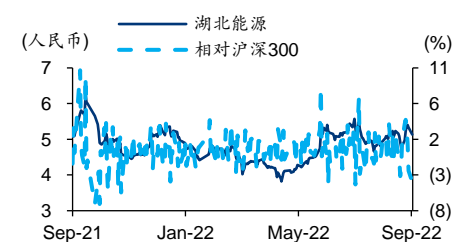
点击查阅华泰证券研究团队介绍和观点



## 基本数据

目标价(人民币)	6.14
收盘价(人民币截至9月13日)	5.13
市值(人民币百万)	33,703
6个月平均日成交额(人民币百万)	157.69
52周价格范围(人民币)	3.82-6.25
BVPS(人民币)	4.72

## 股价走势图



资料来源: Wind

## 业绩有望持续向上，估值仍处于低位

湖北能源系三峡集团旗下位于湖北省的综合能源发展上市平台，拥有集团在湖北省新能源业务的唯一开发权。我们预计公司 2022-2024 年归母净利润为 28.9/32.2/35.5 亿元。对比 PB (LF) 指标，公司当前估值性价比高于大多数转型新能源公司。根据公司 2022 年新能源板块归母净利润 7.2 亿元，水电/火电归母净资产 119/35 亿元，参考可比公司 Wind 一致预期 2022E PE/PB/PB 均值 20/2.2/1.1x，考虑：1) 公司新能源存量资产盈利性较好但未来新增规模较可比公司有一定差距；2) 近两年水电资产 ROE 较多数可比公司更高但水电规模偏小；3) 及火电可比公司 PB 一致预期含新能源资产预期，给予公司 2022E PE/PB/PB 预期 19/2/0.8x，目标市值 404 亿元，目标价 6.14 元，首次覆盖给予“买入”评级。

## 水电对公司整体盈利起稳定器作用，2H22 火电业绩有望改善

截至 2021 年底，公司水电与火电装机比例接近 1: 1，且水电和火电位于湖北省内的装机均超过 90%。公司水电板块盈利能力因高电价（基本执行批复电价，市场化电量少）而较好，2020 及 2021 年公司水电板块 ROE 高于华能水电/雅砻江水电。公司水电业绩在一定程度上对公司整体业绩起稳定器作用，例如 2021 年公司火电板块因高煤价产生大额亏损，但公司全年归母净利润仅同比下降 5%。2H22 煤电高电价或持续，长协煤履约率提升及煤炭保供政策下公司燃料成本有望下行，煤电迎峰度夏出力增加使度电固定成本分摊下降，我们认为公司火电业绩将迎来改善。

## 新能源和抽蓄，2021-30 公司业绩持续增长迎来新动能

十三五期间，公司新能源发展较为缓慢，但从单位千瓦装机净利润看，公司存量新能源项目盈利能力不亚于部分新能源龙头公司。我们预计公司十四五新增新能源装机 1000 万千瓦，其中前 4 年新增 770 万千瓦（光伏装机占 90%以上），公司新能源板块 2024 年归母净利润占比有望从 2020 年的 18%提升至 34%，2021-2024 新能源归母净利润 CAGR 为 28%。同时，公司还将大力发展抽水蓄能，目前在手 3 个项目的装机容量合计为 440 万千瓦，我们测算十五五期间全部投产后预计带来年均 8.8 亿元净利，3 个项目的资本金 IRR 在 9.5%-12%之间。

## 目标价 6.14 元，“买入”评级

我们预计公司 2022-2024 年归母净利润为 28.9/32.2/35.5 亿元，其中新能源贡献分别为 7.2/9.5/12.2 亿元。我们预计公司目标市值 404 亿元，对应目标价 6.14 元，首次覆盖给予“买入”评级。

风险提示：长协煤保障/煤电电价上涨/新能源发展/来水不及预期。

## 经营预测指标与估值

会计年度	2020	2021	2022E	2023E	2024E
营业收入(人民币百万)	17,023	22,618	24,554	28,038	28,798
+/-%	7.67	32.86	8.56	14.19	2.71
归属母公司净利润(人民币百万)	2,457	2,339	2,890	3,224	3,554
+/-%	63.97	(4.81)	23.57	11.53	10.23
EPS(人民币，最新摊薄)	0.37	0.36	0.44	0.49	0.54
ROE(%)	8.75	7.89	9.21	9.50	9.52
PE(倍)	13.72	14.41	11.66	10.45	9.48
PB(倍)	1.17	1.11	1.04	0.95	0.86
EV EBITDA(倍)	9.12	9.90	11.01	10.03	9.40

资料来源：公司公告、华泰研究预测

## 正文目录

<b>投资概要</b> .....	<b>3</b>
有别于投资者观点.....	3
<b>三峡集团旗下综合能源平台，整体发展稳中求进</b> .....	<b>4</b>
区域型综合能源平台，拥有集团湖北省新能源项目唯一开发权.....	4
水电业务为公司盈利基石，新能源处于快速发展阶段.....	5
<b>水火互济，维持整体业绩稳定</b> .....	<b>8</b>
水电站主要集中于清江流域，盈利能力因高电价而突出.....	8
十四五期间火电仍将在湖北省电力格局中扮演重要角色.....	10
<b>大力发展新能源和抽蓄，开启业绩增长新征程</b> .....	<b>14</b>
存量机组盈利能力较强，多渠道保障新能源资源获取.....	14
三峡集团抽蓄发展主体之一，收益率较为可观.....	15
<b>新能源业务助力公司成长，高性价比综合能源标的</b> .....	<b>20</b>
2022/2023/2024 年营收有望同比增长 8.6/14.2/2.7%.....	20
预计 2022/2023/2024 年营业成本将同比上升 3.7/14.2/1.0%.....	22
预计 2022/2023/2024 年归母净利润同比增长 23.6/11.5/10.2%.....	23
新能源+抽水蓄能助力公司长期成长，估值性价比高.....	23
风险提示.....	25

## 投资概要

水电业务是保证公司实现盈利的基石，十四五期间公司盈利增长动能主要来自新能源。公司是一家综合能源发展企业，截至 2021 年底，火电/水电/新能源装机比例为 2: 2: 1，此外还经营天然气、煤炭贸易等业务。虽然水电盈利会受到来水影响而波动，但由于公司水电上网电价相较其他水电公司更高（2021 年不含税水电电价 0.354 元/千瓦时），公司水电业务盈利性较好。2017 年火电、天然气/煤炭/供热板块合计净亏损 2.8 亿元，2021 年火电净亏损 5.3 亿元，但在水电净利润的对冲下，公司均未现过整体亏损。十四五期间，我们预计公司水电业绩较为平稳，火电板块随着煤价逐步改善而走向盈利，新能源装机的持续增长有望推动公司整体业绩增长。我们预计公司十四五新增新能源装机 1000 万千瓦，其中前 4 年新增 770 万千瓦，公司新能源板块 2024 年归母净利润占比将从 2020 年的 18% 提升至 34%，2021-2024 新能源归母净利润 CAGR 为 28%。

抽水蓄能业务将为公司提供更远期（十五五期间）业绩增长动力。公司目前在手抽蓄项目 3 个，总装机容量合计 440 万千瓦。其中，罗田平坦原项目（140 万千瓦）和长阳清江项目（120 万千瓦）已获得核准，正准备开工建设；公司预计张家坪项目（180 万千瓦）将于明年上半年完成核准。抽蓄电站建设期一般为 5-6 年，即公司抽蓄项目业绩贡献将于十五五期间开始陆续体现，我们测算公司三座抽蓄电站完全投产后年均贡献利润可达 8.8 亿元，占 2021 年公司归母净利润的 38%。

## 有别于投资者观点

投资者担忧公司火电盈利，我们认为 2H22 公司火电业绩将开始明显改善。1H22，公司火电板块亏损（净利润-3 亿元）已落地，对于 2H22 火电板块情况，我们认为：2022 年的高煤电电价已大部分通过年度长协锁定，即使 2H22 煤价下行带来月度煤电市场化交易电价下降，全年平均电价下行空间也较为有限。在 7 月 8 日（长协煤换改签的截止日期）后，部分在发改委价格区间长协煤执行率较低的煤电企业的长协履约率有明显提升，我们预计公司长协煤覆盖、履约率也有望改善；同时，在国家的煤炭保供政策下，煤炭供给较为充足，带来旺季市场煤价下行；低价长协煤比例提升+煤炭现货价格下行，公司下半年燃煤成本改善在即。7 月开始，长江的水电来水同比下降幅度较大，水电发电减少，火电将在迎峰度夏阶段承担主要任务。高电价、煤价回落、发电量增加，2H22 公司火电盈利有望明显改善，从而带动全年火电业绩有所恢复。

公司上轮股价上涨主要原因：投资者认为公司是抽蓄概念股。我们认为抽蓄确实能够在远期为公司带来业绩二次增长，但公司现有业务的协同和优质性也应该得到重视。我们在对公司进行 2022-2024 年盈利预测及估值时，均未考虑抽水蓄能业绩贡献，测算公司目标市值 404 亿元。但公司 9 月 13 日总市值 337 亿，对应 2022/2023/2024 年 PB 分别为 1.04/0.95/0.86 倍。采用同口径 PB (LF) 值进行对比，公司为 1.09x，传统转型新能源标的华能国际/国电电力/吉电股份分别为 2.64x/1.79x/1.72x。而且公司截至 2021 年底的清洁能源装机（仅水电/风电/光伏）占比为 60%，显著于华能国际（12%）、国电电力（22%），略低于吉电股份的 68%。2021 年，华电国际/国电电力均产生亏损，吉电归母净利润 4.5 亿元，公司归母净利润高达 23 亿元。

## 三峡集团旗下综合能源平台，整体发展稳中求进

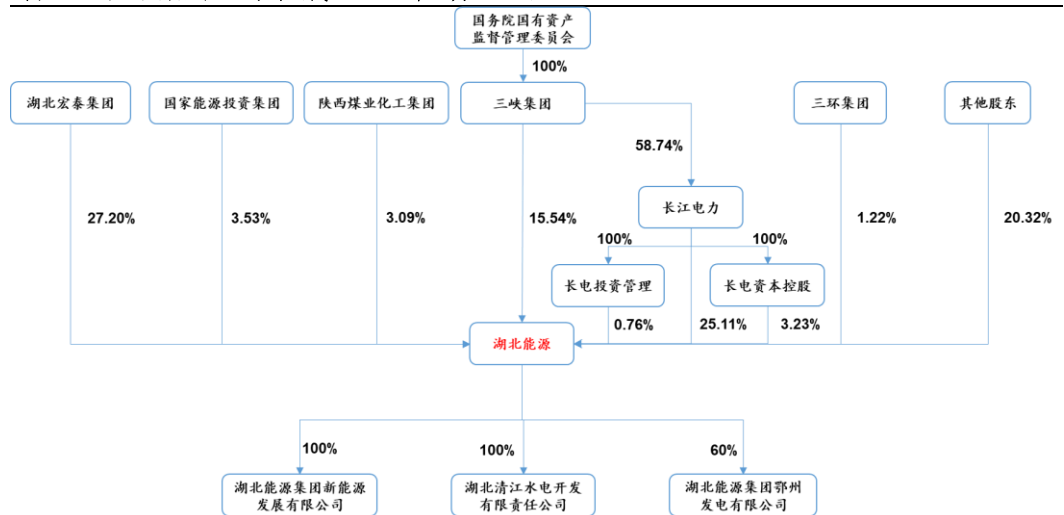
湖北能源系三峡集团旗下湖北省的综合能源发展上市平台，拥有集团在湖北省新能源业务的唯一开发权。公司业务范围广泛，包含发电、天然气销售及煤炭贸易等主营业务。截至 2021 年底，公司拥有水电/火电/风电/光伏装机容量 465.7/463/84.2/155.9 万千瓦，水电/火电/新能源装机占比约为 2:2:1。2016-2021 年，公司营业收入实现持续增长；归母净利润主要因来水波动及煤价阶段性上涨存在一定波动性，但水电业务对公司盈利起到了压舱石作用；每股股利基本实现持续增长，且分红比例均高于承诺。

### 区域型综合能源平台，拥有集团湖北省新能源项目唯一开发权

公司早年为湖北省国资委控股管理的省属国有企业，后转变为三峡集团二级子公司。湖北能源原为国有独资企业，于 2005 年 2 月由原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而成。在 2007 年引入长江电力战略投资，2008 年变更为股份有限公司，2010 年借壳湖北三环实现整体上市。2015 年年底，三峡集团参与公司定增，成为公司实际控制人。公司作为湖北省能源安全保障平台和集团公司综合能源发展平台，已广泛开发水电、火电、新能源、天然气、煤炭贸易等多个业务板块，是我国能源业务品种最全的上市公司。

截至 2022 年 6 月 30 日，三峡集团合计持有公司 32.63% 股权。三峡集团通过直接及间接方式合计持有公司 32.63% 股权，为公司控股股东。此外，公司主要股东还包括长江电力（直接及间接合计持有 29.10%）及湖北宏泰集团（27.20%）。公司旗下现有 19 家成员单位，其中包含 4 家湖北省外企业及 1 家海外企业（秘鲁瓦亚加发电股份公司）。三家主要子公司为：1) 湖北能源集团鄂州发电有限公司，主营火电，所经营的鄂州电厂一到三期装机容量合计为 396 万千瓦；2) 湖北清江水电开发有限责任公司，主营水电，总装机容量为 336.13 千瓦，主要运营水布垭、隔河岩、高坝洲三座水电站；3) 湖北能源集团新能源发展有限公司，主营公司新能源业务。

图表1：湖北能源股权结构图（截至 2022 年 6 月 30 日）



资料来源：Wind、华泰研究

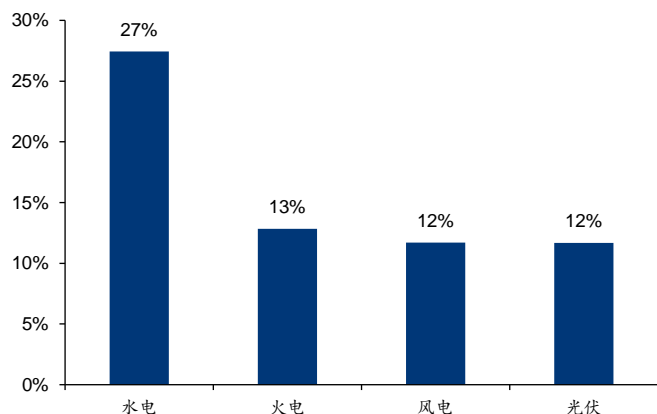
公司为三峡集团旗下区域型综合能源公司，于湖北省内拥有绝大部分集团业务优先开发权。自 2015 年三峡集团成为公司控股股东，公司被定义为三峡集团控制的区域性综合能源公司；三峡集团承诺集团火电、热电、煤炭、油气管输业务以公司为主体实施，且公司是集团于湖北省内核电、中小水电（30 万千瓦及以下）、新能源开发的唯一平台。三峡集团旗下另外两家电力运营商长江电力/三峡能源主要专注于发展大水电/新能源业务。

