

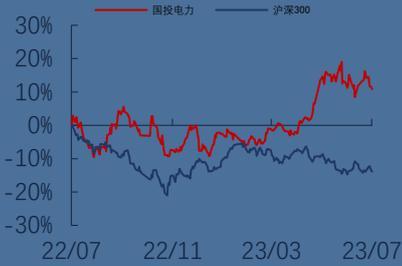


Research and
Development Center

国投电力：优质大水电兼具成长与价值，水风光互补打开增长空间

公用事业行业

2023年7月14日

证券研究报告
公司研究
首次覆盖
国投电力(600886.SH)
投资评级 **买入**
上次评级


资料来源：聚源，信达证券研发中心

公司主要数据

收盘价(元)	12.54
52周内股价	10.02-13.09
波动区间(元)	
最近一月涨跌幅(%)	-0.32%
总股本(亿股)	74.54
流通A股比例(%)	93.5%
总市值(亿元)	935

资料来源：聚源，信达证券研发中心

左前明 能源行业首席分析师

执业编号：S1500518070001

联系电话：010-83326712

邮箱：zuoqianming@cindasc.com

李春驰 电力公用联席首席分析师

执业编号：S1500522070001

联系电话：010-83326723

邮箱：lichunchi@cindasc.com

信达证券股份有限公司

CINDA SECURITIES CO., LTD

北京市西城区闹市口大街9号院1号楼

邮编：100031

国投电力：优质大水电兼具成长与价值，水风光互补打开增长空间

2023年7月14日

本期内容提要：

- **雅砻江优质大水电资产稀缺性凸显，水电业务兼具稳健及高成长性。优质及稀缺性：**截至2022年底，公司已投产水电装机量2128万千瓦，主要布局在雅砻江（1920万千瓦）、澜沧江（135万千瓦）及黄河干流（73万千瓦）；公司水电业务的核心资产为其控股的雅砻江水电（雅砻江流域水电资源开发的唯一主体）。雅砻江为我国第三大水电开发基地，流域天然落差大，降水丰富，补给一半来自地下水及高山冰雪融水，水量丰沛且径流年际变化不大，自然资源禀赋优越。在目前我国水电剩余可开发资源空间不足、优质水电资源基本开发完毕的背景下，雅砻江水电作为优质大水电资产的稀缺性凸显。此外，雅砻江流域已建成二滩、锦屏一级、两河口三大调节水库，梯级调度能力强，2022年投产的两河口水库具备多年调节能力，可平稳下游来水，增厚下游电站发电量，且公司在建两河口抽蓄电站（目前全球最大的混合式抽水蓄能项目），建成后可以更好地发挥调节作用，增加收益。受益于以上几点优势，雅砻江流域水电的发电利用小时数高且年际波动小，公司水电的经营稳健性凸显。**高成长性：**雅砻江全流域规划装机量3000多万千瓦，目前已开发1920万千瓦，待开发资源储备丰富。2021-2022年雅砻江中游的两河口、杨房沟电站陆续投产，装机量合计450万千瓦，随着电站自身发电能力及对下游的梯级补偿效益的不断释放，我们预计未来1-2年内雅砻江流域水电还有约166亿千瓦时的发电增量，为公司贡献归母净利润约7.1亿元。公司中游卡拉、孟底沟水电站在建，装机量合计342万千瓦，公司预计将于2029-2030投产；中游牙根一级（已获核准）、牙根二级、愣古以及上游10座水电站处于前期规划阶段，装机量合计738万千瓦。截至2023年一季度，公司在建及规划水电装机量共1131万千瓦，未来增长空间约五成。
- **雅砻江水风光互补优势显著，新能源装机增长提速下未来成长空间可期。**截至2022年底，公司新能源装机量合计460.3万千瓦，公司新能源装机增速快，近五年光伏装机量CAGR达60%，风电CAGR达24.5%，远超全国风光装机量增速。公司新能源项目储备丰富，在建风电及光伏装机量合计347.9万千瓦；根据公司规划，“十四五”期间公司新能源装机规模将达1472万千瓦，到2025年装机增长空间达1000万千瓦。2023年6月26日，公司的雅砻江柯拉光伏电站一期100万千瓦项目投产（目前全球最大水光互补电站），公司雅砻江水风光一体化建设取得重大进展，光伏装机量上新台阶。**项目获取优势：**雅砻江流域水风光互补绿色清洁可再生能源示范基地规划新能源装机量超4000万千瓦，开发潜力较大，公司依托雅砻江优质水电资源开展水风光互补，在周边新能源项目获取方面具有先天优势；**消纳优势：**水电具有启停迅速、运行灵活的特点，可对新能源电力提供良好的调节，且雅砻江流域具备多条省内、跨省（锦苏直流、雅中直流）线路通道，且正在规划建设川渝特高压交流工程，风光电接入流域已建电站开关站，可与水电打捆送出，有效提高新能源消纳保障性。
- **火电资产结构优质，在成本端压力缓解&电力市场化改革下火电盈利有望显著改善。资产质量：**2019-2020年公司转让了一批盈利能力较差的中小型火电机组，存量火电资产质量得到优化。截至2022年底，公司火电装机量1188.08万千瓦，以高参数、大容量的机组为主，百万千瓦级机组占控股火电装机容量的67.5%，在电力上市公司中领先；在建的钦州三期（2×66）以及华夏一期（1×60）等容量替代项目，公司预计将在2024年投产，届时火电装机量将进一步增长，资产质量有望进一步优化。**成本：**公司火电机组集中于沿海地区，用煤结构中海外进口煤占比大，2021-2022年受煤炭产能周期，俄乌冲突、海外煤进口受限等影响，公司入炉标煤单价大幅上涨，今年以来受全球能源供需紧张局势有所缓和、中国进口煤炭大幅增长、国

 请阅读最后一页免责声明及信息披露 <http://www.cindasc.com> 2

内非电煤需求相对疲软等因素影响，国内外煤价都有明显下降，公司成本端压力有望大幅缓解。**电价：**受益于燃煤发电上网电价市场化改革的推进，公司火电上网电价大幅提升，2022年涨幅达23%，未来随着电力市场化改革的不断推进，电价还有望从电能量、辅助服务和容量三部分实现多维度上涨。综上，随着今年煤价中枢下移以及电力市场化改革的持续推进，我们预计今年公司火电板块的盈利有望迎来大幅改善。

- **盈利预测与投资评级：**国投电力坐拥雅砻江优质、稀缺大水电资产，两杨投产后公司“十四五”期间仍有超160亿千瓦时水电电量有待释放，“十五五”新增水电装机有望达393万千瓦，水电业务兼具稳健及高成长性；公司新能源业务高速发展，2023-2025年风电、光伏装机增量有望达1000万千瓦；公司火电资产优质，2023年随着煤价中枢回落，公司火电业务业绩有望大幅改善。我们预测国投电力2023-2025年的归母净利润分别为73.4亿元、87.0亿元、95.6亿元，EPS分别为0.98元、1.17元、1.28元；对应7月13日收盘价的PE分别为12.74X、10.74X、9.78X，首次覆盖给予“买入”评级。
- **风险因素：**国内外煤炭价格大幅上涨；公司新能源项目建设进展不及预期；公司水电项目所在流域来水较差；两杨电价不确定性。

重要财务指标	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
营业总收入(百万元)	43,766	50,489	59,052	63,294	67,423
增长率 YoY %	11.3%	15.4%	17.0%	7.2%	6.5%
归属母公司净利润(百万元)	2,456	4,079	7,339	8,700	9,555
增长率 YoY%	-55.5%	66.1%	79.9%	18.6%	9.8%
毛利率%	29.3%	32.0%	41.8%	44.1%	44.3%
净资产收益率 ROE%	4.8%	7.5%	12.6%	13.9%	14.2%
EPS(摊薄)(元)	0.33	0.55	0.98	1.17	1.28
市盈率 P/E(倍)	38.06	22.91	12.74	10.74	9.78
市净率 P/B(倍)	1.79	1.69	1.58	1.47	1.37