**图表2：截至 2021 年底三峡集团旗下主要电力公司分电源装机情况（单位：万千瓦）**

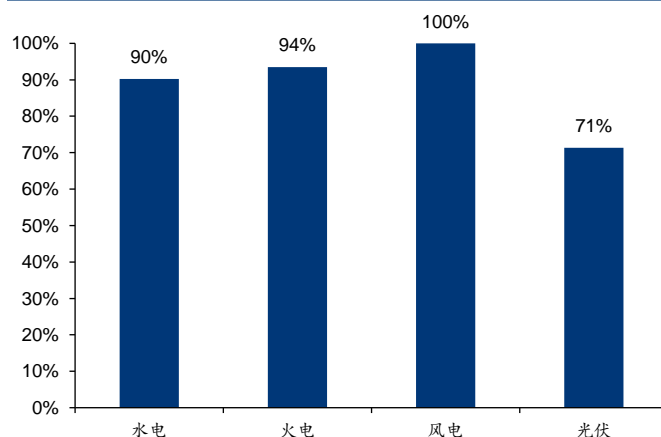
	湖北能源	三峡能源	长江电力
水电	465.73	21.52	4559.50
火电	463.00	0.00	0.00
风电	84.23	1426.92	0.00
光伏	156.27	841.19	0.00
合计	1169.23	2289.63	4559.50

资料来源：公司公告、华泰研究

公司发电机组大部分位于湖北省内。截至 2021 年底，公司 90%/94%/100%/71%的水电/火电/风电/光伏装机分布于湖北省内，且该部分装机在全省的市占率分别达到 27%/13%/12%/12%。

**图表3：截至 2021 年底，公司装机容量于湖北省内市占率**


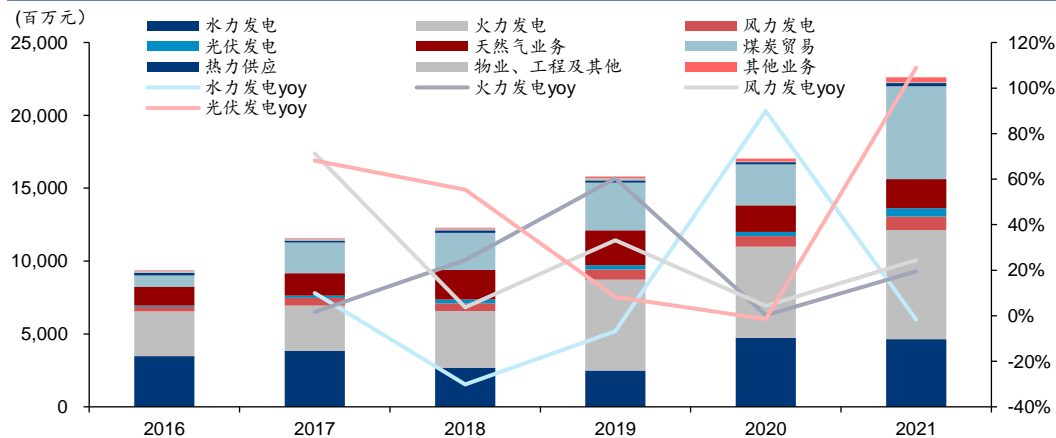
注：水电装机占比计算时分母不含三峡水电站装机容量  
资料来源：公司公告、华泰研究

**图表4：截至 2021 年底，公司装机位于湖北省内的比例**


资料来源：公司公告、华泰研究

### 水电业务为公司盈利基石，新能源处于快速发展阶段

公司业务范围广泛，但发电业务为主要收入来源。2016-2021 年，公司总收入实现持续增长，其中发电业务收入贡献每年均在 60%以上，剩余收入中天然气及煤炭贸易业务贡献较大。**天然气业务：**截至 2021 年底，公司已在湖北省内建成 37 座场站，省内天然气长输管线 660 公里（不含东湖燃机管道），城市燃气中压管线 235.2 公里；公司 2021 年销售天然气 24.05 亿方，实现营收 19.9 亿元。**煤炭贸易业务：**公司持有煤炭港口子公司 1 家，煤炭贸易子公司 2 家，持股比例均为 50%。2021 年公司荆州煤炭铁水联运储配基地一期工程正式投产，全年转运煤炭 595.47 万吨；除对内使用外，公司煤炭贸易板块还对外销售给湖北、湖南和江西省客户，2021 年公司完成煤炭销售量 2172.24 万吨，同比大幅增加 329.85%，主要是 2021 年煤炭市场需求旺盛。

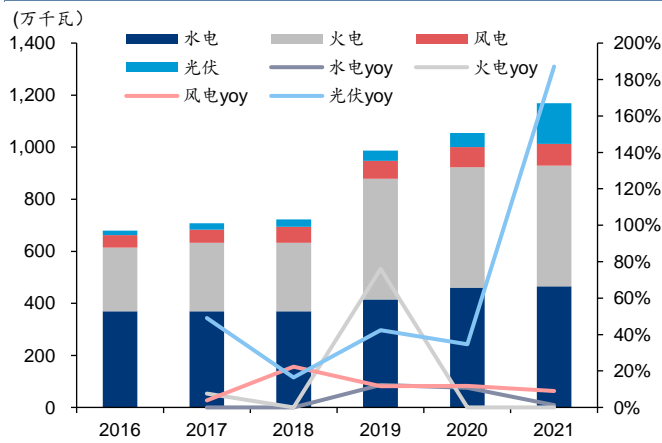
**图表5：2016-2021 年公司分板块收入情况**


资料来源：公司公告、华泰研究

水电/火电板块贡献大部分发电收入，新能源业务处于快速发展阶段。截至 2021 年底，公司拥有水电/火电/风电/光伏装机容量 465.7/463/84.2/155.9 万千瓦，水电/火电/新能源装机占比约为 2: 2: 1。在公司 2021 年的发电收入中，传统能源火电和水电合计占比高达 89%。但公司新能源收入也正随着新增装机投产而快速增长，十三五期间，公司风电/光伏装机容量 CAGR 分别高达 25%/88%，收入 CAGR 分别为 38%/172%；2021 年公司新增光伏装机 101.6 万千瓦，同比涨幅达到 187%，推动光伏收入同比增长 109%。

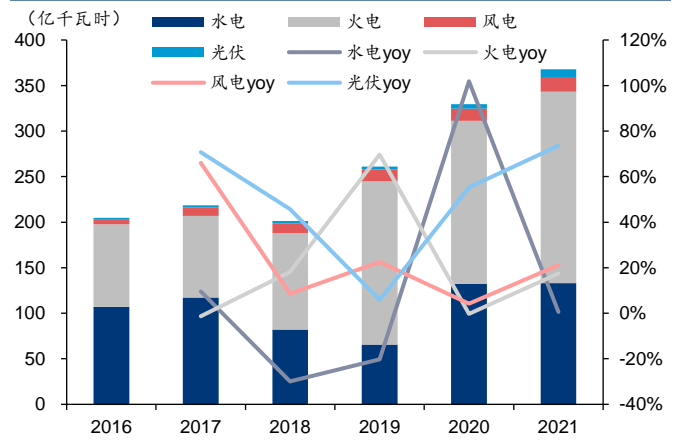
水电发电量受清江流域来水影响较大，火电发电量主要取决于用电需求。公司水电站主要集中在清江流域，因此公司水电发电量受清江流域来水影响较大，2018 及 2019 年清江流域来水偏枯，整体水电发电量较往年有所下降；2020 年为丰水年，来水同比偏丰叠加 45 万千瓦新增机组投产，公司水电发电量同比大幅增长 102%；2021 年公司水电发电量基本维持 2020 年水平。不考虑新增机组投产，火电作为我国最主力的发电电源，发电量主要受到用电需求影响，如 2021 年公司火电发电量在湖北省全社会用电量同比增长 15% 的背景下同比提升 17%。

图表6: 2016-2021 年公司分电源控股装机容量情况



资料来源: 公司公告、华泰研究

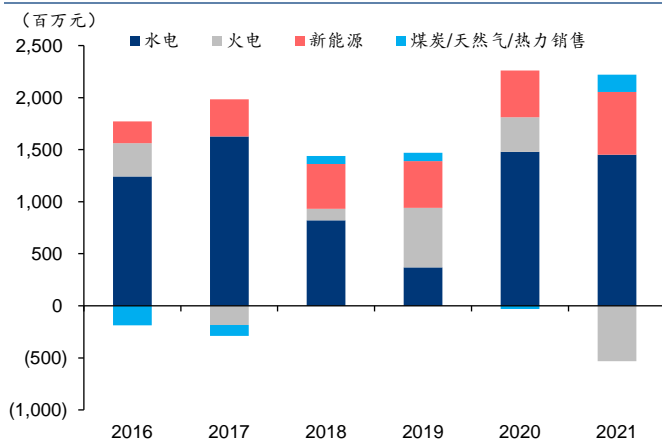
图表7: 2016-2021 年公司分电源发电量情况



资料来源: 公司公告、华泰研究

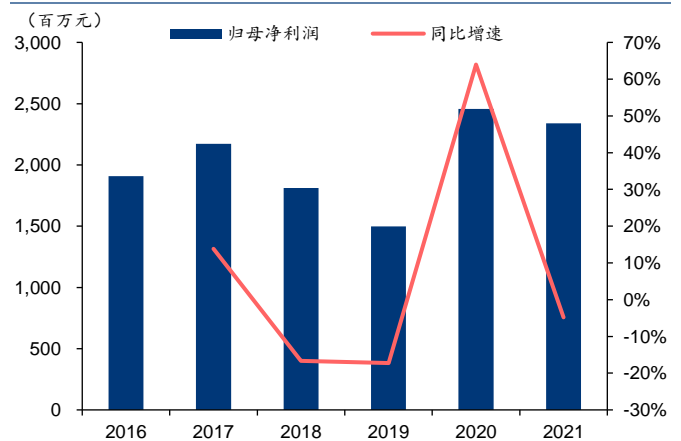
水电业务为公司盈利的压舱石。2016-2021 年，公司归母净利润存在一定波动性。2018 年及 2019 年公司归母净利润（分别为 8.2/3.7 亿元）较 2016-2021 年中其他年份（平均 14.5 亿元）偏低主要是由于 2018 及 2019 年来水偏枯导致公司水电发电量下滑严重，水电利润较少。但即便水电利润随来水波动，其对公司利润也起到稳定器作用。如 2021 年，煤炭、天然气价格大幅上涨使得公司火电业务燃料成本大幅增加，当年公司火电业务净亏损 5.3 亿元，但由于水电业务较为平稳，缓冲了火电业务亏损对公司整体归母净利润的影响，以至于公司不似一般火电公司 2021 年产生整体亏损；叠加新能源业务及煤炭贸易净利润的增长，公司 2021 年归母净利润仅同比下降 5% 至 23.4 亿元。

图表8: 2016-2021 年公司分电源净利润情况



资料来源: 公司公告、华泰研究

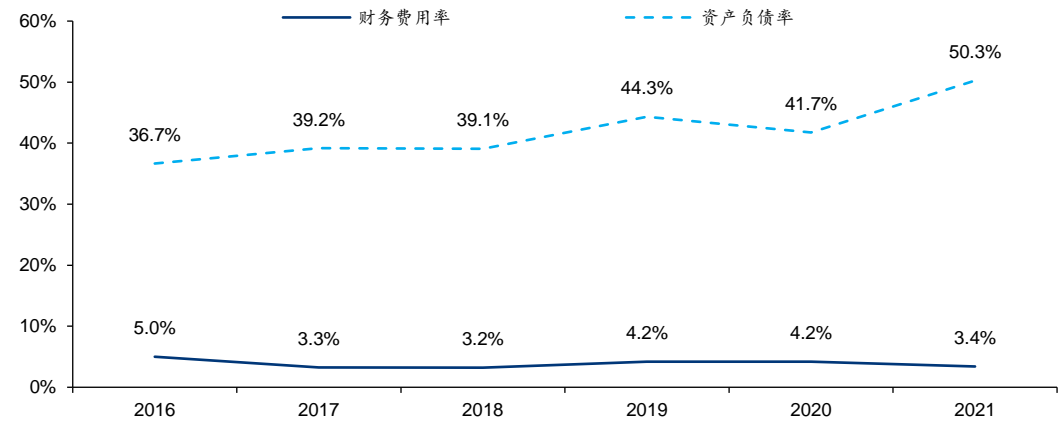
图表9: 2016-2021 年公司归母净利润及其同比增速



资料来源: Wind、华泰研究

公司资产负债率/财务费用率总体呈上升/下降趋势。公司资产负债率水平一定程度上体现了公司的发电装机规模增长情况。如 2019/2021 年公司资产负债率分别同比大幅提升 5.2/8.6 个百分点,主要系 2019/2021 年公司新增不同类型电源装机规模合计值分别达到 264.8/114.4 万千瓦。而 2016-2018 年及 2020 年,公司每年新增发电机组规模在 15.3-67 万千瓦之间。但尽管公司 2021 年资产负债率水平突破了 50%,但公司财务费用率仅为 3.4%,较 2016 年下降 1.6 个百分点。未来随着公司新能源装机的逐步增加以及抽水蓄能电站的建设推进(这些项目一般资本金比例仅为 20%),我们预计公司资产负债率可能进一步提升。

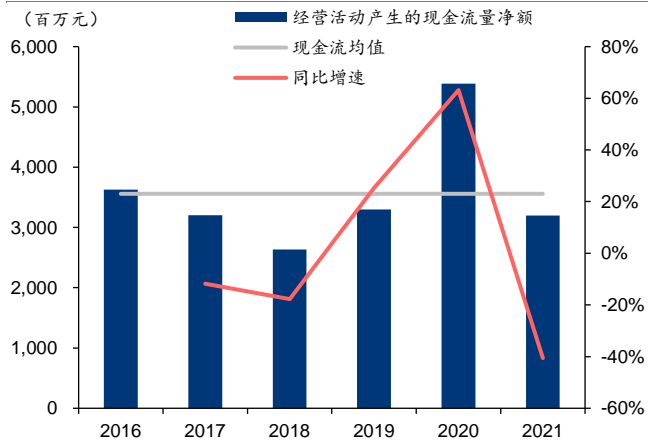
图表10: 2016-2021 年公司资产负债率及财务费用率



资料来源: Wind、华泰研究

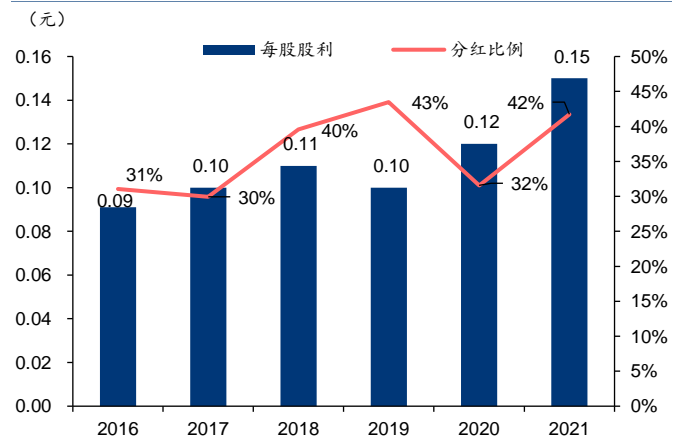
公司经营性净现金流总体较为稳定,每股股利 2021 年上涨明显。2020 年公司经营性净现金流高达 53.8 亿,同比大幅增长 63%,主要系当年发电量提升带动发电收入增长显著,经营活动现金流入同比增长 5.4%;同时天然气和商品煤采购量减少,经营活动现金流出同比减少 9.0%。除 2020 年外,2016-2021 年公司经营性净现金流稳定在 35.6 亿左右。2015-2020 年,公司承诺的分红比例均不低于 30%;2021-2023 年,该承诺比例下降至 15%(我们认为公司主要考虑十四五期间大力发展新能源和抽水蓄能所需资本开支较大)。实际上,2016-2021 年,公司每股股利基本呈现逐年增长趋势,且分红比例均高于承诺值。

图表11: 2016-2021 年公司经营活动现金净流量



资料来源: Wind、华泰研究

图表12: 2016-2021 年公司每股股利及分红比率



资料来源: Wind、公司公告、华泰研究

## 水火互济，维持整体业绩稳定

截至 2021 年底，公司水电与火电装机比例接近 1:1，且水电和火电位于湖北省内的装机占比均超过 90%。由于清洁能源如新能源和水电拥有优先消纳权，水电电量上网对火电有一定挤兑，但反过来看，水电和火电出力具有一定的互济性。同时由于水电几乎没有可变成本，火电盈利受到燃煤成本变动影响较大，公司水电业绩在一定程度上具有公司整体业绩稳定器作用，如 2021 年公司火电板块因高煤价产生大额亏损，但公司全年归母净利润仅同比下降 5%。分板块看，公司水电 ROE 水平因为高电价而较为突出；公司火电业绩有望在 2H22 高电价、煤价回落、火电发电量贡献增加的情况下有所反弹。

## 水电站主要集中于清江流域，盈利能力因高电价而突出

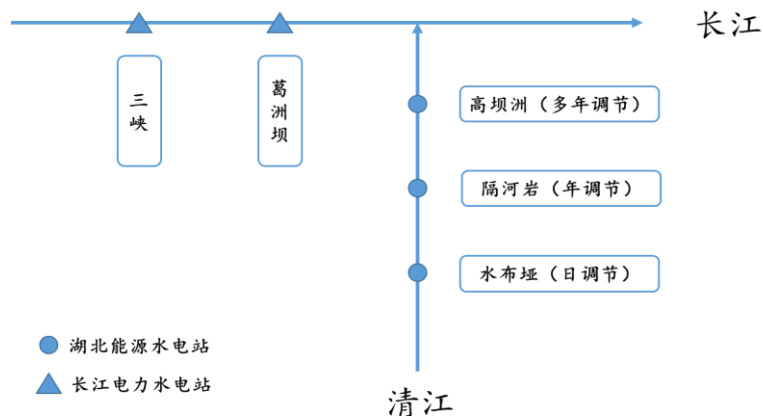
公司水电集中于湖北省内，清江水电站公司拥有公司大部分水电装机。截至 2021 年底，公司已投产水电装机容量达到 465.73 万千瓦，其中湖北省内装机占 90%；公司水电装机占湖北全省除三峡电站外水电装机的 27%。公司水电业务重要主体为全资子公司湖北清江水电开发有限责任公司（简称：清江水电公司），其拥有水电装机 341.93 万千瓦（占公司水电装机的 73%），主要为清江水布垭、隔河岩、高坝洲三大水电站；此外，公司另有子公司溇水水电公司、汉江能源公司以及海外项目秘鲁查格亚水电站。目前，公司正积极推进溇水干流的淋溪河水电站（装机 17.5 万千瓦）的前期工作。

图表13：截至 2021 年底公司水电项目

水电子公司	装机容量 (万千瓦)	持股比例 (%)
湖北清江水电开发有限责任公司	341.93	100
其中：水布垭水电站	184	
隔河岩水电站	121.2	
高坝洲水电站	27	
其他中小水电	9.73	
湖北宣恩洞坪水电有限责任公司	11	70
湖北能源集团溇水电有限责任公司	50.1	100
湖北锁金山电业发展有限责任公司	5.1	60.55
湖北省谷城银隆电业有限公司	5	64.76
湖北能源集团房县水利水电发展有限公司	7	100
秘鲁瓦亚加发电有限公司	45.6	40
合计/平均	465.73	92.61

资料来源：公司债券募集说明书、华泰研究

图表14：公司清江流域主要水电站示意图



资料来源：公司债券募集说明书、华泰研究



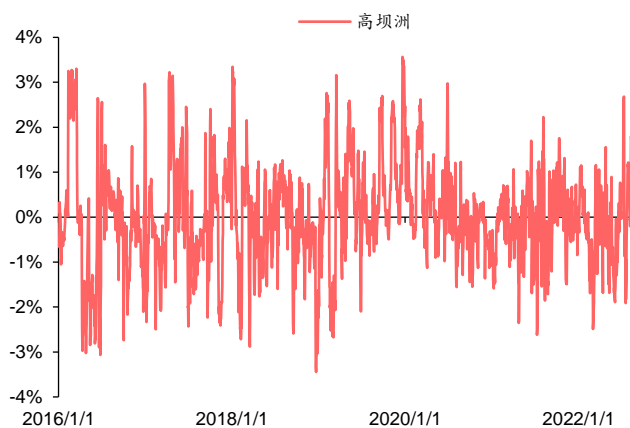
清江流域来水系影响公司水电发电量的重要因素之一。由于公司 73% 的控股水电装机位于清江流域，清江流域来水丰枯与否对公司水电发电量产生重大影响。水布垭、隔河岩、高坝洲水电站分别为清江流域三级水电站的上、中、下游水电站，且分别具有多年调节、年调节及日调节能力，高坝洲水电站还具有对隔河岩水电站的反调节能力。由于日调节能力较多年调节能力和年调节能力更弱，高坝洲的库水位每日同比增速波动幅度较水布垭和隔河岩更大。根据 2016 年 1 月 1 日至 2022 年 8 月 29 日，清江水域三级水电站的每日库水位同比增速图我们还能看出 2018 和 2019 年水布垭和隔河岩水电站的来水偏枯，且 2019 年偏枯程度更大，因此公司 2017/2018/2019 年水电发电量分别为 117/82/66 亿千瓦时，2018/2019 年公司水电发电量分别同比下降 30%/20%。2022 年上半年三座水电站来水同比偏丰，但自 7 月以来，水布垭/隔河岩水电站来水同比严重偏枯。

图表 15: 2016.1.1-2022.8.29 水布垭、隔河岩每日库水位同比增速



资料来源：湖北省水文水资源中心、华泰研究

图表 16: 2016.1.1-2022.8.29 高坝洲每日库水位同比增速

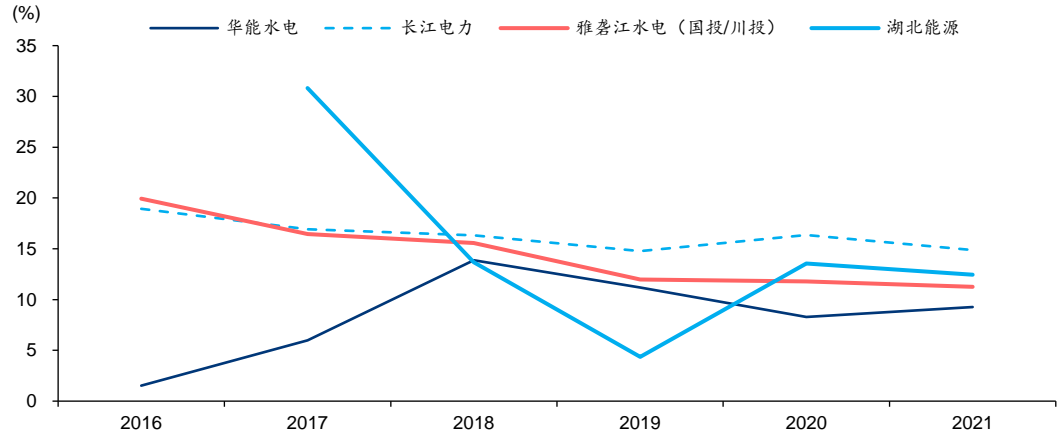


资料来源：湖北省水文水资源中心、华泰研究

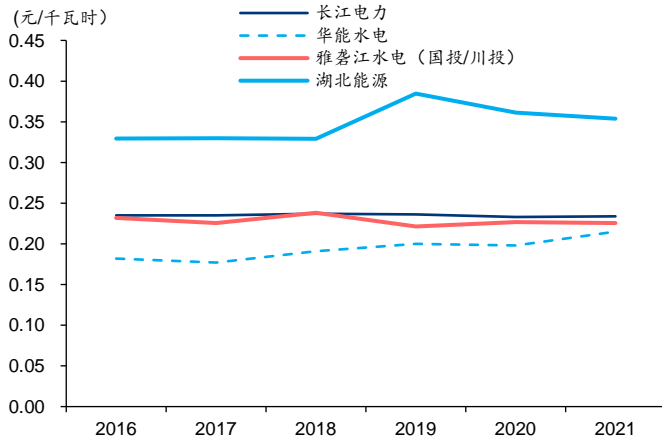
公司水电电量主要消纳于湖北省及周围区域。清江流域全线位于湖北省境内，高坝洲水电站和水布垭水电站购电方为湖北省电力公司；隔河岩水电站全部电量销售给华中电网。2021 年，公司水电销售额的 90%/10% 分别来自于国家电网公司华中分部/国网湖北省电力有限公司。

正常情况下，公司水电板块 ROE 仅低于长江电力，主要得益于其高水电上网电价。由于清江流域 2018 和 2019 年来水偏枯程度较大，对公司水电板块盈利产生负面影响，公司水电板块 ROE 于 2017-2021 年波动较大。2020 年和 2021 年，公司水电板块表现基本恢复正常平稳状态，其 ROE 仅低于兄弟公司长江电力，甚至高于大水电华能水电和雅砻江水电，主要得益于湖北能源的高水电电价。2016-2021 年，公司不含税水电平均电价 0.348 元/千瓦时，显著高于另外三家水电公司（均低于 0.25 元/千瓦时），主要是由于另外三家水电公司的水电站基本位于水电大省四川和云南，本省消纳的水电市场化交易电价让利较多，外送消纳的水电电价经落地端倒推后也处于较低水平，而公司水电基本执行批复电价，让利较少。

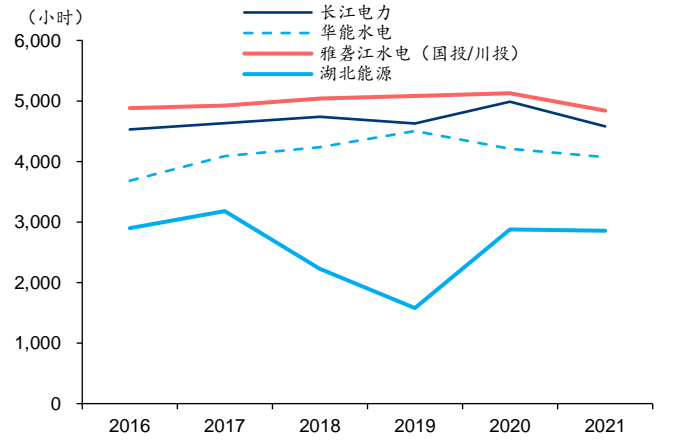
而在利用小时方面，我们认为公司水电平均利用小时低于另外三家水电公司可能主要系资源禀赋的差异；而公司水电平均利用小时年间波动更大，我们则认为主要是公司水电站规模较另外三家更小，且调节能力更弱，如公司仅有水布垭一座多年调节能力水电站，而另外三家公司的多年调节能力水电站更多，大水库库容也更大，因而梯级联合调度能力也更强。

**图表17：2016-2021年湖北能源水电板块与各水电公司 ROE 水平比较**


注：1) 由于湖北能源 2015 年末公布水电板块盈利情况，而我们测算 ROE 时分母为年初和年末净资产的平均数，上图缺失湖北能源 2016 年水电 ROE 数据；2) 长江电力/华能水电/雅砻江水电 ROE 测算均为归母净利润/平均归母净资产，湖北能源测算为净利润/净资产（主要受限于数据可得性，且公司水电平均所有权高达 92.61%，我们认为不影响比较的公允性）。  
资料来源：公司公告、华泰研究

**图表18：2016-2021年各水电公司平均不含税上网电价对比**


注：水电不含税电价=水电发电收入/水电上网电量  
资料来源：公司公告、华泰研究

**图表19：2016-2021年各水电公司平均利用小时对比**


资料来源：公司公告、公司债券募集说明书、华泰研究

## 十四五期间火电仍将在湖北省电力格局中扮演重要角色

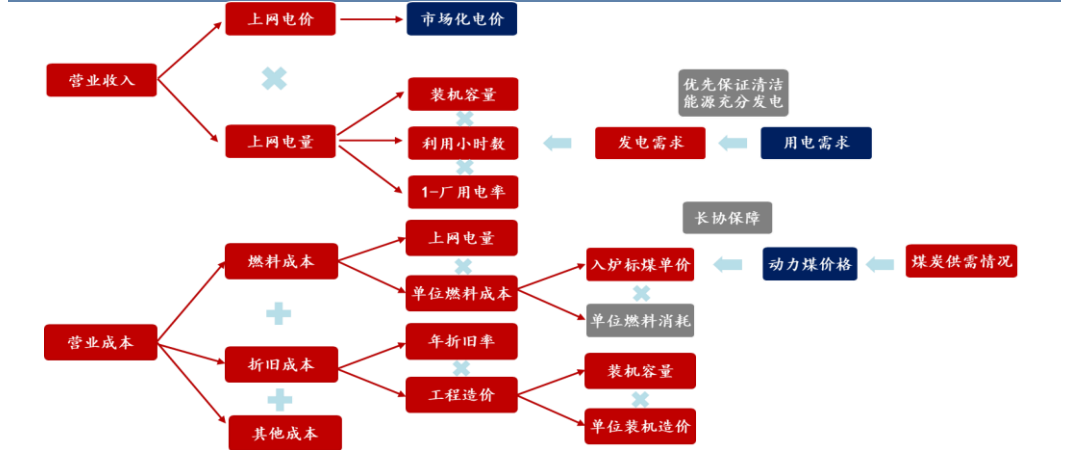
公司火电业务主要载体为鄂州发电公司，火电装机多位于湖北省内。截至 2021 年底，公司已投产火电装机量为 463 万千瓦，主要火电厂包括鄂州电厂一至三期（396 万千瓦）、武汉东湖燃机热电厂（37 万千瓦）和新疆楚星热电厂（30 万千瓦）。除新疆楚星热电厂外，公司所有火电装机位于湖北省内，即公司湖北省内火电装机占其火电总装机的 93.52%。目前，公司正建设襄阳宜城火电（200 万千瓦），并积极开展江陵火电（200 万千瓦）项目的前期工作。