资料来源：万得，信达证券研发中心预测；股价为2023年7月13日收盘价

目录

投资聚焦	6
一、坐拥优质稀缺资产雅砻江水电，经营业绩稳步提升	7
1.1 拥有雅砻江水电的绝对控股权，清洁能源装机占比高	7
1.2 经营业绩稳步增长，清洁能源成利润贡献主力	8
二、优质大水电资产稀缺性显著，未来成长空间可期	11
2.1 资源禀赋决定水电资产质量，优质大水电稀缺性凸显	11
2.2 公司水电项目储备充沛，水电装机仍具备一定的成长性	14
2.3 雅砻江水电资源禀赋优异，梯级电站群调节性能突出，利用小时数高且稳定	16
2.4 公司水电主要消纳地区电力供需趋紧，有望对水电电价形成支撑	19
2.5 水电成本主要来自折旧费用，两杨投产有望带来增量收益 27 亿元	21
三、新能源装机布局提速，雅砻江水风光互补打开未来成长空间	23
3.1 我国新能源装机增速明显加快，水风光一体化为未来重要发展方向	23
3.2 依托雅砻江优质水电资源，公司新能源项目获取及消纳优势显著	24
四、火电装机结构持续优化，双重利好下盈利改善可期	26
4.1 转让盈利能力较差的火电机组，持续优化火电装机结构	26
4.2 成本压力缓解叠加电价上浮，火电板块盈利或将迎来显著改善	28
五、盈利预测与估值	31
风险因素	33

表目录

表 1: 主要水电公司“十四五”期间新投产及在建/规划水电项目情况	12
表 2: 雅砻江水电的水能资源开发战略	15
表 3: 国投电力已投产及在建规划的水电站项目情况（截至 2023 年一季度）	15
表 4: 各流域电站调节能力对比	17
表 6: 2021-2022 我国电力供需形势	21
表 7: 两河口、杨房沟电站待释放利润测算	22
表 8: 近年来我国水风光互补政策梳理	23
表 9: 公司在建风电及光伏项目情况	24
表 10: 雅砻江水电新能源及抽水蓄能开发“四阶段”战略	25
表 11: 公司现有及在建火电控股装机情况	27
表 12: 盈利预测核心假设	31
表 13: 分板块盈利预测（百万元）	32
表 14: 可比公司估值表（截至 2023/7/13）	32

图目录

图 1: 公司股权结构（截至 2023 年一季报）	7
图 2: 公司装机结构及相应机组投产/剥离情况（万千瓦）	8
图 3: 2015-2023Q1 公司营收及增速（亿元）	8
图 4: 2015-2023Q1 公司归母净利润及增速（亿元）	8
图 5: 2015-2022 年公司营收结构（亿元）	9
图 6: 2015-2022 年公司毛利结构（亿元）	9
图 7: 2020-2022 年公司主要控股子公司贡献的归母净利润（亿元）	9
图 8: 2015-2022 年公司经营性净现金流及净投资性现金流（亿元）	10
图 9: 2015-2022 年公司资产负债率及有息资产负债率	10
图 10: 2015-2022 年公司期间费用及期间费用率（亿元）	10
图 11: 2015-2022 年公司股利支付总额、股利支付率及股息率（亿元）	10
图 12: 2015-2023H1 公司上网电量及构成（亿千瓦时）	10
图 13: 2015-2023H1 公司上网电价（元/千瓦时）	10
图 14: 水力发电模式图	11
图 15: 2014-2022 年我国常规水电装机规模（亿千瓦）	11
图 16: 我国十三大水电基地分布图（兆瓦）	11
图 17: 我国主要流域水电开发情况（截至 2021 年底）	11
图 18: 各时期水电分项投资较“十五”期间的增幅	13
图 19: 主要水电上市公司部分水电站单位容量投资额对比（万元/千瓦）	13
图 20: 2012-2022 年公司水电装机量（万千瓦）	14
图 21: 我国主要水电集团水电装机量（截至 2022 年底）（万千瓦）	14
图 22: 我国主要水电上市公司水电装机量占比（截至 2022 年底）（万千瓦）	14
图 23: 公司雅砻江流域已投产及在建规划水电站分布（截至 2023 年一季度）	15

图 24: 雅砻江流域地理位置及地形图	16
图 25: 长江上游部分支流月均来水量 (亿方)	16
图 26: 联合调度效果示意图	17
图 27: 两河口抽蓄项目示意图	17
图 28: 我国主要水电公司水电利用小时数 (小时)	19
图 29: 我国主要水电公司水电利用小时数波动性对比	19
图 30: 2015-2023H1 公司水电上网电量 (亿千瓦时)	19
图 31: 2015-2022 年公司分流域水电上网电价 (元/千瓦时)	20
图 32: 2015-2022 年我国主要水电公司水电上网电价 (元/度)	21
图 33: 2015-2022 年四川省发用电量及增速 (亿千瓦时)	21
图 34: 四川省某大型水电站完全成本构成 (含财务费用)	22
图 35: 2018-2022 年雅砻江水电折旧额及占营业成本比重 (亿元)	22
图 36: 2018-2022 年雅砻江水电度电收入、成本及净利 (元)	22
图 37: 2012-2022 年我国新能源装机量 (万千瓦)	24
图 38: 2012-2035E 公司控股新能源装机量 (万千瓦)	24
图 39: 雅砻江清洁能源基地下游电力调度	25
图 40: 公司风电利用小时数与全国平均对比 (小时)	26
图 41: 公司光伏利用小时数与全国平均对比 (小时)	26
图 42: 2018-2023H1 公司风电光伏上网电量 (亿千瓦时)	26
图 43: 2018-2023H1 公司风电光伏平均上网电价 (元/千瓦时)	26
图 44: 公司火电装机容量 (万千瓦)	27
图 45: 2022 年主要电力公司火电机组容量结构	27
图 46: 主要电力公司火电 (煤电) 利用小时数 (小时)	28
图 47: 2022 年公司国内火电装机分布省区比例	28
图 48: 公司火电上网电量及增速 (亿千瓦时)	28
图 49: 公司火电机组所在地用电量及增速 (亿千瓦时)	28
图 50: 2018-2023Q1 公司火电上网电价 (元/千瓦时, 含税)	29
图 51: 2015-2022 年公司火电板块毛利情况 (亿元)	29
图 52: 2018-2023Q1 公司采购长协煤及市场煤数量 (万吨)	30
图 53: 2018-2023Q1 公司入炉标煤单价 (不含税, 元/吨)	30
图 54: 年度长协价:CCTD 秦皇岛动力煤(Q5500)(元/吨).....	30
图 55: 长江口动力煤现货及 CCI 动力煤到岸价 (元/吨)	30

投资聚焦

- 1) **公司水电板块的核心资产雅砻江水电为优质稀缺的大水电资产。**雅砻江为我国第三大水电开发基地，自然资源禀赋优越，水量丰富且年际变化不大；流域已建成三大调节水库，梯级联合调度能力强；受益于以上两点优势，水电的发电利用小时数高且年际波动小。在目前优质水电资源基本开发完毕的背景下，雅砻江水电作为优质大水电的稀缺性凸显。
- 2) **两杨电量有待释放，雅砻江流域待开发装机量超 1000 万千瓦，公司水电业务具有高成长性。**随着两杨电站自身发电能力及对下游的梯级补偿效益的不断释放，我们预计未来 1-2 年内雅砻江流域发电量将有显著增长；雅砻江全流域规划装机量 3000 多万千瓦，目前已开发 1920 万千瓦，在建+规划水电装机量 1131 万千瓦，未来水电装机增长空间约五成。
- 3) **推进雅砻江水风光一体化建设，项目获取及消纳优势显著，未来新能源成长空间可期。**根据公司规划，到 2025 年公司新能源装机增长空间有望达到 1000 万千瓦。公司依托雅砻江优质水电资源开展水风光互补，在周边新能源项目获取方面具有先天优势，且水风光互补可以平滑出力曲线、借已有通道实现打捆外送，公司风电光伏消纳优势明显。
- 4) **火电资产结构优质，盈利有望显著改善。**公司火电机组以高参数大容量机组为主，百万千瓦级机组占 67.5%；公司火电机组集中在沿海等经济发达、电力需求旺盛的地区，利用小时数有保障；且用煤结构里面海外煤占比高，随着今年海外煤价中枢下降及电力市场化改革的推进，我们预计公司火电板块的盈利有望迎来大幅改善。