**图表20：截至 2021 年底公司火电项目**

火电项目	装机容量 (万千瓦)	持股比例 (%)
湖北能源集团鄂州发电有限公司	396	60
其中：鄂州电厂一期（亚临界）	66	
鄂州电厂二期（超临界）	130	
鄂州电厂三期（超超临界）	200	
湖北能源东湖燃机热电厂有限公司	37	85
新疆楚星能源发展有限公司	30	70
合计（平均）	463	63

资料来源：债券募集说明书、华泰研究

图表21：煤电厂盈利模式示意图



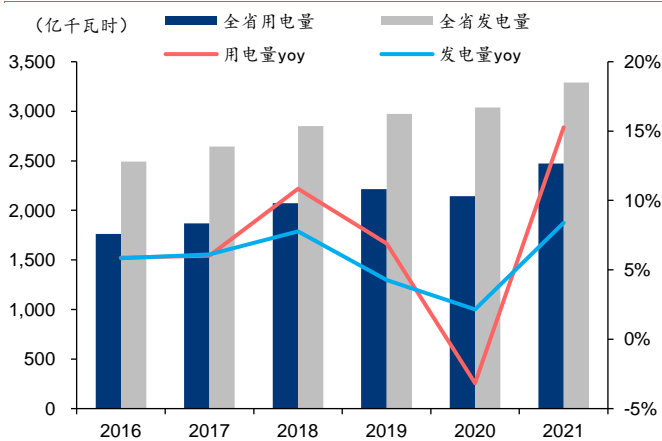
资料来源：华泰研究

影响煤电盈利最主要的因素包括市场化电价、用电需求、动力煤价格。1) 电价方面，2021年10月的电改前，每年仅有部分电量参与市场化交易，且交易价格均较基准电价下浮。2021年10月12日，国家发改委发布《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，燃煤发电电量原则上全部进入电力市场，市场交易电价较基准电价上下浮动范围调整为[-20%，+20%]，且高耗能行业不受上浮20%限制。2022年以来，由于煤价仍处于较高水平，湖北省的煤电市场化电价基本较基准电价顶格上浮20%，在0.4993元/千瓦时左右。2022年湖北省完成年度市场化交易电量772.65亿千瓦时，签约电量超过前三年用电量平均值的80%，因此我们认为即使下半年煤价下行，公司全年煤电平均电价下行空间较为有限。

2) 用电需求：从湖北省总体电力供需格局看，2016-2021年，全省发电量与用电量均存在一定的差值，且该差值基本稳定在三峡水电站发电量的79%左右，波动趋势也与三峡水电站基本一致；综合三峡水电站每年仅枯水期（10月至次年4月）有52%电量送华中及丰水期超区域设计输电能力的电量送华中的消纳方案，我们推测该差值主要为三峡水电站外送其他省份电量。

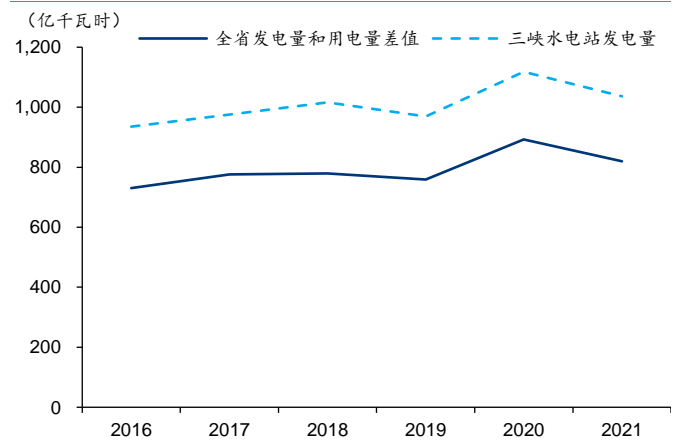
2016-2019年，湖北省用电量年均实现5%以上同比增长；2020年受疫情影响，湖北省全社会用电量同比下降2.2%；2021年全社会用电量同比增速高达15.3%，我们认为一方面是疫情恢复后复工复产带来的用电需求增加，另一方面与基数较小也有关，2021年全社会用电量较2019年增加11.6%。发电量层面，2016-2021年，湖北省发电量均实现同比增长。

图表22：2016-2021年湖北省电力供需格局



资料来源：湖北省发改委、北极星电力网、华泰研究

图表23：湖北省发电量与用电量差值主要为三峡水电站外送电量



资料来源：湖北省发改委、北极星电力网、长江电力公告、华泰研究

十四五期间，湖北省电力供需格局或处于紧平衡状态。根据湖北省能源发展“十四五”规划对 2025 年末各电源装机规模的要求，我们对十四五期间湖北省电力供给情况进行了预测。同时，参考 1H22 湖北省用电量同比增长 8%，我们预计 2022 年湖北省用电需求同比增速为 6%，并给予 2023-2025 年湖北省用电需求较为中性的 5% 同比增速假设。因此 2022-2024 年湖北省发电量和用电量差值年均较三峡外送电量预测值低 91 亿千瓦时左右，2025 年低 48 亿千瓦时左右。这说明在 2022 年/2023-2024 年火电利用小时预测值 4350 小时（考虑 1H22 湖北省火电发电量同比-10.2%，7 月同比+36.6%，全年给予 2.4% 同比增速预期）/4312 小时（2017-2021 年湖北省火电利用小时平均值）的情况下，2022-2024 年湖北省或出现供不应求情况，因此，即使湖北省十四五期间有 20GW 新能源新增装机，以及 10.9GW 火电新增装机，火电也要在一定程度上加大发电量（新建输入特高压及外送入鄂机组建设需要时间），才能满足用电需求增长。

**图表 24：2016-2025E 湖北省电力供需平衡表**

发电量（亿千瓦时）										
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
水电	1399	1494	1471	1357	1647	1599	1640	1603	1603	1609
火电	1048	1075	1267	1485	1243	1475	1510	1583	1670	1805
风电	35	48	63	74	82	134	153	164	174	193
太阳能	4	7	32	57	65	83	110	140	170	202
合计	2486	2624	2832	2973	3037	3291	3414	3490	3616	3808
装机（万千瓦）										
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
水电	3663	3671	3675	3679	3757	3771	3771	3771	3771	3800
火电	2694	2787	2884	3157	3316	3372	3572	3772	3972	4401
风电	201	253	331	405	502	720	770	820	870	1002
太阳能	187	413	510	621	698	953	1253	1553	1853	2198
合计	6745	7124	7401	7862	8273	8816	9366	9916	10466	11400
利用小时数（小时）										
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
水电		4073	4005	3691	4431	4248	4350	4250	4250	4250
火电		3924	4467	4917	3841	4410	4350	4312	4312	4312
风电		2129	2151	2005	1804	2199	2058	2058	2058	2058
太阳能		224	691	1003	979	1008	997	997	997	997
电量（亿千瓦时）										
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
用电量	1763	1869	2071	2214	2144	2472	2620	2751	2888	3033
发电量用电量差值							794	739	728	776
预计三峡外送电量							840	821	821	824

资料来源：湖北省发改委、北极星电力网、华泰研究预测

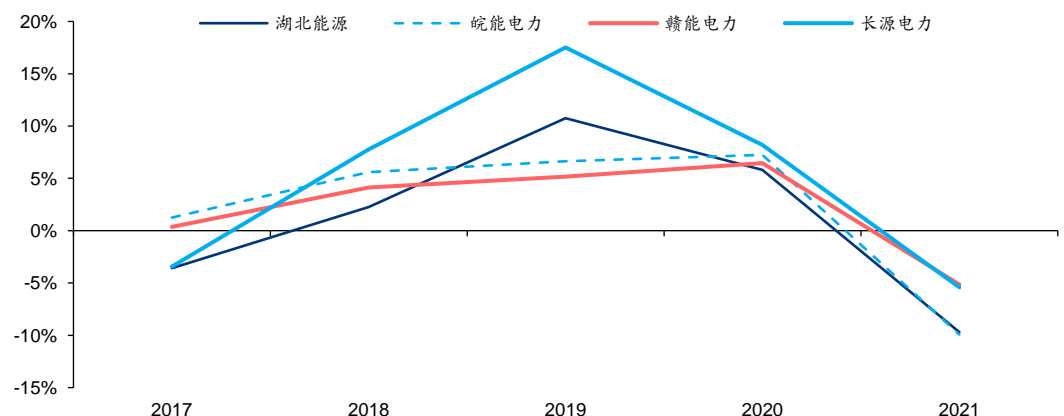
**3) 煤价：**2021 年，煤价高涨，如秦皇岛 Q5500 动力煤 2021 年市场均价同比大幅增长 78% 至 1028 元/吨，但电价市场化改革带来的煤电电价上涨滞后于煤价上涨且电价上涨幅度远不及当时的煤价，因此燃煤成本大幅上涨导致公司火电板块 2021 年净亏损 5.3 亿元。综合 2H22 执行 303 号文价格区间长协煤的比例提升以及市场煤价下半年的下行趋势预期，我们认为下半年公司燃煤成本或将迎来明显下降。

**执行价格区间的长协煤比例有望持续提升。**2022年2月24日，国家发改委发布的《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》（发改价格〔2022〕303号），明确要求秦皇岛下水煤（5500千卡）中长期交易价格较合理区间为570~770元/吨（含税），自2022年5月1日起实施。但5月1日后，该政策实际落实情况不够理想。7月1日发改委会议上，韩正副总理提出“现在26亿吨电煤必须100%执行，570~770元/吨，这个长协价要100%全覆盖，不落实要追究责任。”换改签之前，湖北能源落在国家发改委价格区间的长协煤比例为52%左右，而7月8日（长协换改签截止日期）后，我们测算华能国际在发改委价格区间的长协煤比例在60%左右，较6月底应该提升了超过15个百分点。因此推测本次换改签后，湖北能源的落在国家发改委价格区间长协煤比例应该也有明显提升。同时，公司煤炭主要供应商为陕煤、中煤、晋控煤业等煤炭国企央企，我们认为公司长协煤执行质量或较一般火电公司更有保障。

**市场煤价 2H22 或将迎来下行。**从煤炭的供需格局看，今年二季度以来处于偏松状态。国家统计局数据显示，1-6月我国原煤产量21.9亿吨，同比大幅增长11%。但3/4/5/6月，火电发电量分别同比下降5.7%/11.8%/10.9%/6%，动力煤需求有所下降。根据华泰煤炭组于8月2日发布的《煤炭：供应或超预期，下调2H22煤价区间》报告：“北港5500k煤价反而逆季节性从7月4日的1,255元/吨小幅下跌至7月29日的1,145元/吨。6月份以来北方和南方多年未遇的持续高温天气以及国内经济的小幅环比改善推动了煤炭日耗的显著上行，但多个煤炭库存监测指标显示旺季去库不力，或隐含国内供应提升超预期。考虑到超预期的煤炭供应和下半年温和而非强劲的经济环比复苏，下调2H22煤价预测区间从1,000-1,500元/吨到800-1,300元/吨。”

**公司火电板块 ROE 与长源电力走势较为一致。**采用同为区域火电公司的皖能电力、赣能股份和长源电力作为可比公司，公司 ROE 水平较可比公司偏低。同时，由于长源电力也为发电业务聚焦于湖北省的电力公司，公司火电板块 ROE 与长源电力走势较为一致。2017年，公司火电业务亏损主要是由于煤炭价格同比大幅上涨，为缓解煤电经营压力，2017年7月1日湖北省将燃煤标杆电价自0.3981元/千瓦时上调至0.4161元/千瓦时，公司火电平均电价也因此有所上涨。2018年由于国家鼓励降低工商业用电成本，湖北省多次印发降低电价的通知，因此公司平均火电电价下调至湖北省燃煤标杆电价水平。2019年公司及长源电力 ROE 尤为突出，我们认为主要系由于2019年来水严重偏枯，水电电量挤兑减少，火电出力增加。2020年来水偏丰，公司火电 ROE 同比有所回落。

**图表25：2017-2021年各公司火电 ROE 对比**



资料来源：公司公告、华泰研究

**公司 2022 年全年火电业绩有望改善。**2022 年的高电价已大部分通过年度长协锁定，即使 2H22 煤价下行带来月度煤电市场化交易电价下降，影响也较为有限。2H22 在长协煤履约增加及动力煤现货价格下行的预期下，煤电燃煤成本有望迎来下降。7 月开始，水电来水同比下降幅度较大，水电发电减少，火电有望在迎峰度夏阶段承担主要任务。高电价、煤价回落、发电量增加，2H22 公司火电盈利有望明显改善，从而带动全年火电业绩恢复。

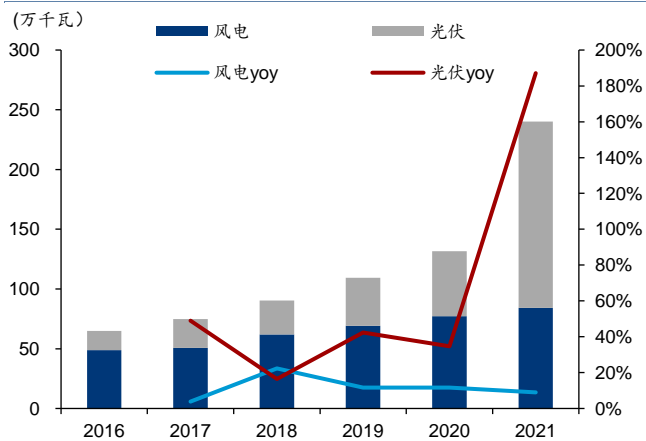
## 大力发展新能源和抽蓄，开启业绩增长新征程

十三五期间，公司新能源发展较为缓慢，但公司存量新能源项目单位千瓦装机净利润较新能源行业龙头及盈利能力最强的公司也有一定优势。公司新能源业务十四五期间或将迎来快速发展，我们预计其十四五将新增新能源装机 1000 万千瓦，其中光伏为 900 万千瓦。且公司新能源项目资源获取在新增调峰容量及外送通道配套资源的支撑下保障性较强。同时，公司还将大力发展抽水蓄能，目前在手 3 个项目的装机容量合计为 440 万千瓦，我们测算全部投产后预计合计带来年均 8.8 亿元净利，3 个项目的资本金 IRR 在 9.5%-12% 之间。新能源和抽水蓄能的大力发展有望开启公司业绩增长新征程。