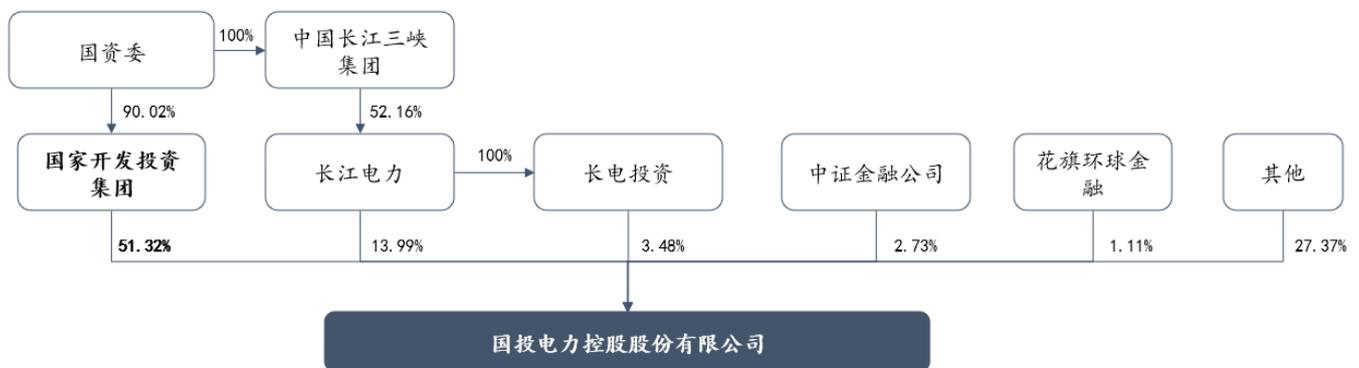
一、坐拥优质稀缺资产雅砻江水电，经营业绩稳步提升

1.1 拥有雅砻江水电的绝对控股权，清洁能源装机占比高

国投电力前身为湖北兴化，2002 年完成重大资产重组，国投集团成为上市公司的第一大股东，主营业务变更为电力的生产和供应；2003 年发改委授权国投集团旗下二滩水电公司（现“雅砻江水电”）独家负责雅砻江流域水电资源开发；2009 年国投集团将二滩水电注入上市公司，自此，国投电力获得雅砻江流域水电资源开发唯一主体——雅砻江水电的绝对控股权。目前，公司已经形成以清洁能源为主，水火并济、风光互补的发电业务结构，并涉及储能、售电及综合能源服务领域。

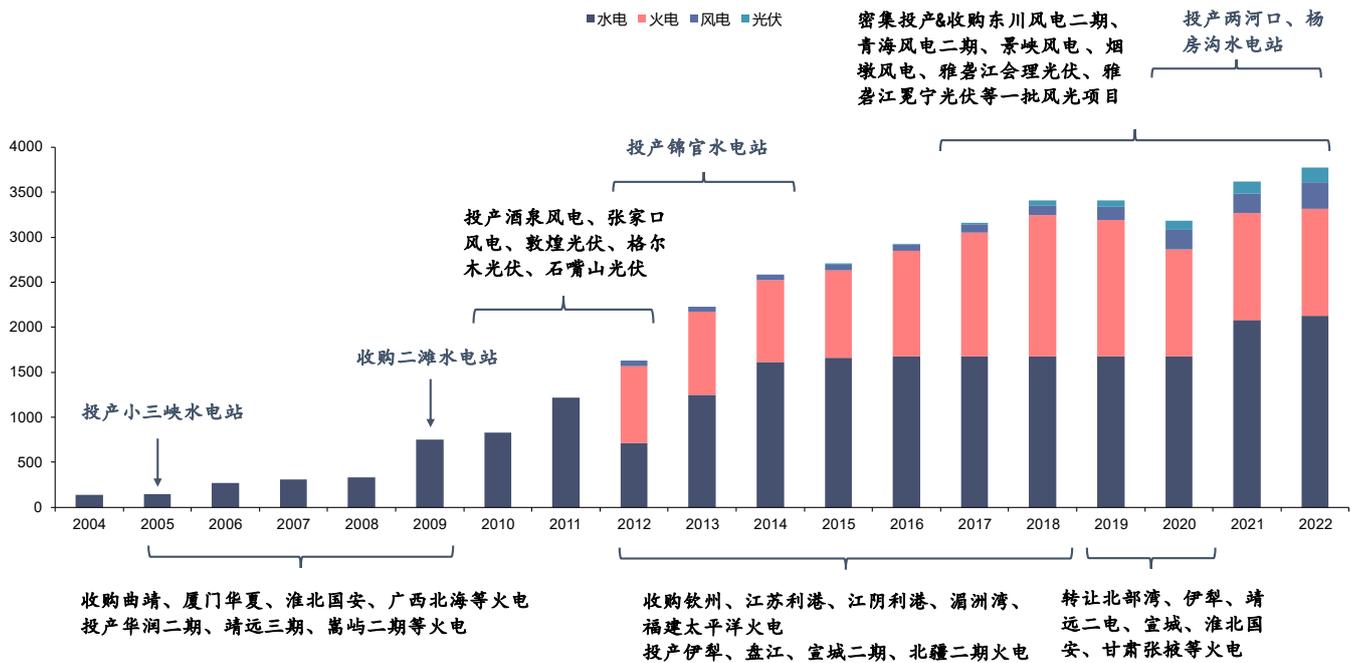
控股股东国家开发投资集团持股 51.32%，二股东长江电力持续增持。截至 2023 年一季度，国投集团持股 51.32%，为公司控股股东；长江电力直接或通过长电投资不断增持公司股份，持股比例由 2016 年的 1.73% 增至 2023Q1 的 17.47%，目前为公司第二大股东。

图 1：公司股权结构（截至 2023 年一季度）



资料来源：Wind，信达证券研发中心

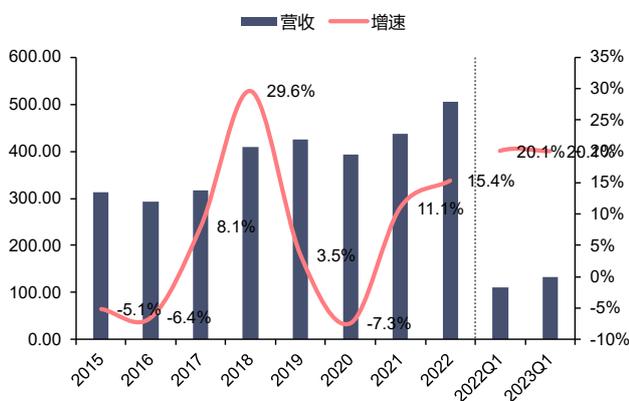
公司装机结构以水电为主，火电资产结构优化，清洁能源装机占比逐渐提升。公司的装机以水电为主，随着两杨水电站的投产，公司水电装机规模再上新台阶，2022 年水电装机量达 2128 万千瓦，占比 56.3%；新能源方面，2017 年以来公司风电、光伏装机量增长加速，近 5 年 CAGR 达 32.1%，风光装机占比由 2017 年的 3.6% 提升至 2022 年的 12.2%；火电方面，公司持续优化火电装机结构，2019-2020 年陆续转让一批盈利性较差的火电机组，火电装机量由 2018 年的 1575.6 万千瓦降至 2022 年的 1188.1 万千瓦，占比也由 46.3% 降至 31.5%。

图 2: 公司装机结构及相应机组投产/剥离情况 (万千瓦)


资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心 注: 2004-2011 年数据为总装机量, 2012-2022 年数据为分电源装机量

1.2 经营业绩稳步增长, 清洁能源成利润贡献主力

装机量及电价上升带动营收增长, 归母净利润受煤价影响有所波动。近年来公司营收整体呈上升趋势, 2015-2022 年 CAGR 为 7.1%, 其中 2020 年由于公司转让部分火电资产导致当年营收有所下降, 2022 年主要受益于两杨水电站全面投产及燃煤电价价格上浮, 公司实现营收 504.9 亿元, 同比增长 15.4%。公司的清洁能源发电板块盈利稳健增长, 而火电板块盈利则受煤价影响有所波动。2021 年由于煤价大涨公司业绩承压, 当年实现归母净利润 24.4 亿元, 同比减少 55.8%; 2022 年煤价再度上涨, 但电价上浮部分疏导了较高的燃料成本, 当年公司实现归母净利润 40.8 亿元, 同比增长 66.1%。2023Q1, 受益于清洁能源贡献收入提升, 以及国内外煤价的企稳下行, 公司归母净利润实现大幅修复, 同比增长 55.5%。

图 3: 2015-2023Q1 公司营收及增速 (亿元)


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

图 4: 2015-2023Q1 公司归母净利润及增速 (亿元)


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

水电为公司毛利润主要来源, 风光毛利贡献逐年提升。公司营收的主要来源为水电及火电业务, 2022 年公司水电实现营收 237.7 亿元, 占比 49.7%, 火电实现营收 202.3 亿元, 占比

请阅读最后一页免责声明及信息披露 <http://www.cindasc.com> 8

42.3%，二者合计占比92%，其余为风光等其他业务贡献。而毛利润构成中，水电贡献了绝大部分，2022年公司水电实现毛利146.3亿元，占比89.2%；风电和光伏对毛利的贡献逐年提升，2016-2022年公司风电及光伏业务的毛利由1.7亿元提升至20.5亿元，占比由1.2%提升至12.5%。

图 5: 2015-2022 年公司营收结构 (亿元)



资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

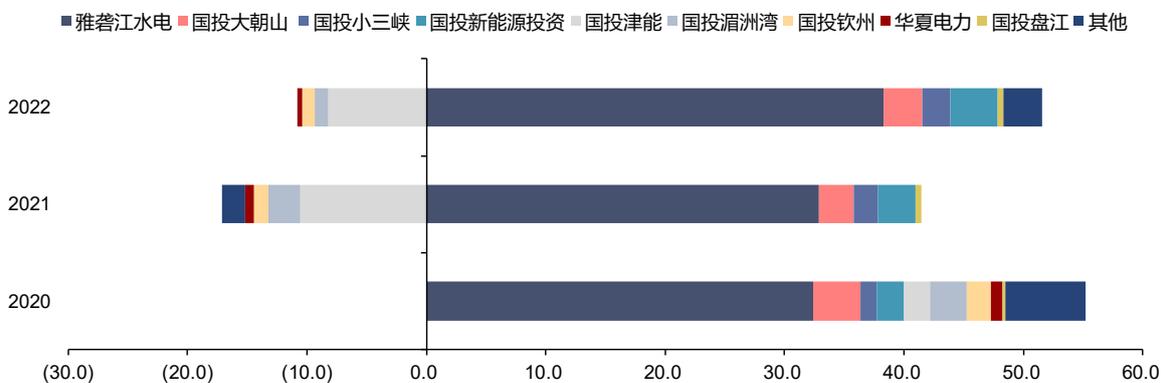
图 6: 2015-2022 年公司毛利结构 (亿元)



资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

公司水电业务的主要经营主体为雅砻江水电、国投大朝山、国投小三峡，2022 年分别贡献归母净利润 38.3 亿元 (93.8%)、3.3 亿元 (8.1%)、2.3 亿元 (5.7%)；新能源业务的主要经营主体为国投新能源投资及雅砻江水电等，其中中国投新能源投资 2022 年贡献归母净利润 4 亿元 (9.7%)；火电业务的主要经营主体为国投津能、国投湄洲湾、国投钦州、华夏电力，国投盘江，2022 年分别贡献归母净利润-8.2 亿元、-1.1 亿元、-1.1 亿元、-0.4 亿元、0.5 亿元 (1.2%)。

图 7: 2020-2022 年公司主要控股子公司贡献的归母净利润 (亿元)

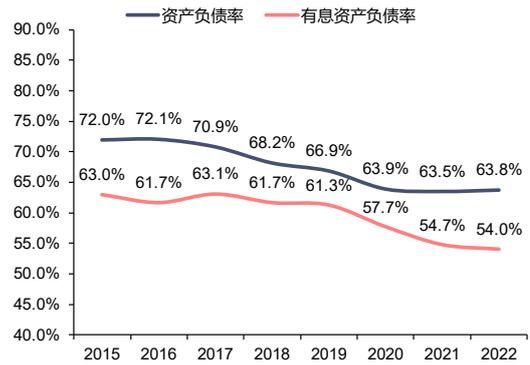


资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

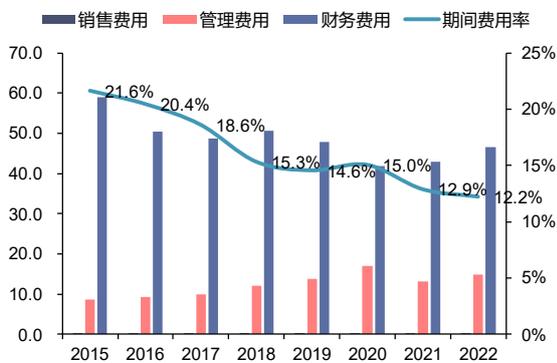
现金流稳健充沛，负债率和财务费用稳步下降，高比例股利支付率维持较好的分红回报。公司的水电业务可产生充沛的现金流，近年来公司每年经营活动产生的净现金流基本维持在 180 亿元以上，2022 年公司经营性净现金流高达 219.6 亿元，同比增长 50.1%。充足的现金流可以很好地支撑公司降低负债率和财务费用，并支持未来几年水电及新能源项目的投资建设。公司的资产负债率已经由 2015 年的 72% 降至 2022 年的 63.8%，有息资产负债率由 2015 年的 63% 下降至 2022 年的 54%，同时财务费用随之呈下降趋势。公司历年分红较稳定，2015 年以来分红率保持在 35% 以上，近两年股利支付率提升至 50%，2022 年分红对应当年年底收盘价股息率为 2.5%。

图 8: 2015-2022 年公司经营性净现金流及净投资性现金流 (亿元)

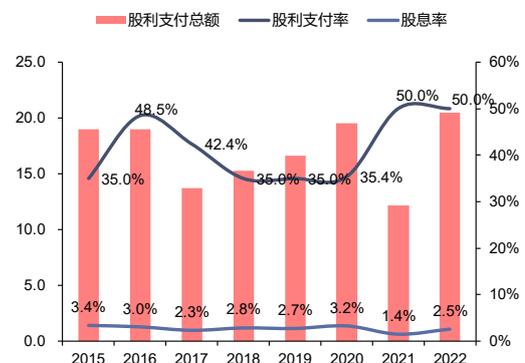

资料来源: Wind, 信达证券研发中心

图 9: 2015-2022 年公司资产负债率及有息资产负债率


资料来源: iFinD, 信达证券研发中心 注: 有息资产负债率 = 有息负债/总资产

图 10: 2015-2022 年公司期间费用及期间费用率 (亿元)


资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

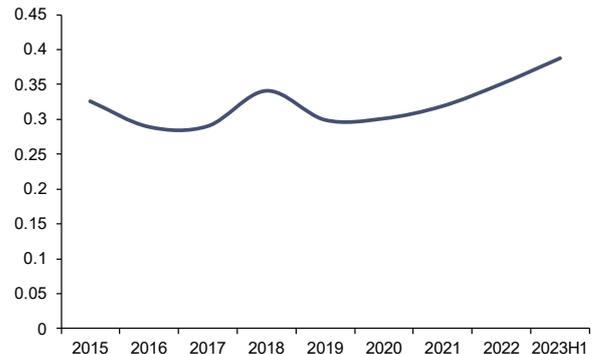
图 11: 2015-2022 年公司股利支付总额、股利支付率及股息率 (亿元)


资料来源: Wind, 信达证券研发中心 注: 计算股息率采用的股价为当年年底 (12 月 31 日) 收盘价

近年来公司上网电量整体呈上升趋势，上网电价有所抬升。2022 年公司上网电量 1525.2 亿千瓦时，同比增长 2.1%，其中水电电量 986.2 亿千瓦时（占比 64.7%），火电电力 164.3 亿千瓦时（占比 31%），风光电量合计 65.8 亿千瓦时（占比 4.3%）；2023 年上半年，公司实现上网电量 664.07 亿千瓦时，同比增长 4.3%。电价方面，我们认为，主要受益于电改加速及电力供需关系趋紧，2019 年以来公司上网电价逐年抬升，2022 年公司平均上网电价为 0.351 元/千瓦时，同比上涨 10%；2023 年上半年，公司平均上网电价为 0.388 元/千瓦时，同比上涨 7.9%。

图 12: 2015-2023H1 公司上网电量及构成 (亿千瓦时)


资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

图 13: 2015-2023H1 公司上网电价 (元/千瓦时)