### 存量机组盈利能力较强，多渠道保障新能源资源获取

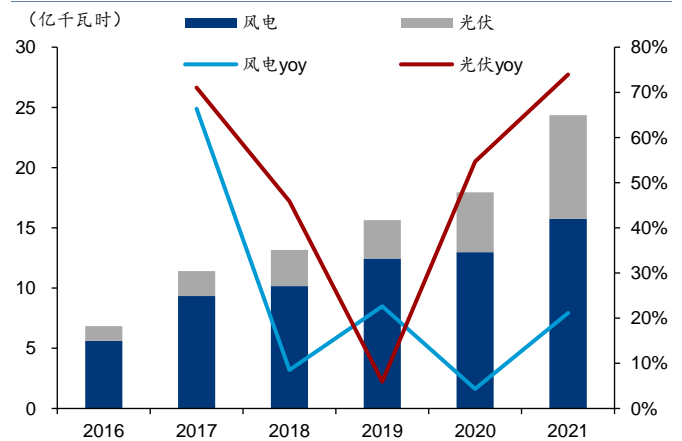
公司新能源业务十三五期间发展较为缓慢，十四五或将迎来快速增长。十三五期间，公司新能源业务发展速度较为缓慢，仅新增风电/光伏装机 51/52 万千瓦。截至 2020 年底，公司风电/光伏装机分别为 77/54 万千瓦，风电装机略高于光伏。十四五期间，公司预计新增新能源装机 800-1000 万千瓦，其中大部分为光伏装机。2021 年，公司已经开始在新能源板块迈大步伐，当年新增风电/光伏装机 7/102 万千瓦，累计 109 万千瓦，高于十三五五年累计新增新能源装机容量。截至 2021 年底，公司合计持有新能源装机 240 万千瓦，且持股比例接近 100%。

图表26：2016-2021 年公司风电/光伏装机发展情况



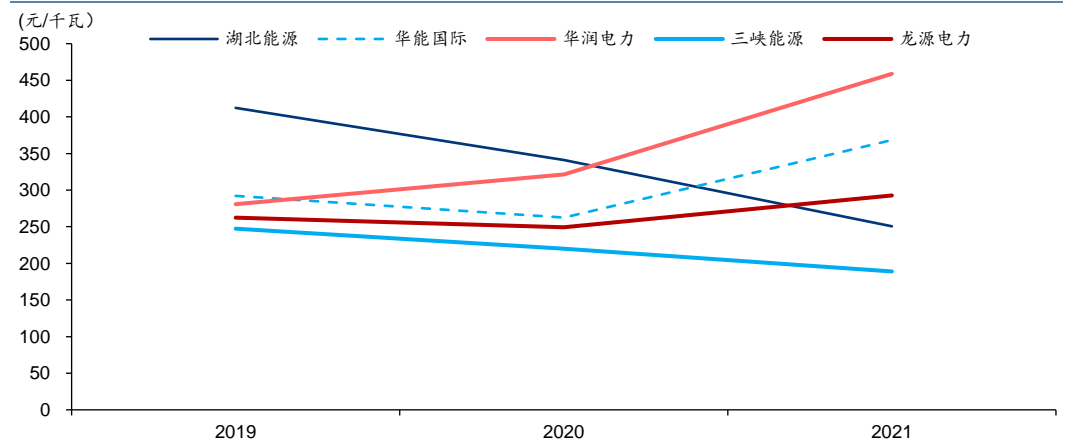
资料来源：公司公告、华泰研究

图表27：2016-2021 年公司风电/光伏上网电量



资料来源：公司公告、华泰研究

图表28：2019-2021 年各公司新能源单位装机净利润对比



资料来源：公司公告、华泰研究

**公司存量新能源单位装机净利润水平较高。**我们选取了截至 2021 年新能源装机规模最大的新能源上市公司三峡能源、龙源电力以及风电项目盈利能力（除海风）的行业排头兵华润电力、华能国际作为公司新能源项目盈利的可比公司。以上四家可比公司均以风电装机为主。2019 年/2020 年公司新能源单位装机净利润为 412/341 元/千瓦，均领先于其他四家可比公司。2021 年，公司新能源装机结构发生了较大改变，由十三五期间的风电为主，改变为光伏装机是风电装机的 1.9 倍，而一般而言风电项目由于利用小时远高于光伏而盈利能力更好，因此公司 2021 年新能源单位装机净利润下滑至 251 元/千瓦，但仍较三峡能源高 62 元/千瓦。

**多渠道保障公司新能源资源获取。**2021 年 7 月 26 日，湖北省能源局发布了《湖北省能源局关于 2021 年平价新能源项目开发建设有关事项的通知》（鄂能源新能〔2021〕44 号），对源网荷储和多能互补百万千瓦基地的配套标准做出了相关要求：一是可按照不超过火电机组新增调峰容量的 2.5 倍配套新能源项目，二是风光水互补基地按照不超过抽水蓄能电站容量的 2 倍配套新能源项目。**1) 依托于新增调峰容量：**公司十四五期间预计于湖北省内新增火电装机 200-400 万千瓦，开工抽水蓄能项目 440 万千瓦。火电按照容量的 70% 作为调峰容量，光新增火电机组及抽蓄项目可获取新能源资源 1230-1580 万千瓦；同时公司在湖北省内还有 396 万千瓦的存量煤电机组，若进行灵活性改造，按 20% 的新增调节容量，还可获取新能源资源 198 万千瓦。**2) 凭借外送通道：**因为陕武特高压的建设，公司在陕西省获得 350 万千瓦新能源资源，建成后该部分电量将通过陕武特高压送回武汉消纳。

**应收账款/净资产比率不高，可再生能源补贴欠款有望陆续收回。**截至 2022 年 6 月底，公司应收账款为 47.4 亿元，我们认为其中或大部分为应收可再生能源补贴款，其应收账款/净资产比率为 12.8%，显著低于兄弟公司三峡集团的 31.5%，主要系公司净资产中还包括火电和水电等其他能源。今年以来，可再生能源发电补贴（含欠款）正陆续下发，3 月 24 日，发改委、财政部、国家能源局联合下发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，为已经完成核查的部分项目拖欠补贴下发 500 亿元；5 月 11 日，李克强总理主持召开国务院常务会议时提出：在前期支持基础上，再向中央发电企业拨付 500 亿元可再生能源补贴；7 月 15 日，国家电网公司发布《国家电网有限公司关于 2022 年年度预算第 1 次可再生能源电价附加补助资金拨付情况的公告》，文件指出财政部共预计拨付公司可再生能源电价附加补助资金年度预算 399 亿元。随着国家对可再生能源补贴欠款的清算力度加大，我们认为公司可再生能源补贴欠款有望陆续收回。

**经营性现金流较为充沛，为公司新能源发展提供资金支撑。**由于公司水电：火电：新能源装机比例约为 2：2：1，传统能源每年的折旧、水电经营利润等为公司带来较为充沛的现金流，2019-2021 年，公司经营性现金流净额约 30-50 亿元，1H22 更是已达到 47.4 亿元。假设新能源平均造价为 5 元/W，20% 的资本金比例，每年 50 亿现金可支撑 5GW 新能源发展。

### 三峡集团抽蓄发展主体之一，收益率较为可观

**新能源装机快速增长将带来大量调峰电源需求。**随着双碳目标的逐步推进，新能源装机将迎来快速增长，我们预计 2022-2025 年我国风电/光伏年均新增装机中枢将高达 65/96GW，较 2018-2021 年的 41/44GW 有大幅提升，2025 年风光装机占比将达到 39%（2021 年为 26%），发电量占比将达到 19%（2021 年为 12%）。而风光电源发电具有较高的不稳定性，风光装机的快速增长对电力系统中调峰电源装机容量提出更高要求。

**抽水蓄能目前在各灵活储能方式中具有较大优势。**在我国现有主要储能手段中，抽水蓄能具有技术成熟、容量大、应用广、成本低等优势。据国际水力协会统计，全球范围内抽水蓄能占总储能量比例高达 94% 以上。文贤旭等著《大容量电力储能调峰调频性能综述》（2018 年 12 月 31 日）中指出目前火电一次调频性能受锅炉蓄热等问题限制，且电力清洁化要求控制火电厂体量，限制了火电改造的收益；同时，新型灵活性提供方法手段大部分尚未成熟，超导储能等高新方案甚至尚处于示范阶段。在新型储能完成实用性突破前，抽水蓄能仍将是灵活性资源的主要来源。

**图表29：主要储能手段对比**

储能方式	使用寿命	优点	缺点	发展现状
抽水蓄能	>50年	技术成熟、容量大、运行稳定、储能周期长、启停快、单位装机成本低（稍高于6元/瓦容量）、环保节能	响应速度（相对新型储能）较慢、建设周期长、选址与施工要求高、成本下降潜力小	占据主导地位
火电灵活化改造	>30年	技术成熟、成本最低、可利用现有火电站	环保性不佳、调峰能力较差	产业化应用
压缩空气蓄能	>25年	储能容量大	转换效率低、响应速度慢、建设周期长	产业化应用
飞轮储能	20年左右	功率密度高、响应速度快、寿命长	储能量过低（秒级）	产业化应用
超导储能	循环数百万次	响应速度快、功率密度较高	储能量过低（秒级）、技术不成熟	示范应用
超级电容器	10年左右	功率密度大、循环寿命长	储能量过低（秒级）、自放电率高	产业化应用
电池（锂、铅酸等）	5-20年	视具体电池种类不同	视具体电池种类而变	产业化应用

资料来源：《各种储能方式对比分析及抽水蓄能技术发展趋势探讨》（作者：梁廷婷、崔继国；日期：2018年11月14日）、华泰研究

**十四五、十五五期间，抽水蓄能行业将迎来建设高峰期。**根据2022年6月24日水电水利规划设计总院、中国水力发电工程学会抽水蓄能行业分会联合发布的《抽水蓄能产业发展报告2021》，截至2021年底，我国抽水蓄能已建成规模居世界首位，达到3639万千瓦；核准在建总规模为6153万千瓦。2021年9月17日，国家能源局发布《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035年）》，提出我国抽蓄投产容量将在2025年/2030年分别达到62GW以上/120GW左右，为截至2021年底装机水平的1.7x和3.3x。报告还提出我国中长期规划布局中抽水蓄能重点实施项目达340个，总装机容量约421GW；储备项目247个，总装机规模约305GW；合计726GW。

**湖北省能源发展“十四五”规划也对省内抽水蓄能项目发展做出明确要求。**2022年5月19日，湖北省人民政府印发湖北省能源发展“十四五”规划，其中提出“有序推进规划内抽水蓄能电站建设，开工建设罗田平坦原、通山大幕山等5个以上抽水蓄能电站，利用现有梯级水电站规划布局一批抽水蓄能电站。”

**图表30：湖北省抽水蓄能电站建设重点**

大型抽水蓄能项目	中小型抽水蓄能
罗田平坦原、通山大幕山、黄梅紫云山、远安宝华寺、长阳清江、五峰太平、南漳张家坪、松滋江西观、崇阳土桥、蕲春花园、张湾黄龙滩	恩施大龙潭、竹山潘口、大悟黑沟、团风魏家冲、麻城黑石咀、枣阳新市、钟祥北山、武穴荆竹、谷城

资料来源：湖北省能源发展“十四五”规划、华泰研究

**母公司三峡集团抽蓄规划体量庞大，公司所处湖北省为其重点布局区域。**据我们对已有信息的整理和统计，“五大四小”发电集团中，三峡集团抽蓄规划容量为51.2GW，显著高于其他发电集团。在全国各个省份中，三峡集团于湖北省的项目规划最高，达到16.7GW。公司作为三峡集团旗下抽蓄发展主体之一，扎根湖北省，未来抽蓄发展空间较大。



**图表31: “五大四小”现有抽蓄规划装机容量统计 (不完全统计、单位: 万千瓦)**

	华能集团	华电集团	国家能源集团	国电投集团	大唐集团	国投集团	华润集团	三峡集团	广核集团	合计	各省规划	五大四小%
山西		120	120	180		120		260		800	1,420	56%
内蒙古								120	120	240	360	67%
辽宁	100							220		320	800	40%
吉林	120					120	100			340	120	283%
黑龙江								160		160	360	44%
浙江		30	240					430		700	1,440	49%
安徽	120		120					240		480	1,328	36%
福建	180	240						120		540	960	56%
江西	240		120	120				120		600	360	167%
山东		82					100			182	700	26%
河南	210							120		330	360	92%
湖北	120	120	120				180	1,670	30	2,240	280	800%
湖南	120	120		120	120			640		1,120	380	295%
广东		120	180						360	660	1,220	54%
广西		120		240	60	200			120	740	870	85%
青海			380					240		620	1,300	48%
重庆								240		240	260	92%
陕西	160	330	140	240	100					970	-	-
新疆			180	260				140		580	240	242%
四川						1,000				1,000	360	278%
云南					120					120	-	-
甘肃								120		120	-	-
合计	1,370	1,382	1,600	1,140	480	1,560	480	5,120	630	13,762	13,118	-

注: 1) 蓝色色块高亮为我们统计的各省份五大四小抽蓄装机布局中容量最多的集团; 2) 各集团抽蓄规划量为所能找到各集团签订或拟开发项目的合计数; 3) 各省规划值为各省发布的十四五能源规划中关于抽水蓄能建成/推进开工/推进前期工作/核准或推进纳入国家规划/推进规划布局设计论证等已列示项目容量合计数, 存在列示不完全情况, 故上图最后一列比例可能出现大于 100% 情况

资料来源: 各省能源局网站、集团/公司官网、各省份或地方政府官网、北极星、中国电力网、华泰研究

公司目前确定性较高的抽蓄项目合计 440 万千瓦。公司目前在手抽蓄项目 3 个, 分别为罗田平坦原项目、长阳清江项目和张家坪项目, 总装机容量合计 440 万千瓦, 均为湖北省大型抽蓄重点建设项目。其中, 罗田平坦原项目 (140 万千瓦) 已于 2021 年核准, 为湖北省“十一五”以来首个核准的抽蓄项目; 长阳清江项目 (120 万千瓦) 于 2022 年 6 月获得核准; 张家坪项目 (180 万千瓦) 目前处于可研阶段。基于三峡集团在湖北省的抽蓄高规划, 而公司又是三峡集团于湖北省的发电业务主体 (除三峡水电站), 我们认为公司十四五期间还将陆续获取其他抽蓄项目开发权, 且规模预计较为可观。

2023 年开始, 抽蓄电站执行两部制电价, 其中容量电价保障 6.5% 资本金 IRR。2021 年 4 月 30 日, 国家发改委发布发改价格〔2021〕633 号文《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》(2023 年开始实施), 抽蓄蓄能电站执行两部制电价, 其中容量电价回收的是除抽发运行成本外的综合性成本, 保障抽蓄电站 6.5% 资本金 IRR; 电量电价用于回收抽水、发电的运行成本, 以体现抽水蓄能电站提供调峰服务的价值。根据电力现货市场运行与否, 抽水电价及上网电价所执行的电价政策不同。电力现货市场运行机制下, 电量电价盈利主要取决于峰谷价差大小, 峰谷价差越大, 盈利越好。

**图表32: 抽水蓄能电站电量电价执行办法**

电力现货市场运行		电力现货市场尚未运行	
抽水	上网	抽水	上网
按现货市场价格及规则结算	按现货市场价格及规则结算	抽水电量可由电网企业提供, 抽水电价按燃煤发电基准价的 75% 执行	鼓励委托电网企业通过竞争性招标方式采购, 抽水电价按中标电价执行, 因调度等因素未使用的中标电量按燃煤发电基准价执行
			上网电量由电网企业收购, 上网电价按燃煤发电基准价执行

注: 抽水蓄能电站抽水电量不执行输配电价、不承担政府性基金及附加

资料来源: 国家发改委发布发改价格〔2021〕633 号文《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》、华泰研究

公司三座抽蓄电站完全投产后年均贡献利润可达 8.8 亿元。公司南漳张家坪、罗田平坦原、长阳清江三座抽蓄电站的单位装机造价分别为 6.667/6.72/7.391 元/瓦，结合发改委 633 号文，我们测算该三座电站每年的容量电价分别为 0.638、0.643、0.708 元/瓦；抽蓄电站建设周期 5-6 年，完全投产后，我们测算南漳张家坪、罗田平坦原、长阳清江年均利润贡献分别为 3.5/2.8/2.5 亿元，累计贡献净利润 8.8 亿元，占公司 2021 年归母净利润的 38%。

**图表33：抽水蓄能电站盈利测算核心假设**

容量电价部分指标	假设值	备注
电站运营年限 (折旧年限)	40 年	根据发改委 633 号文
资本金比例	20%	根据发改委 633 号文
固定资产残值率	5%	一般残值率 0%-10%，取中间值
造价中缴纳增值税部分成本占比	75%	若采购方、施工单位不具有一般纳税人资格，其增值税不能抵扣进项税，保守考虑为造价的 75%
所得税率	15%	三年免税，三年减半
运维费用率	2.5%	基于《基于全寿命周期成本的储能成本分析》(傅旭、李富春等，2020 年)，每年费用占造价比例约为 2.5%
贷款期限	25 年	根据发改委 633 号文
还款方式	等额本金	
贷款利率*	4.4%	5 年期以上贷款基准利率 4.9%，假设较基准利率下浮 10%
经营期内部收益率	6.5%	根据发改委 633 号文
电量电价部分指标	假设值	备注
是否有现货市场*	无	
年有效利用小时数*	1800 小时	参考 2021 年开始陆续投产的丰宁抽蓄电站设计利用小时约 1837 小时
基准电价 (放电电价)*	0.4161 元/千瓦时	湖北省煤电基准电价
抽水电价	0.3121 元/千瓦时	由于“抽四发三”，基准电价的 75%

注：“\*”代表关键假设

资料来源：国家发改委官网、《基于全寿命周期成本的储能成本分析》(傅旭、李富春等，2020 年)、华泰研究预测

**敏感性分析：**1) 容量电价主要回收的是除抽发运行成本外的综合性成本，因此在造价确定的情况下，借贷利率会对容量电价产生较大影响，我们进行了敏感性测算，在 4.2%-4.8% 的借贷利率下，南漳张家坪、罗田平坦原、长阳清江的容量电价分别在 0.631-0.651、0.636-0.658、0.7-0.721 元/瓦。

**图表34：公司三座抽蓄电站容量电价 (元/瓦) 的利率敏感性分析**

	造价(元/瓦) / 利率	4.2%	4.4%	4.6%	4.8%
南漳张家坪	6.667	0.631	0.638	0.644	0.651
罗田平坦原	6.72	0.636	0.643	0.649	0.658
长阳清江	7.391	0.700	0.708	0.714	0.721

资料来源：公司公告、华泰研究预测

2) 抽蓄电站的度电调峰成本受发电量、抽水电价、运维成本、利息及折旧的影响。无现货市场交易机制下的抽水电价一般等于基准电价的 75% (湖北省基准电价 0.4161 元/千瓦时)，利用小时决定发电量，故我们进行了关于借贷利率及利用小时数的抽水蓄能电站调峰成本敏感性分析：在 4.2%-4.8% 借贷利率，1700-2000 的利用小时情景下，南漳张家坪、罗田平坦原、长阳清江抽蓄电站的度电调峰成本在首年分别为每千瓦时 0.372-0.438/0.374-0.440/0.401-0.474 元；还贷完成后，南漳张家坪、罗田平坦原、长阳清江抽蓄电站的度电调峰成本分别为每千瓦时 0.260-0.287/0.261-0.289/0.277-0.307 元。

**图表35：公司三座抽蓄电站调峰成本的利用小时和借贷利率敏感性分析**

南漳张家坪		1700	1800	1900	2000
利率/利用小时					
4.2%		0.419	0.401	0.386	0.372
4.4%		0.425	0.407	0.391	0.377
4.6%		0.431	0.413	0.397	0.382
4.8%		0.438	0.419	0.403	0.388
罗田平坦原		1700	1800	1900	2000
利率/利用小时					
4.2%		0.421	0.404	0.388	0.374
4.4%		0.428	0.410	0.394	0.379
4.6%		0.434	0.416	0.399	0.385
4.8%		0.440	0.422	0.405	0.390
长阳清江		1700	1800	1900	2000
利率/利用小时					
4.2%		0.453	0.434	0.416	0.401
4.4%		0.460	0.440	0.423	0.407
4.6%		0.467	0.447	0.429	0.413
4.8%		0.474	0.453	0.435	0.419

资料来源：华泰研究预测

**图表36：公司三座抽蓄电站还贷完成后调峰成本的利用小时敏感性分析**

	造价(元/瓦) /利用小时	1700	1800	1900	2000
南漳张家坪	6.667	0.287	0.277	0.268	0.260
罗田平坦原	6.72	0.289	0.278	0.269	0.261
长阳清江	7.391	0.307	0.296	0.286	0.277

资料来源：公司公告、华泰研究预测

3) 在无现货市场机制下，我们对三座抽蓄电站的整体资本金 IRR 进行了利率和利用小时的敏感性分析，南漳张家坪、罗田平坦原、长阳清江的整体资本金 IRR 分别可达到 **9.88%-12.09%、9.92%-12.12%、9.48%-11.55%**。

**图表37：公司三座抽蓄电站整体 IRR 的利用小时和借贷利率敏感性分析**

南漳张家坪		1700	1800	1900	2000
利率/利用小时					
4.2%		11.20%	11.49%	11.79%	12.09%
4.4%		10.75%	11.04%	11.33%	11.62%
4.6%		10.31%	10.59%	10.87%	11.16%
4.8%		9.88%	10.15%	10.43%	10.71%
罗田平坦原		1700	1800	1900	2000
利率/利用小时					
4.2%		11.24%	11.53%	11.83%	12.12%
4.4%		10.79%	11.08%	11.37%	11.66%
4.6%		10.35%	10.63%	10.91%	11.20%
4.8%		9.92%	10.19%	10.47%	10.74%
长阳清江		1700	1800	1900	2000
利率/利用小时					
4.2%		10.77%	11.03%	11.29%	11.55%
4.4%		10.33%	10.58%	10.84%	11.10%
4.6%		9.90%	10.15%	10.40%	10.65%
4.8%		9.48%	9.72%	9.96%	10.21%

资料来源：华泰研究预测

## 新能源业务助力公司成长，高性价比综合能源标的

我们预计公司 2022-2024 年归母净利润为 28.9/32.2/35.5 亿元，其中新能源板块贡献 7.2/9.5/12.2 亿元。公司作为水电+新能源装机占比高达 60%（截至 2021 年底）的转型公司，2022E/2023E/2024E PB 估值仅 1.04/0.95/0.86 倍，估值性价比较高。根据公司 2022 年新能源板块归母净利润 7.2 亿元，水电/火电归母净资产 119/35 亿元，参考可比公司 Wind 一致预期 2022E PE/PB/PB 均值 20/2.2/1.1x，考虑公司新能源存量资产盈利性较好但未来新增规模较可比公司有一定差距；近两年水电资产 ROE 较多数可比公司更高但规模偏小；及火电可比公司 PB 一致预期含新能源资产预期，给予公司 2022E PE/PB/PB 预期 19/2/0.8x，新能源/水电/火电市值 137/238/28 亿元，目标市值 404 亿元，目标价 6.14 元，首次覆盖给予“买入”评级。

### 2022/2023/2024 年营收有望同比增长 8.6/14.2/2.7%

公司作为一家综合能源运营商，业务范围广泛，但发电业务为公司最主要的收入来源。2019-2021 年发电业务收入占公司营收的比例分别达到 62%/71%/60%。此外，公司经营的煤炭/天然气/热力销售三项业务合计营收于 2021 年同比增长 78.9% 主要系 2021 年煤炭业务营收因煤炭价格高涨及煤炭销量提升而大幅增长。2022 年，公司预计煤炭销售量 2400 万吨（同比增长 7%），天然气 25 亿方（同比增长 4%），由于今年上半年燃煤价格较高，即使我们判断下半年煤价将下行，保守起见预计 2022 年公司煤炭销售采购差价保持不变，天然气及热力供应单价也同比持平，因此 2022 年煤炭/天然气/热力销售三项业务合计营收将同比增长 5.8%。2023-2024 年，我们预计煤炭/天然气/热力销售三项业务营收保持平稳。综合对公司发电板块的预测，预计公司 2022-2024 年营收分别同比增长 8.6%/14.2%/2.7% 至 245.5/280.4/287.9 亿元。

图表38：我们测算公司 2022/2023/2024 年营收同比增长 8.6/14.2/2.7%

		2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E
营业收入	百万元	15,811	17,023	22,618	24,554	28,038	28,798
	yoy	%	7.7%	32.9%	8.6%	14.2%	2.7%
水电	百万元	2,493	4,733	4,653	4,653	4,653	4,653
	yoy	%	89.9%	-1.7%	0.0%	0.0%	0.0%
火电	百万元	6,238	6,251	7,474	8,460	11,244	11,188
	yoy	%	0.2%	19.6%	13.2%	32.9%	-0.5%
风电	百万元	709	728	921	906	1,051	1,240
	yoy	%	2.7%	26.5%	-1.7%	16.0%	18.0%
光伏	百万元	285	292	586	1,053	1,608	2,235
	yoy	%	2.7%	100.5%	79.8%	52.6%	39.0%
煤炭/天然气/热力销售	百万元	5,821	4,791	8,571	9,069	9,069	9,069
	yoy	%	-17.7%	78.9%	5.8%	0.0%	0.0%
其他	百万元	265	228	412	412	412	412

注：由于公司并未对 2020 年新能源收入进行拆分，因此我们按照 2019 年风电和光伏分别占新能源收入的比例对 2021 年风电和光伏进行了大致拆分

资料来源：公司公告、华泰研究预测

**控股装机容量：**公司预计宣城 200 万千瓦火电装机将于 2H22 投产，同时 2022 年还将新增 208 万千瓦新能源装机（其中光伏 200 万千瓦，风电 8 万千瓦），水电十四五期间或无新投产机组。我们预计公司十四五期间将累计新增新能源装机 1000 万千瓦，2023/2024 年投产量分别为 223/230 万千瓦（其中光伏每年均为 200 万千瓦），截至 2024 年底，公司新能源装机有望达到 901 万千瓦。公司十四五期间还将争取开工江陵 200 万千瓦煤电项目，我们暂预计无法在 2024 年及之前投产。

**利用小时数：**公司 2020 年及 2021 年水电发电情况基本恢复正常平稳状态。1H22，公司完成水电发电量 78.9 亿千瓦时，同比增长 10% 左右；但由于 7 月以来清江流域来水偏枯，公司水布垭/隔岩水电站水位平均同比偏低 3.4%-4.2%，我们预计下半年公司水电发电量将同比下降 12% 左右；综合来看，可预计全年水电利用小时同比持平。

2021 年为大风年，2022 年上半年来风同比下降较多，我们预计 2022 年风电利用小时同比下降 8.3%至 1761 小时，2023-2024 年维持 2022 年水平。公司债券募集说明书公布的利用小时数计算方式为发电量/当年装机容量，而公司 2021 年新增 102 万千瓦装机（大部分下半年并网），因此 2021 年光伏利用小时数偏低。随着前一年新增装机在当年实现完整年度发电，以及新增光伏机组效率不断提升，我们预计公司 2022-2024 年光伏利用小时分别为 591/641/691 小时。

1H22 湖北省火电发电量同比下降 10%，但 7 月湖北省火电发电量同比增速高达 36.6%，我们认为下半年湖北省火电发电量同比增速将因夏季高温干旱及经济恢复而处于较高水平，因此预计 2022 年全年公司火电利用小时同比下降 8.8%至 4173 小时，2023-2024 年公司火电利用小时暂预计维持 2022 年水平，对应 2022/2023/2024 年公司火电发电量 205 (1H22:124 亿千瓦时，同比增长 15.5%)/274/274 亿千瓦时。因此，公司 2022-2024 年整体发电量合计 376/463/485 亿千瓦时，分别同比+2.1%/+23.3%/+4.7%。

**图表39：公司发电业务预测核心假设**

		2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E
<b>发电量</b>	<b>亿千瓦时</b>	<b>261</b>	<b>330</b>	<b>368</b>	<b>376</b>	<b>463</b>	<b>485</b>
	yoy		26.3%	11.7%	2.1%	23.3%	4.7%
水电	亿千瓦时	66	132	133	133	133	133
	yoy		101.9%	0.5%	0.0%	0.0%	0.0%
火电	亿千瓦时	179	179	210	205	274	274
	yoy		-0.3%	17.4%	-2.3%	33.6%	0.0%
风电	亿千瓦时	13	13	16	16	20	26
	yoy		4.2%	21.1%	0.4%	24.9%	26.0%
光伏	亿千瓦时	3	5	9	21	36	52
	yoy		55.2%	73.6%	140.8%	69.4%	46.6%
<b>上网电量</b>	<b>亿千瓦时</b>	<b>248</b>	<b>316</b>	<b>352</b>	<b>360</b>	<b>442</b>	<b>464</b>
水电	亿千瓦时	65	131	132	132	132	132
火电	亿千瓦时	168	167	196	191	256	256
风电	亿千瓦时	12	13	16	16	20	25
光伏	亿千瓦时	3	5	9	21	35	51
<b>控股装机容量</b>	<b>万千瓦</b>	<b>987</b>	<b>1,054</b>	<b>1,169</b>	<b>1,577</b>	<b>1,800</b>	<b>2,030</b>
火电	万千瓦	415	460	466	466	466	466
水电	万千瓦	463	463	463	663	663	663
风电	万千瓦	69	77	84	92	115	145
光伏	万千瓦	40	54	156	356	556	756
<b>利用小时</b>	<b>小时</b>	<b>2,643</b>	<b>3,247</b>	<b>3,149</b>	<b>2,736</b>	<b>2,744</b>	<b>2,533</b>
	yoy		22.9%	-3.0%	-13.1%	0.3%	-7.7%
水电	小时	1,579	2,877	2,857	2,857	2,857	2,857
	yoy		82.2%	-0.7%	0.0%	0.0%	0.0%
火电	小时	2,941	3,863	4,537	4,137	4,137	4,137
	yoy		31.4%	17.4%	-8.8%	0.0%	0.0%
风电	小时	1,852	1,774	1,921	1,761	1,761	1,761
	yoy		-4.2%	8.3%	-8.3%	0.0%	0.0%
光伏	小时	804	926	561	591	641	691
	yoy		15.2%	-39.5%	5.4%	8.5%	7.8%
<b>平均上网电价</b>	<b>元/千瓦时</b>						
<b>(不含税)</b>		<b>0.373</b>	<b>0.364</b>	<b>0.370</b>	<b>0.419</b>	<b>0.420</b>	<b>0.417</b>
	yoy		-2.3%	1.7%	13.1%	0.1%	-0.7%
水电	元/千瓦时	0.385	0.361	0.354	0.354	0.354	0.354
	yoy		-6.1%	-2.1%	0.0%	0.0%	0.0%
火电	元/千瓦时	0.372	0.374	0.382	0.442	0.440	0.437
	yoy		0.6%	1.9%	15.8%	-0.5%	-0.5%
风电	元/千瓦时	0.570	0.561	0.585	0.573	0.532	0.498
	yoy		-1.6%	4.4%	-2.1%	-7.1%	-6.4%
光伏	元/千瓦时	0.890	0.591	0.681	0.508	0.458	0.434
	yoy		-33.6%	15.3%	-25.3%	-9.9%	-5.2%