资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

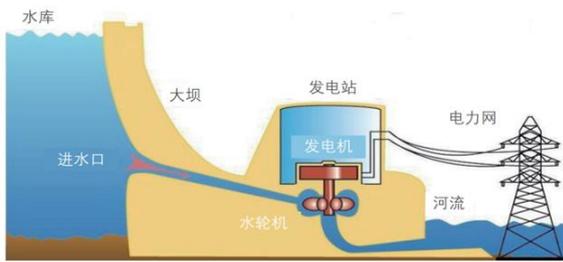
二、优质大水电资产稀缺性显著，未来成长空间可期

2.1 资源禀赋决定水电资产质量，优质大水电稀缺性凸显

资源禀赋是决定水电资产质量的核心因素。水力发电是利用大坝集中水流，经水轮机与发电机的联合运转，将集中的水能（动能和势能）转换为电能，其收入由水电上网电量和电价决定，而成本主要受造价影响。通常流量越大、水头越高、持续时间越长，在一段时间内水电发电量越大，而水电的调节能力则通过影响水电发电量的时间分布从而提高其综合收益。上述因素（流量、水头、调节能力）都受到流域自然条件（如降水、地形、水文等）的严重制约，因此流域的资源禀赋对水电资产质量起着决定性作用。

水电剩余可开发资源有限，优质大水电资产高度稀缺。目前我国已形成十三大水电基地，主要分布在长江、黄河流域，以及西南、华南、东北地区，划分给长江电力、国投电力、华能水电、川投能源、国电电力等公司进行开发建设。根据国家发改委 2005 年发布的全国水利资源复查结果，我国水电资源理论蕴藏量装机 6.94 亿千瓦，技术可开发装机 5.42 亿千瓦，经济可开发装机量 4.02 亿千瓦。截至 2022 年底，我国常规水电装机容量达 3.68 亿千瓦，已占总技术可开发量的 67.9%，经济可开发量的 91.5%。优质水电资源基本开发完毕，近年来水电装机量增速趋于放缓，剩余未开发的资源主要分布在各流域上游，以及出于地质条件和生态问题而尚未开发的怒江、雅鲁藏布江地区，此类地区的水电资源开发难度大，开发成本高。因此，存量的优质大水电资产具有高度的稀缺性。

图 14: 水力发电模式图



资料来源：长江电力价值手册（2022），信达证券研发中心

图 15: 2014-2022 年我国常规水电装机规模（亿千瓦）



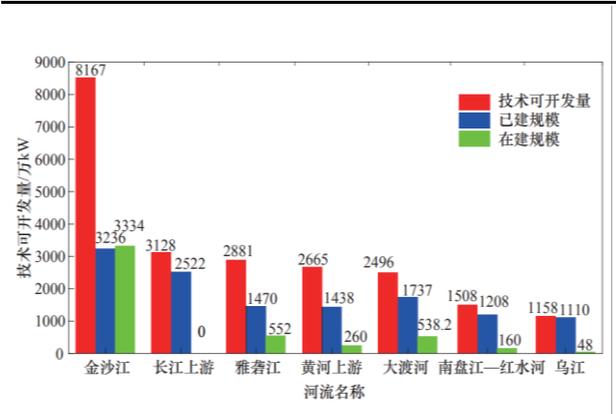
资料来源：国家能源局，人民政府网，发改委环境司，国际能源网，中国能源报，水电总院，中国电力新闻网，EESIA，信达证券研发中心

图 16: 我国十三大水电基地分布图（兆瓦）



资料来源：长江电力价值手册（2022），信达证券研发中心

图 17: 我国主要流域水电开发情况（截至 2021 年底）



资料来源：李昇等《我国流域梯级水电开发的回顾与展望》，信达证券研发中心

“十四五”、“十五五”我国计划各新增 4000 万千瓦左右水电，国投电力“十四五”、“十五五”（计划）装机增量位居前列。《2030 碳达峰行动方案》中提出“十四五”、“十五五”期间，我国分别新增水电装机容量 4000 万千瓦左右的目标（不含抽蓄）。截至 2022 年底，我国“十四五”期间新投产乌白、两杨、苏洼龙等水电项目，装机量合计 2949 万千瓦，已完成“十四五”目标的 74%。目前我国主要水电公司在建水电装机 1619.6 万千瓦，我们预计“十四五”剩余时间（2023-2025 年）将投产 492 万千瓦，另有 1955.5 万千瓦在规划中，在建及规划规模合计 3575 万千瓦，约占现有水电装机容量的 8.6%。

“十四五”期间水电装机增量最大的是长江电力，装机增量 2620 万千瓦（乌白电站）；其次为国投电力，装机增量 450 万千瓦（两杨），我们预计其“十五五”期间还将投产 393 万千瓦（含印尼巴塘电站）。

表 1: 主要水电公司“十四五”期间新投产及在建/规划水电项目情况

公司	电站名称	建设情况	装机容量(万千瓦)	投产/预计投产时间
长江电力	乌东德	已投产	1020	2021
	白鹤滩	已投产	1600	2022
小计	公司“十四五”装机增量 2620 万千瓦，我们预计“十五五”暂无新增装机量			
国投电力	杨房沟	已投产	150	2021
	两河口	已投产	300	2022
	印尼巴塘	在建	51	2026
	卡拉	在建	102	2029
	孟底沟	在建	240	2030
	牙根一级	规划	27	-
	楞古	规划	257.5	-
	牙根二级	规划	108	-
	雅砻江上游 10 座水电站	规划	345.5	-
小计	公司“十四五”装机增量 450 万千瓦，我们预计“十五五”新增装机 393 万千瓦； 在建+规划装机规模合计 1131 万千瓦（占公司已投产装机量的 53.1%）			
国电电力	双江口	在建	200	2023
	金川	在建	86	2025
	沙坪一级	在建	36	2025
	枕头坝二级	在建	30	2025
	霍尔古吐	在建	42.65	2026
	安宁	规划	40	-
	巴底	规划	70	-
	丹巴	规划	119.66	-
	老鹰岩	规划	64	-
小计	我们预计公司“十四五”将新增装机 352 万千瓦，“十五五”新增装机 43 万千瓦； 在建+规划合计 688.31 万千瓦（占公司已投产装机量的 46%）			
华能水电	托巴	在建	140	2025
	如美	在建	260	2035
	邦多	在建	72	2035
	古学	在建	210	2035
	班达	在建	150	2035
	古水	规划	220	2035
	侧格	规划	12.9	2035
	卡贡	规划	24	2035
	约龙	规划	12.9	2035
西藏地区	规划	260	-	
小计	我们预计公司“十四五”将新增装机 140 万千瓦，“十五五”暂无新增装机量； 在建+规划合计 1361.8 万千瓦（占公司已投产装机量的 59.3%）			
桂冠电力	松塔	规划	360	-
	八渡	规划	34	-
小计	我们预计公司“十四五”、“十五五”暂无新增装机量； 在建+规划合计 394 万千瓦（占公司已投产装机量的 38.5%）			

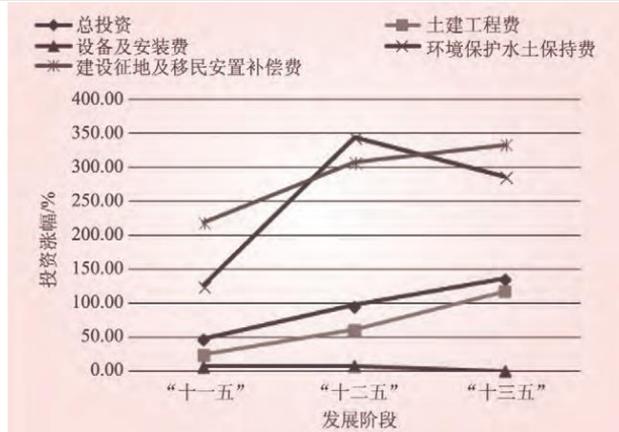
资料来源: Wind, 各公司公告, 雅砻江水电债券募集说明书, 国电大渡河信用评级报告, 各地人民政府, 国家能源局, 北极星水力发电网, 四川铁能电力开发有限公司官网, 光明网, 中国能源报, 中国水力发电工程学会, 中国水电顾问集团, 信达证券研发中心

受水能资源条件、建设条件、生态环保等因素影响，我国水电项目单位容量投资额整体呈上升趋势。根据于倩倩等《关于水电开发投资电价问题的探讨》，“十五”至“十三五”，已投产水电项目的平均单位容量投资增幅分别为 19.1%、41.4%、62.1%，造价的上涨主要由于征地移民补偿、环保水土保持、土建工程等分项投资额的快速上升。从上市公司层面来看，我国主要水电上市公司在各流域的水电项目单位容量投资额均呈明显的上升趋势。以国投电力在雅砻江流域的水电站为例，2013、2014 年投产的锦官电源组平均单位容量投资额为 0.82 万元/千瓦，而 2021 投产的杨房沟电站单位容量投资额达 1.33 万元/千瓦。2022 年投产的两河口电站由于其建造时间晚，在流域中所处位置中游偏上，且具多年调节能力，单位容量投资额最高，达到 2.22 万元/千瓦。此外，长江电力旗下 2022 年投产的白鹤滩电站单位容量投资额也达到 1.38 万元/千瓦，较 2014 年投产的同样具有年调节性能的洛溪渡电站单位容量投资额高出 0.98 万元/千瓦。

我们认为，随着未来水电开发逐步向中上游地区推进，建设条件愈发复杂，生态、社会等投入或将持续提升，水电项目单位容量投资有进一步上涨的趋势。因此存量水电资产的低成本优势更加突出。

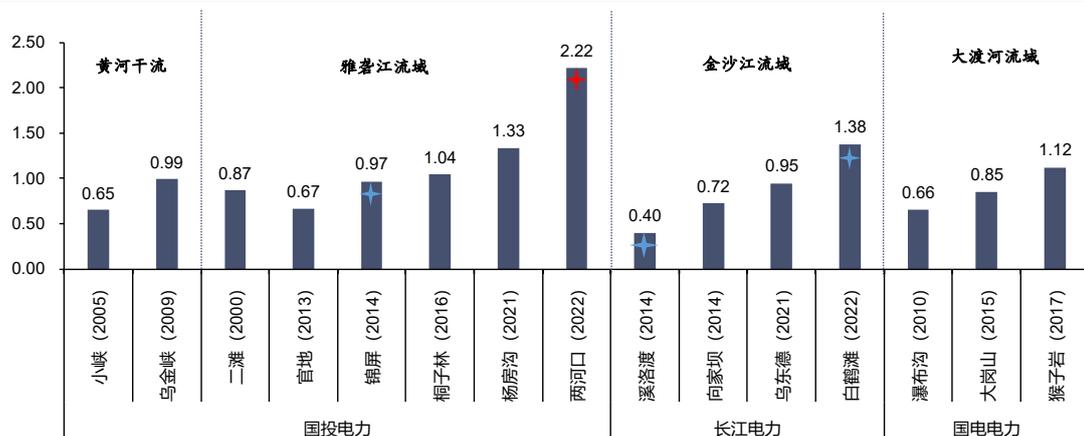
在电价方面，工程投资是制定水电站电价的主要基础，考虑到水电站基本的盈利性，我们认为，在现行水电价格机制下，待开发水电站的定价或有提高，但上浮空间有限，整体盈利水平大概率不及已有电站；而对于一些中上游调节性能好的电站，如国投电力两河口电站，投产后受益于梯级补偿效益，流域下游电站有望产生增发电量收益，同时因其具有多年调节能力，且在建抽蓄项目，未来也有望获得容量电价，从而进一步增厚收益。

图 18：各时期水电分项投资较“十五”期间的增幅



资料来源：于倩倩等《关于水电开发投资电价问题的探讨》，信达证券研发中心

图 19：主要水电上市公司部分水电站单位容量投资额对比（万元/千瓦）

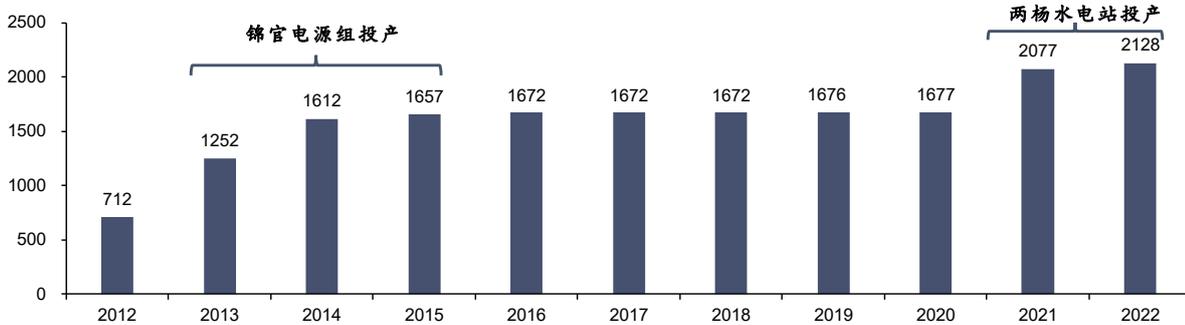


资料来源：国资委，各地人民政府，新华社，央广网，中国大坝工程学会，信达证券研发中心 注：红色星星表示水库具有多年调节能力，蓝色星星表示水库具有年调节能力

2.2 公司水电项目储备丰沛，水电装机仍具备一定的成长性

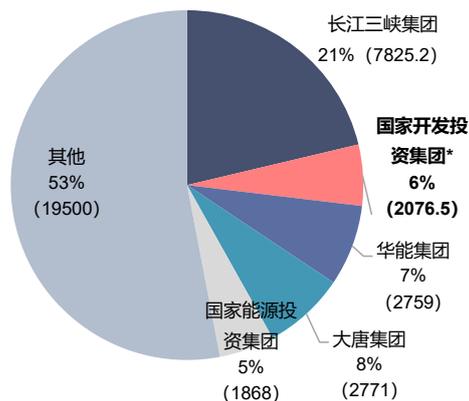
公司水电控股装机量居全国第三，两杨水电站投产装机量再上新台阶。2012-2014年锦官电源组投产，公司水电装机量大幅增长，由712万千瓦提升至1612万千瓦；2021-2022年两河口、杨房沟水电站投产后，公司水电装机量再上新台阶，截至2022年，公司水电控股装机量达2128万千瓦，占全国水电装机总量的5.8%，在主要上市公司中排第三位。