注：2019-2021 年各电源不含税上网电价=当年该电源发电收入/当年该电源上网电量

资料来源：公司公告、公司债券募集说明书、华泰研究预测

**上网电价：**2019-2021 年，公司水电平均上网电价呈现下行趋势，但绝对价格变动幅度较小，我们认为可能是不同计划电价的水电站发电量结构变化导致，市场化电量或较为有限。在 2022 年煤电电价大幅上涨的背景下，四川和云南等水电大省的水电市场化电价均实现了上涨。因此我们保守预计公司 2022-2024 年水电市场化电价保持 2021 年的水平。2022 年，煤电电量几乎 100%参与市场化交易，湖北省燃煤标杆电价为 0.4161 元/千瓦时，顶格上浮 20%为 0.4993 元/千瓦时（含税），因此我们预计公司 2022 年火电不含税平均上网电价同比增长 15.8%至 0.442 元/千瓦时，而 2023/2024 年将随着入炉煤价改善而同比下降 0.5%/0.5%。

由于目前对平价风光的上网电价要求为齐平当地燃煤标杆电价，且公司风光电量的最终消纳地均为湖北省（燃煤标杆 0.4161 元/千瓦时），对公司 2022-2024 年新增风光项目的电价假设均为 0.4161 元/千瓦时（含税）。存量项目中，公司 2021 年风光电量市场化交易比例约为 20%，较批复电价折价 1 分钱左右；2022 年在煤电市场化交易电价大幅上涨背景下，新能源市场化电价也有所上涨，预计公司存量风光项目上网电量仍有 20%左右市场化比例，交易电价较批复电价溢价 3 分钱；存量和新增项目上网电价加权平均得出 2022 年风电/光伏平均上网电价将同比下降 2.1%/25.3%。2023-2024 年，除每年风电/光伏新增项目均考虑湖北省燃煤标杆电价外，所有 2022 年已在运项目电价假设均保持不变，则 2023/2024 年风电电价将同比下降 7.1%/6.4%；光伏电价将同比下降 9.9%/5.2%。

综合以上假设，至 2024 年，公司风电/光伏收入将达 12.4/22.4 亿元，新能源收入合计 34.8 亿元，占总营业收入的 12%，较 2020 年提升 6 个百分点。2021-2024 年风电/光伏收入 CAGR 分别为 14%/66%。

### 预计 2022/2023/2024 年营业成本将同比上升 3.7/14.2/1.0%

**我们测算公司 2022-2024 年燃料费同比-0.9%/+30.9%/-2.0%。**1H22，公司入炉标煤电价约为 1265 元/吨。在火电章节，我们详细阐述了对今年下半年煤价的判断，假设 2H22 公司入炉标煤单价环比上半年下降 7%，因此公司 2022 年公司入炉标煤单价为 1131 元/吨，较 2021 年同比增长 1.4%。随着国家发改委对煤炭长协执行监管的不断趋严，我们预计 2023/2024 年公司入炉标煤单价分别同比-2%/-2%至 1108/1086 元/吨。2023 年燃料费同比增加 30.9%主要系由于我们假设 2022 年下半年宣城电 200 万千瓦装机投产，带来 2023 年火电发电量提升。

**公司营业成本变动的主要影响因素包括燃料费及折旧摊销。**公司 2022-2024 年折旧摊销上行主要是由新增机组投产带来的，2022 年同比上涨幅度较小主要是由于该年度火电及新能源将大部分集中于下半年投产，折旧非完整年度。因此，我们预计公司营业成本 2022-2024 年将同比上升 3.7/14.2/1.0%。

**图表40：我们测算公司 2022/2023/2024 年营业总成本同比上升 3.7/14.2/1.0%**

		2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E
营业成本	百万元	12,590	12,348	18,864	19,554	22,322	22,550
	yoy		%				
			-1.9%	52.8%	3.7%	14.2%	1.0%
燃料费	百万元			6,606	6,548	8,572	8,400
	yoy				%		
					-0.9%	30.9%	-2.0%
供电煤耗	克/千瓦时			302	302	302	302
	yoy				%		
					0.0%	0.0%	0.0%
入炉标煤单价	元/吨			1,115	1,131	1,108	1,086
	yoy				%		
					1.4%	-2.0%	-2.0%
单位燃料成本	元/千瓦时			0.337	0.342	0.335	0.328
	yoy				%		
					1.4%	-2.0%	-2.0%
折旧与摊销	百万元	1,600	2,051	2,448	2,758	3,586	4,124

资料来源：公司公告、华泰研究预测

## 预计 2022/2023/2024 年归母净利润同比增长 23.6/11.5/10.2%

我们预计公司 2022-2024 年实现归母净利润 28.9/32.2/35.5 亿元，同比增长 23.6/11.5/10.2%。公司无研发费用，2021 年营业/管理费用率分别为 0.2%/2.7%，我们预计 2022-2024 年该两项费用率维持 2021 年水平。财务费用方面，根据后续新能源、抽水项目的建设，公司杠杆比例将增加，财务费用将上涨，我们预计公司 2022-2024 年财务费用分别为 9.7/11.2/11.9 亿元。

公司新能源板块 2024 年归母净利润占比将从 2020 年的 18% 提升至 34%，2021-2024 年新能源归母净利润 CAGR 为 28%。由于新能源几乎为 100% 持股，新能源净利润即为归母净利润。我们预计 2022-2024 年新能源板块将实现新能源归母净利润 7.2/9.5/12.2 亿元，关键假设为：因平价新能源项目增多带来上网电价下行，公司新能源项目净利润率 2022/2023/2024 将分别从 2021 年的 40% 下降至 37%/36%/35%。

图表41：我们测算公司 2022/2023/2024 年归母净利润同比增长 23.6/11.5/10.2%

		2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E
营业费用	百万元	14	16	35	38	43	44
	费用率 %	0.1%	0.1%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
管理费用	百万元	500	478	614	667	762	782
	费用率 %	3.2%	2.8%	2.7%	2.7%	2.7%	2.7%
研发费用	百万元	-	-	-	-	-	-
财务费用	百万元	663	710	767	972	1,123	1,190
	费用率 %	4.2%	4.2%	3.4%	4.0%	4.0%	4.1%
净利润	百万元	1,800	2,759	2,405	3,042	3,393	3,741
	yoy %		53.3%	-12.8%	26.5%	11.5%	10.2%
水电	百万元	370	1,479	1,452	1,452	1,452	1,452
	yoy %		299.6%	-1.8%	0.0%	0.0%	0.0%
火电	百万元	570	332	(531)	(16)	108	184
	yoy %		-41.7%	-259.8%	-96.9%	-756.8%	70.8%
新能源	百万元	451	449	602	723	950	1,221
	yoy %		-0.5%	34.1%	20.2%	31.3%	28.5%
归母净利润	百万元	1,499	2,457	2,339	2,890	3,224	3,554
	yoy %		64.0%	-4.8%	23.6%	11.5%	10.2%

资料来源：公司公告、华泰研究预测

## 新能源+抽水蓄能助力公司长期成长，估值性价比高

公司估值性价比高。2022 年 9 月 13 日，公司总市值 337 亿，对应 2022/2023/2024 年 PB 分别为 1.04/0.95/0.86 倍。采用同口径 PB (LF) 值进行对比，公司为 1.09x，传统转型新能源标的华能国际/国电电力/吉电股份分别为 2.64x/1.79x/1.72x。而且公司截至 2021 年底的清洁能源装机（仅水电/风电/光伏）占比为 60%，显著于华能国际（12%）、国电电力（22%），略低于吉电股份的 68%。

新能源板块：我们预计公司 2022 年新能源板块归母净利润 7.2 亿元。参考可比公司 Wind 一致预期 2022E PE 均值 20x，考虑公司存量新能源机组盈利较好，但规模上和龙源、三峡有一定差距，给予公司新能源板块 2022E PE 19x，公司新能源市值 137 亿元。

图表42：新能源板块可比公司估值表

公司名称	股票代码	股价 (元/股)		市值(mn)		市盈率(x)		市净率(x)		ROE(%)	
		2022/9/13	2022/9/13	22E	23E	22E	23E	22E	23E		
龙源电力	001289 CH	21.78	182,559	24	20	2.6	2.3	11%	12%		
三峡能源	600905 CH	6.02	172,295	20	17	2.2	2.0	11%	12%		
节能风电	601016 CH	5.07	25,413	17	15	1.9	1.7	12%	12%		
平均值				20	17	2.2	2.0	11%	12%		

注：可比公司盈利预测来自 Wind 一致预测

资料来源：Wind、华泰研究预测

**水电板块：**公司 2021 年水电净资产 120 亿元，公司水电装机权益比例为 92.61%，我们计算公司 2021 年水电归母净资产为 111 亿元。虽然 2022 年公司没有水电新增装机，但 2022 年仍可为公司贡献 8 亿元左右留存收益，预计 2022 年公司水电归母净资产 119 亿元。参考可比公司 Wind 一致预期 2022E PB 均值 2.2x，考虑公司近两年水电资产盈利仅较长江电力有一定差距，高于川投及华能水电，但水电装机规模与可比公司比偏小，给予公司水电板块 2022E PB 2x，公司水电市值 238 亿元。

**图表43：水电资产可比公司估值表**

公司名称	股票代码	股价(元/股)		市值(mn)		市盈率(x)		市净率(x)		ROE(%)	
		2022/9/13	2022/9/13	2022/9/13	2022/9/13	22E	23E	22E	23E	22E	23E
华能水电	600025 CH	7.56	136,080	19	17	2.0	1.9	11%	11%		
川投能源	600674 CH	13.05	57,518	16	14	1.7	1.6	11%	11%		
长江电力	600900 CH	23.79	541,029	19	17	2.8	2.6	15%	15%		
<b>平均值</b>				<b>18</b>	<b>16</b>	<b>2.2</b>	<b>2.0</b>	<b>12%</b>	<b>12%</b>		

注：可比公司盈利预测来自 Wind 一致预测

资料来源：Wind、华泰研究预测

**火电板块：**公司 2021 年火电净资产 52 亿元，公司火电装机权益比例为 63%，我们计算公司 2021 年火电归母净资产为 33 亿元。2022 年，主要考虑公司火电新增装机 200 万千瓦，参考 2019 年新增 200 万千瓦火电装机时火电净资产的变化情况，预计 2022 年公司火电归母净资产 35 亿元。参考可比公司 Wind 一致预期 2022E PB 均值 1.1x，考虑可比公司 PB 一致预期包括其体内新能源资产，而我们仅用来参考火电板块估值，给予公司火电板块 2022E PB 0.8x，公司火电市值 28 亿元。

**图表44：火电资产可比公司估值表**

公司名称	股票代码	股价(元/股)		市值(mn)		市盈率(x)		市净率(x)		ROE(%)	
		2022/9/13	2022/9/13	2022/9/13	2022/9/13	22E	23E	22E	23E	22E	23E
华能国际	600011 CH	9.00	141,283	32	14	1.3	1.2	4%	9%		
华电国际	600027 CH	6.56	64,746	15	12	1.1	1.0	7%	9%		
华润电力	0836 HK	16.00	80,719	8	6	0.8	0.7	10%	11%		
<b>平均值</b>				<b>18</b>	<b>11</b>	<b>1.1</b>	<b>1.0</b>	<b>7%</b>	<b>10%</b>		

注：可比公司盈利预测来自 Wind 一致预测，华润电力货币单位为港元

资料来源：Wind、华泰研究预测

采用分部估值法，公司目标市值 404 亿元，对应目标价 6.14 元，首次覆盖给予“买入”评级。

**图表45：分部估值**

	单位	2022E
新能源业务归母净利润	百万元	723
PE	倍	19
新能源市值	百万元	13,744
水电归母净资产	百万元	11,906
PB	倍	2
水电板块市值	百万元	23,812
火电归母净资产	百万元	3,503
PB	倍	0.8
火电板块市值	百万元	2,802
目标市值	百万元	40,358
股份数	百万股	6,570
目标价	元	6.14

资料来源：华泰研究预测



## 风险提示

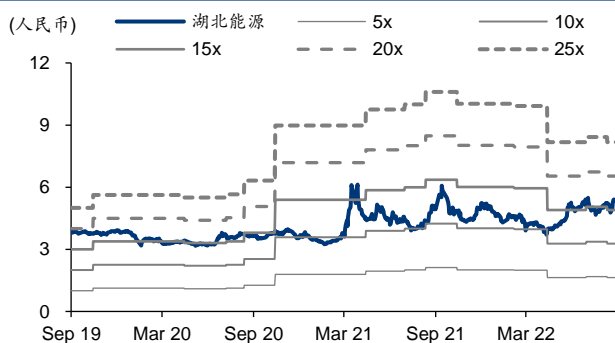
**长协煤保障不及预期。**虽然国家要求煤炭供应长协 100%覆盖煤电用煤需求，但实际情况可能不及预期，公司采购市场煤的价格或将高于长协价格。

**煤电电价上涨不及预期。**2022 年燃煤发电量原则上全部进入市场，公司 1H22 煤电电价基本较湖北省燃煤标杆上浮 20%，但下半年煤价下降，煤电电价有下行风险，全年煤电电价或低于预期，但大部分电量有年度长协高电价锁定，整体偏差不会太大。