图 20：2012-2022 年公司水电装机量（万千瓦）



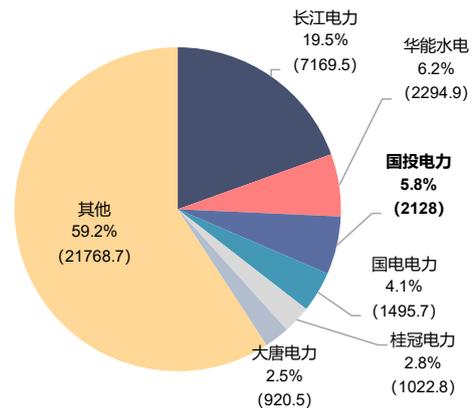
资料来源：公司公告，信达证券研发中心

图 21：我国主要水电集团水电装机量（截至 2022 年底）（万千瓦）



资料来源：各集团评级报告，债券募集说明书，信达证券研发中心
 注：长江三峡集团水电装机量不含境外部分；国家开发投资集团水电装机量为截至 2021 年底数据

图 22：我国主要水电上市公司水电装机量占比（截至 2022 年底）（万千瓦）



资料来源：各公司公告，信达证券研发中心 注：长江电力装机容量数据截至 2023 年 3 月

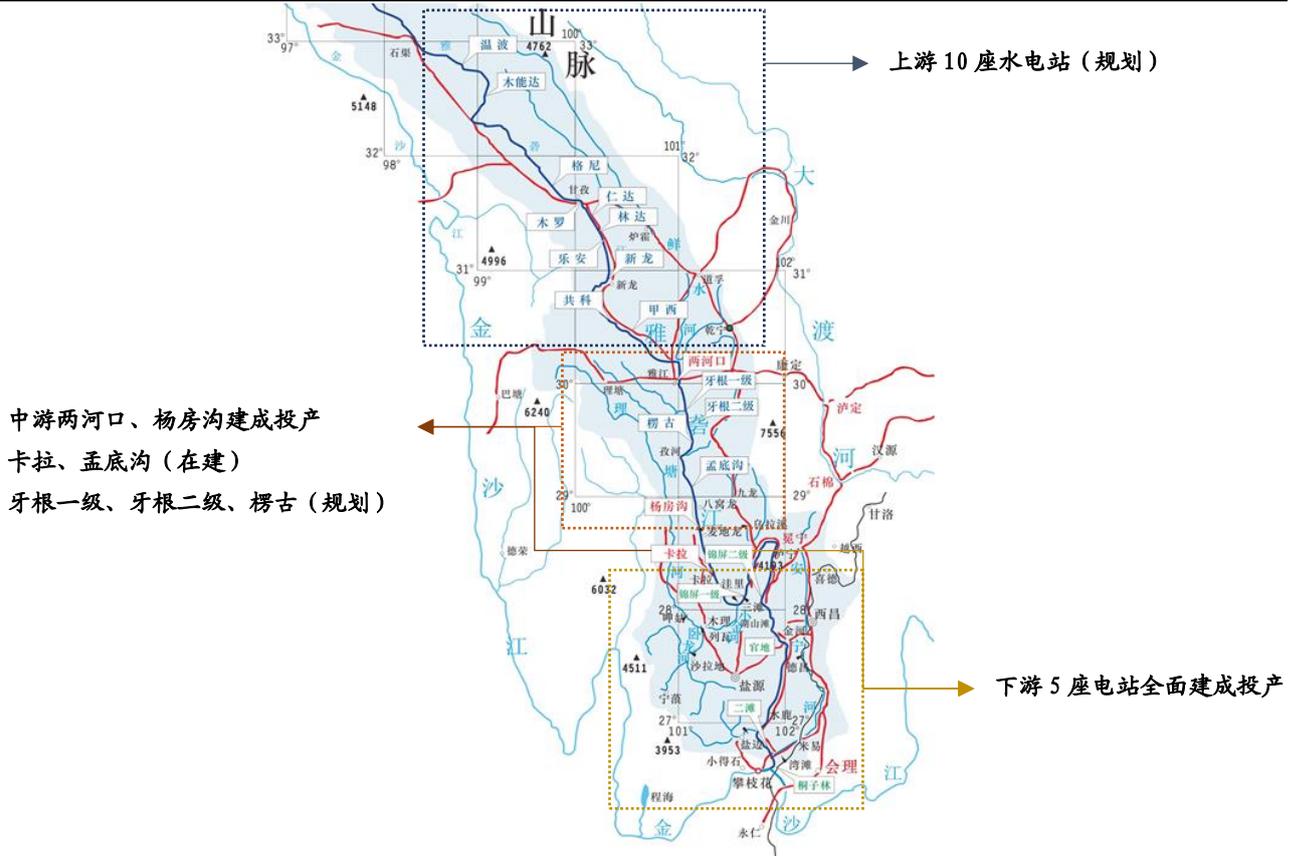
公司雅砻江水电在建及规划项目储备丰沛，装机增量打开业绩增长空间。雅砻江干流共规划开发 22 级电站，规划总可开发装机容量约 3,000 万千瓦，其中上游 10 座电站，装机量合计 345.5 万千瓦（占比 11.5%）；中游 7 座电站，装机量合计 1184.5 万千瓦（占比 39.5%）；下游 5 座电站，装机量合计 1470 万千瓦（占比 49%）。目前下游 5 座电站已全面建成投产，中游杨房沟、两河口电站已分别于 2021 年 10 月、2022 年 3 月全面投产，卡拉、孟底沟电站在建，其中卡拉电站于 2020 年 6 月获得核准，同年 7 月开工建设，孟底沟电站于 2021 年 3 月获得核准，同年 9 月开工建设，公司预计以上两座电站将于 2029-2030 年建成投产，其余电站正在前期规划中。除雅砻江流域外，公司还在澜沧江流域拥有大朝山电站（135 万千瓦），在黄河干流拥有大峡、小峡、乌金峡三座电站（合计 73 万千瓦），另有印尼巴塘水电（51 万千瓦）在建，公司预计 2026 年投产。

根据雅砻江水电的规划，2015-2030 年，公司要建设 4-5 个雅砻江中游主要梯级电站，实现新增装机 800 万千瓦左右，水电发电能力达到 2300 万千瓦左右（较目前 1920 万千瓦仍有

380万千瓦增长空间); 2030-2050年, 公司雅砻江流域水电开发将全面完成, 水电发电能力达到3000万千瓦左右(较目前增长空间1080万千瓦)。

“十四五”初(2021-2022年)雅砻江中游的杨房沟、两河口电站发电机组陆续投产, 装机容量合计450万千瓦, 公司水电装机量得到大幅增长, 两杨电站自身发电量及对下游电站的梯级补偿效应正在逐步释放, 2022年, 雅砻江水电发电量885.2亿千瓦时, 同比+13.7%; 2023年1-4月, 雅砻江水电发电量283.3亿千瓦时, 同比+30.9%。截至2023年一季度, 公司在建装机393万千瓦, 规划装机738万千瓦, 我们预计公司“十五五”期间将新增装机393万千瓦。公司目前在建及规划装机合计1131万千瓦, 未来公司水电装机还有50%左右的增长空间。

图 23: 公司雅砻江流域已投产及在建规划水电站分布(截至2023年一季度)



资料来源: 雅砻江水电公司官网, 信达证券研发中心整理

表 2: 雅砻江水电的水能资源开发战略

时间阶段	战略目标
2000年以前	开发建设二滩水电站, 实现投运装机规模330万千瓦
2000-2015年	建设锦屏水电站、官地水电站、桐子林水电站, 全面完成雅砻江下游梯级水电开发。公司拥有的发电能力提升至1470万千瓦, 规模效益和梯级补偿效益初步显现, 基本形成现代化流域梯级电站群管理的雏形
2015-2030年	建设包括两河口水电站在内的4-5个雅砻江中游主要梯级电站, 实现新增装机800万千瓦左右, 公司水电发电能力达到2300万千瓦左右
2030-2050年	雅砻江流域水电开发全面完成, 公司水电发电能力达到3000万千瓦左右

资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

表 3: 国投电力已投产及在建规划的水电站项目情况(截至2023年一季度)

水电站名称	所属流域	装机容量(万千瓦)	建设情况	实际/预计投产年份
锦屏一级	雅砻江	360	已投产	2014
锦屏二级		480	已投产	2014

官地		240	已投产	2013
二滩		330	已投产	2000
桐子林		60	已投产	2016
两河口		300	已投产	2022
杨房沟		150	已投产	2021
卡拉		102	在建	2029
孟底沟		240	在建	2030
牙根一级		27	核准	-
楞古		257.5	规划	-
牙根二级		108	规划	-
上游 10 座水电站		345.5	规划	-
大朝山	澜沧江	135	已投产	2003
大峡		36	已投产	1998
小峡	黄河干流	23	已投产	2005
乌金峡		14	已投产	2009
印尼巴塘	巴丹托鲁河	51	在建	2026

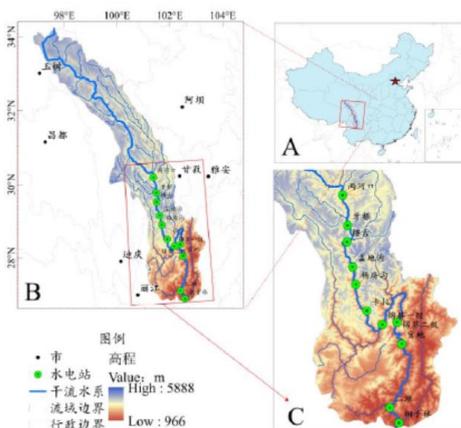
资料来源：公司公告，公司官网，北极星电力新闻网，信达证券研发中心

2.3 雅砻江水电资源禀赋优异，梯级电站群调节性能突出，利用小时数高且稳定

雅砻江流域资源禀赋优异，水能资源丰富且集中。根据赵明哲《雅砻江流域清洁能源基地多尺度风光水互补调度与灵活性研究》，雅砻江流域内地势高差较大，北、西、东主要为高原山地，平均海拔在 4500 m 以上，干流河道全长 1571 km，平均天然落差达 3830 m。流域以高原山地型气候为主，11 月至次年 4 月为干季，5-10 月为雨季，中下游年降水量在 900-1800mm。雅砻江流域水量丰沛稳定，径流以降水补给为主，并包含部分地下水和冰雪融水。优越的地理位置和资源禀赋赋予雅砻江丰富且集中的水能资源，在全国规划的十三大水电基地中规模位居第三。

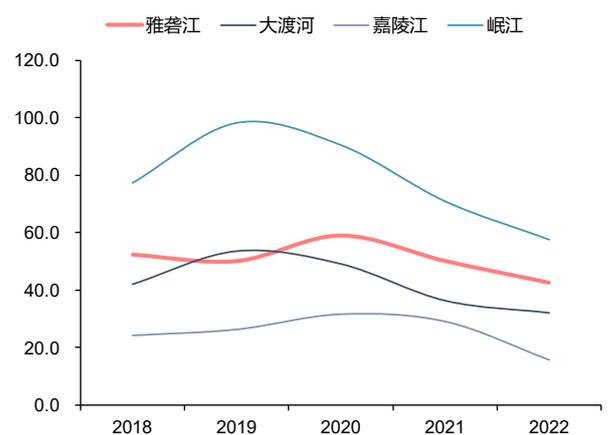
流域水量丰沛且年际变化小。2018-2022 年雅砻江月均来水量稳定在 40-60 亿方，相较长江上游其他支流，来水量较丰沛且年际变化较小。