**新能源发展不及预期。**我们预计公司十四五新增新能源装机 1000 万千瓦，但当下新能源发展竞争激烈，且 1000 万中 90%是光伏装机，目前光伏组件价格仍较高，公司新能源发展有不及预期风险。

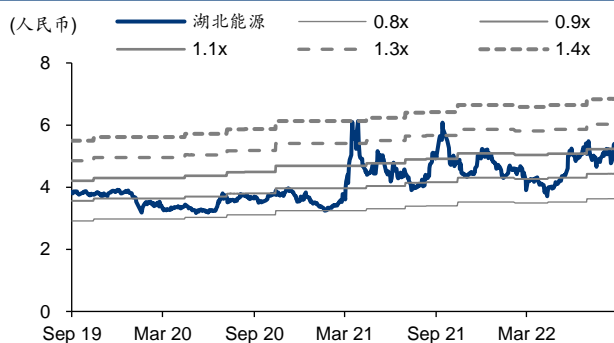
**来水不及预期。**历史年份，清江流域来水存在一定波动性，不排除未来公司水电站来水不及预期情况出现，从而造成公司水电发电量不及预期。

图表46: 湖北能源 PE-Bands



资料来源: Wind、华泰研究

图表47: 湖北能源 PB-Bands



资料来源: Wind、华泰研究

## 盈利预测

### 资产负债表

会计年度(人民币百万)	2020	2021	2022E	2023E	2024E
<b>流动资产</b>	5,299	12,318	12,649	12,482	13,147
现金	1,029	2,181	2,964	3,376	3,610
应收账款	3,008	3,987	3,607	3,432	3,620
其他应收账款	170.36	294.17	237.41	202.81	249.34
预付账款	317.95	4,295	4,464	4,154	4,307
存货	415.85	789.82	592.49	543.72	575.61
其他流动资产	357.95	771.89	784.39	773.75	784.79
<b>非流动资产</b>	54,868	60,755	82,821	95,001	103,196
长期投资	5,283	5,360	5,542	5,707	6,091
固定投资	41,099	45,719	67,367	78,447	86,179
无形资产	1,492	1,639	1,768	1,919	2,098
其他非流动资产	6,994	8,038	8,145	8,928	8,827
<b>资产总计</b>	60,167	73,073	95,470	107,484	116,343
<b>流动负债</b>	10,994	14,551	16,562	16,999	17,694
短期借款	3,031	2,460	2,460	2,460	2,460
应付账款	894.35	1,364	1,295	1,226	1,321
其他流动负债	7,069	10,727	12,806	13,313	13,913
<b>非流动负债</b>	14,119	22,167	40,487	48,670	53,094
长期借款	9,156	16,261	34,581	42,764	47,187
其他非流动负债	4,963	5,906	5,906	5,906	5,906
<b>负债合计</b>	25,113	36,718	57,049	65,669	70,788
少数股东权益	6,186	5,935	6,087	6,257	6,444
股本	6,507	6,507	6,570	6,570	6,570
资本公积	10,666	10,640	10,640	10,640	10,640
留存公积	11,666	13,245	15,071	17,106	19,351
归属母公司股东权益	28,868	30,420	32,334	35,558	39,111
<b>负债和股东权益</b>	60,167	73,073	95,470	107,484	116,343

### 现金流量表

会计年度(人民币百万)	2020	2021	2022E	2023E	2024E
<b>经营活动现金</b>	5,384	3,200	6,888	7,705	8,120
净利润	2,759	2,405	3,042	3,393	3,741
折旧摊销	2,051	2,448	2,758	3,586	4,124
财务费用	709.56	767.32	971.53	1,123	1,190
投资损失	(458.20)	(645.97)	(645.97)	(645.97)	(645.97)
营运资金变动	47.14	(1,802)	772.61	261.64	(275.55)
其他经营现金	275.15	27.91	(11.17)	(12.03)	(12.22)
<b>投资活动现金</b>	(2,087)	(3,669)	(24,174)	(15,115)	(11,667)
资本支出	(2,384)	(3,409)	(24,596)	(15,551)	(11,881)
长期投资	152.83	440.86	(182.43)	(165.14)	(383.96)
其他投资现金	144.72	(700.05)	605.30	601.56	597.93
<b>筹资活动现金</b>	(3,472)	1,606	18,069	7,822	3,780
短期借款	(1,061)	(570.67)	0.00	0.00	0.00
长期借款	(1,028)	7,105	18,320	8,183	4,423
普通股增加	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
资本公积增加	(0.49)	(26.62)	0.00	0.00	0.00
其他筹资现金	(1,382)	(4,902)	(250.93)	(361.56)	(642.98)
现金净增加额	(201.80)	1,128	782.90	412.08	233.46

资料来源:公司公告、华泰研究预测

### 利润表

会计年度(人民币百万)	2020	2021	2022E	2023E	2024E
<b>营业收入</b>	17,023	22,618	24,554	28,038	28,798
营业成本	12,348	18,864	19,554	22,322	22,550
营业税金及附加	130.53	138.87	150.76	172.15	176.81
营业费用	16.32	34.87	37.86	43.23	44.40
管理费用	477.73	614.48	667.07	761.72	782.37
财务费用	709.56	767.32	971.53	1,123	1,190
资产减值损失	(219.15)	0.00	0.00	0.00	0.00
公允价值变动收益	(20.92)	2.17	0.00	0.00	0.00
投资净收益	458.20	645.97	645.97	645.97	645.97
<b>营业利润</b>	3,579	3,026	3,868	4,311	4,749
营业外收入	51.99	36.32	36.32	36.32	36.32
营业外支出	76.92	65.73	65.73	65.73	65.73
<b>利润总额</b>	3,554	2,996	3,839	4,281	4,719
所得税	794.46	591.47	796.11	887.92	978.78
<b>净利润</b>	2,759	2,405	3,042	3,393	3,741
少数股东损益	302.10	65.93	152.12	169.67	187.03
归属母公司净利润	2,457	2,339	2,890	3,224	3,554
EBITDA	6,280	6,190	7,324	8,907	10,033
EPS(人民币, 基本)	0.38	0.36	0.44	0.49	0.54

### 主要财务比率

会计年度(%)	2020	2021	2022E	2023E	2024E
<b>成长能力</b>					
营业收入	7.67	32.86	8.56	14.19	2.71
营业利润	47.05	(15.45)	27.83	11.45	10.16
归属母公司净利润	63.97	(4.81)	23.57	11.53	10.23
<b>获利能力(%)</b>					
毛利率	27.47	16.60	20.36	20.39	21.70
净利率	16.21	10.63	12.39	12.10	12.99
ROE	8.75	7.89	9.21	9.50	9.52
ROIC	8.29	6.67	5.49	5.44	5.48
<b>偿债能力</b>					
资产负债率(%)	41.74	50.25	59.76	61.10	60.84
净负债比率(%)	49.90	59.74	106.59	118.34	119.02
流动比率	0.48	0.85	0.76	0.73	0.74
速动比率	0.41	0.46	0.43	0.43	0.44
<b>营运能力</b>					
总资产周转率	0.28	0.34	0.29	0.28	0.26
应收账款周转率	6.49	6.47	6.47	7.97	8.17
应付账款周转率	13.69	16.71	14.71	17.71	17.71
<b>每股指标(人民币)</b>					
每股收益(最新摊薄)	0.37	0.36	0.44	0.49	0.54
每股经营现金流(最新摊薄)	0.82	0.49	1.05	1.17	1.24
每股净资产(最新摊薄)	4.39	4.63	4.92	5.41	5.95
<b>估值比率</b>					
PE(倍)	13.72	14.41	11.66	10.45	9.48
PB(倍)	1.17	1.11	1.04	0.95	0.86
EV EBITDA(倍)	9.12	9.90	11.01	10.03	9.40

## 免责声明

### 分析师声明

本人, 王玮嘉、黄波, 兹证明本报告所表达的观点准确地反映了分析师对标的证券或发行人的个人意见; 彼以往、现在或未来并无就其研究报告所提供的具体建议或所表达的意见直接或间接收取任何报酬。

### 一般声明及披露

本报告由华泰证券股份有限公司(已具备中国证监会批准的证券投资咨询业务资格, 以下简称“本公司”)制作。本报告所载资料是仅供接收人的严格保密资料。本报告仅供本公司及其客户和其关联机构使用。本公司不因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于本公司认为可靠的、已公开的信息编制, 但本公司及其关联机构(以下统称为“华泰”)对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。

本报告所载的意见、评估及预测仅反映报告发布当日的观点和判断。在不同时期, 华泰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。同时, 本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。以往表现并不能指引未来, 未来回报并不能得到保证, 并存在损失本金的可能。华泰不保证本报告所含信息保持在最新状态。华泰对本报告所含信息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。

本公司不是 FINRA 的注册会员, 其研究分析师亦没有注册为 FINRA 的研究分析师/不具有 FINRA 分析师的注册资格。

华泰力求报告内容客观、公正, 但本报告所载的观点、结论和建议仅供参考, 不构成购买或出售所述证券的要约或招揽。该等观点、建议并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求, 在任何时候均不构成对客户私人投资建议。投资者应当充分考虑自身特定状况, 并完整理解和使用本报告内容, 不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果, 华泰及作者均不承担任何法律责任。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。

除非另行说明, 本报告中所引用的关于业绩的数据代表过往表现, 过往的业绩表现不应作为日后回报的预示。华泰不承诺也不保证任何预示的回报会得以实现, 分析中所做的预测可能是基于相应的假设, 任何假设的变化可能会显著影响所预测的回报。

华泰及作者在自身所知情的范围内, 与本报告所指的证券或投资标的不存在法律禁止的利害关系。在法律许可的情况下, 华泰可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易, 为该公司提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务或向该公司招揽业务。

华泰的销售人员、交易人员或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。华泰没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。华泰的资产管理部门、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。投资者应当考虑到华泰及/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信赖依据。有关该方面的具体披露请参照本报告尾部。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布的机构或人员, 也并非意图发送、发布给因可得到、使用本报告的行为而使华泰违反或受制于当地法律或监管规则的机构或人员。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可, 任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人(无论整份或部分)等任何形式侵犯本公司版权。如征得本公司同意进行引用、刊发的, 需在允许的范围内使用, 并需在使用前获取独立的法律意见, 以确定该引用、刊发符合当地适用法规的要求, 同时注明出处为“华泰证券研究所”, 且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

### 中国香港

本报告由华泰证券股份有限公司制作, 在香港由华泰金融控股(香港)有限公司向符合《证券及期货条例》及其附属法律规定的机构投资者和专业投资者的客户进行分发。华泰金融控股(香港)有限公司受香港证券及期货事务监察委员会监管, 是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司, 后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。在香港获得本报告的人员若有任何有关本报告的问题, 请与华泰金融控股(香港)有限公司联系。

### 香港-重要监管披露

- 华泰金融控股（香港）有限公司的雇员或其关联人士没有担任本报告中提及的公司或发行人的高级人员。
- 有关重要的披露信息，请参华泰金融控股（香港）有限公司的网页 [https://www.htsc.com.hk/stock\\_disclosure](https://www.htsc.com.hk/stock_disclosure) 其他信息请参见下方“美国-重要监管披露”。

### 美国

在美国本报告由华泰证券（美国）有限公司向符合美国监管规定的机构投资者进行发表与分发。华泰证券（美国）有限公司是美国注册经纪商和美国金融业监管局（FINRA）的注册会员。对于其在美国分发的研究报告，华泰证券（美国）有限公司根据《1934年证券交易法》（修订版）第15a-6条规定以及美国证券交易委员会人员解释，对本研究报告内容负责。华泰证券（美国）有限公司联营公司的分析师不具有美国金融监管（FINRA）分析师的注册资格，可能不属于华泰证券（美国）有限公司的关联人员，因此可能不受FINRA关于分析师与标的公司沟通、公开露面和所持交易证券的限制。华泰证券（美国）有限公司是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。任何直接从华泰证券（美国）有限公司收到此报告并希望就本报告所述任何证券进行交易的人士，应通过华泰证券（美国）有限公司进行交易。

### 美国-重要监管披露

- 分析师王玮嘉、黄波本人及相关人士并不担任本报告所提及的标的证券或发行人的高级人员、董事或顾问。分析师及相关人士与本报告所提及的标的证券或发行人并无任何相关财务利益。本披露中所提及的“相关人士”包括FINRA定义下分析师的家庭成员。分析师根据华泰证券的整体收入和盈利能力获得薪酬，包括源自公司投资银行业务的收入。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或不时会以自身或代理形式向客户出售及购买华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或其高级管理层、董事和雇员可能会持有本报告中所提到的任何证券（或任何相关投资）头寸，并可能不时进行增持或减持该证券（或投资）。因此，投资者应该意识到可能存在利益冲突。

### 评级说明

投资评级基于分析师对报告发布日后6至12个月内行业或公司回报潜力（含此期间的股息回报）相对基准表现的预期

（A股市场基准为沪深300指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普500指数），具体如下：

#### 行业评级

**增持：**预计行业股票指数超越基准

**中性：**预计行业股票指数基本与基准持平

**减持：**预计行业股票指数明显弱于基准

#### 公司评级

**买入：**预计股价超越基准15%以上

**增持：**预计股价超越基准5%~15%

**持有：**预计股价相对基准波动在-15%~5%之间

**卖出：**预计股价弱于基准15%以上

**暂停评级：**已暂停评级、目标价及预测，以遵守适用法规及/或公司政策

**无评级：**股票不在常规研究覆盖范围内。投资者不应期待华泰提供该等证券及/或公司相关的持续或补充信息

**法律实体披露**

**中国：**华泰证券股份有限公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格，经营许可证编号为：91320000704041011J

**香港：**华泰金融控股（香港）有限公司具有香港证监会核准的“就证券提供意见”业务资格，经营许可证编号为：AOK809

**美国：**华泰证券（美国）有限公司为美国金融业监管局（FINRA）成员，具有在美国开展经纪交易商业务的资格，经营业务许可编号为：CRD#:298809/SEC#:8-70231

**华泰证券股份有限公司****南京**

南京市建邺区江东中路 228 号华泰证券广场 1 号楼/邮政编码：210019

电话：86 25 83389999/传真：86 25 83387521

电子邮件：ht-rd@htsc.com

**深圳**

深圳市福田区益田路 5999 号基金大厦 10 楼/邮政编码：518017

电话：86 755 82493932/传真：86 755 82492062

电子邮件：ht-rd@htsc.com

**北京**

北京市西城区太平桥大街丰盛胡同 28 号太平洋保险大厦 A 座 18 层/

邮政编码：100032

电话：86 10 63211166/传真：86 10 63211275

电子邮件：ht-rd@htsc.com

**上海**

上海市浦东新区东方路 18 号保利广场 E 栋 23 楼/邮政编码：200120

电话：86 21 28972098/传真：86 21 28972068

电子邮件：ht-rd@htsc.com

**华泰金融控股（香港）有限公司**

香港中环皇后大道中 99 号中环中心 58 楼 5808-12 室

电话：+852-3658-6000/传真：+852-2169-0770

电子邮件：research@htsc.com

<http://www.htsc.com.hk>

**华泰证券（美国）有限公司**

美国纽约哈德逊城市广场 10 号 41 楼（纽约 10001）

电话：+212-763-8160/传真：+917-725-9702

电子邮件：Huatai@htsc-us.com

<http://www.htsc-us.com>

©版权所有 2022 年华泰证券股份有限公司