图 24：雅砻江流域地理位置及地形图



资料来源：赵明哲《雅砻江流域清洁能源基地多尺度风光水互补调度与灵活性研究》，信达证券研发中心

图 25：长江上游部分支流月均来水量（亿方）



资料来源：四川省水文水资源勘测中心，信达证券研发中心

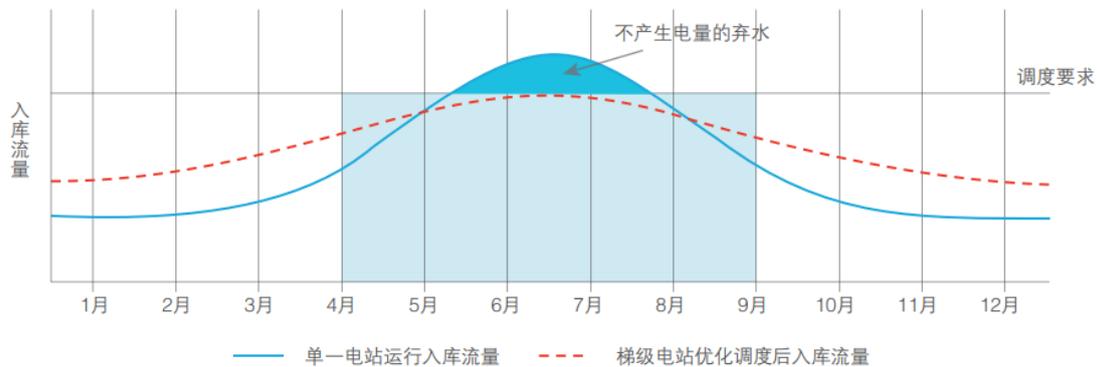
三大水库联合调度，雅砻江流域梯级电站群调节性能突出。公司雅砻江流域拥有两河口（多年调节）、锦屏一级（年调节）和二滩（季调节）三大调节性水库，总调节库容高达 148.4 亿方。雅砻江流域可实现梯级联合调度，即在丰水期蓄水，枯水期增加下泄，以平稳

请阅读最后一页免责声明及信息披露 <http://www.cindasc.com> 16

下游水量，减少弃水，增加发电水头，提高整个流域的水能利用率，增厚发电收益；同时也可周边新能源项目提供调节，支撑公司新能源业务快速发展。

两河口水库发电量补偿效益增厚，大型抽蓄项目建设中。目前我国主要流域具有多年调节能力的水库较少，此前仅有华能水电位于澜沧江中下游段的小湾和糯扎渡水电站。2022年公司两河口电站投运，成为目前稀缺的具有多年调节能力的水库之一，今年蓄水完成后，其对雅砻江梯级电站的补偿效益有望进一步释放。根据公司在项目可研阶段的测算，**两河口完全发挥调节性能后，对雅砻江中下游梯级电站多年平均发电量的补偿效益有望达到102万千瓦时。**此外，两河口混合式抽水蓄能项目已于2022年底开始建设（两河口水电站水库为上库，下游牙根一级水电站水库为下库，扩建可逆式机组，形成混合式抽水蓄能电站），公司预计2028年建成投产，项目为目前全球最大的混合式抽水蓄能项目，建设完成后有望获得容量电价，进一步增厚收益。

图 26: 联合调度效果示意图



资料来源：长江电力价值手册（2022），信达证券研发中心

图 27: 两河口抽蓄项目示意图



资料来源：四川日报，信达证券研发中心

表 4: 各流域电站调节能力对比

流域	上市公司	调节电站	调节库容（亿方）	调节能力
雅砻江	国投电力	锦屏一级	49.1	年调节性能
		两河口	65.6	多年调节性能
		二滩	33.7	季调节性能
		官地	0.284	日调节性能
		锦屏二级	0.0496	日调节性能

		桐子林	0.1456	日调节性能
		杨房沟	0.54	日调节性能
金沙江	长江电力	溪洛渡	64.6	年调节性能
		白鹤滩	104.36	年调节性能
		乌东德	30	季调节性能
		向家坝	9.03	季调节性能
长江干流	长江电力	葛洲坝	0.85	径流式
		三峡	165	季调节性能
澜沧江中下游段	华能水电	功果桥	0.49	日调节性能
		小湾	99	多年调节性能
		漫湾	2.58	季调节性能
		糯扎渡	113.35	多年调节性能
		景洪	3.09	周调节性能
澜沧江上游云南段	华能水电	乌弄龙	0.36	日调节性能
		里底	0.1426	日调节性能
		黄登	8.28	季调节性能
		大华桥	0.41	周调节性能
		苗尾	1.59	周调节性能
红水河	桂冠电力	平班	0.268	日调节性能
		龙滩	205.3	多年调节性能
		岩滩	15.6	年调节性能
		大化	0.39	径流式
		百龙滩	0.047	径流式
		乐滩	0.46	日调节性能
大渡河	国电电力	枕头坝一级	0.145	日调节性能
		沙坪二级	0.0585	日调节性能
		深溪沟	0.0787	日调节性能
		瀑布沟	38.82	季调节性能
		猴子岩	3.87	季调节性能
		大岗山	1.17	日调节性能
		铜街子	0.3	日调节性能
		龚嘴	-	日调节性能
	大唐发电	黄金坪	0.199	日调节性能
		长河坝	4.15	季调节性能
乌江	大唐发电	彭水	5.18	季调节性能
		银盘	0.371	日调节性能

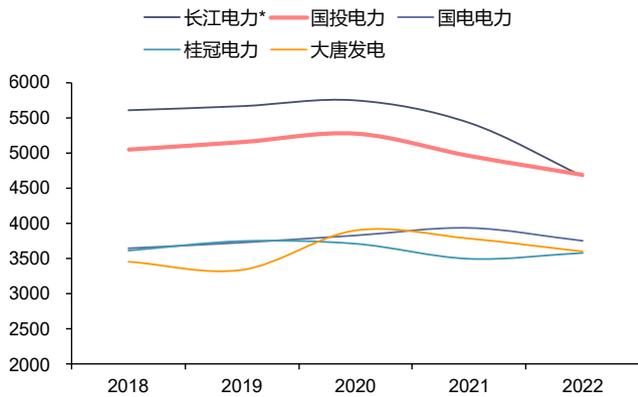
资料来源：各公司公告，长江电力价值手册（2022），各地人民政府网，生态环境部，中国知网，新华网，中国电建官网，中国新闻网，中国工程科技知识中心，中国水力发电工程学会，国家能源集团官网，大唐四川发电公司官网，陕西省水利建设中心，福建省电机工程学会，采招网，电力招标投标信息网，国家能源招标网，信达证券研发中心

公司水电利用小时数高且年际波动较小。受益于雅砻江流域优异的资源禀赋以及三大水库梯级联合调度效用，公司的水电利用小时数在同行中处于领先地位，2018-2021年水电利用小时数均在4900以上；在2022年长江流域来水偏枯的情况下，公司仍实现水电发电利用小时数4684小时，在几大主要水电公司中最高，为公司发电量以及盈利的稳定增长提供保障，且公司水电利用小时数年际波动性相对较小，公司水电业务经营稳健性凸显。

公司水电上网电量稳步增长，两杨自身发电能力及梯级补偿效应逐渐释放，助力公司水电电量再上新台阶。公司水电上网电量稳步增长，2015-2022年CAGR为4.2%。公司水电电量主要来自雅砻江水电，2021年以来，两杨水电站陆续投产，公司预计其合计多年平均发电量将达170亿千瓦时（两河口约110亿千瓦时，杨房沟约60亿千瓦时），对下游电站的梯级补偿效应约102亿千瓦时（自身发电量+补偿效益合计272亿千瓦时）。随着两杨电站自身发电能力及对下游电站的梯级补偿效应逐渐释放，2022年雅砻江水电上网电量达到880.5亿千瓦时，同比增加106.2亿千瓦时，增幅13.7%。我们预计未来1-2年内雅砻江流域水电

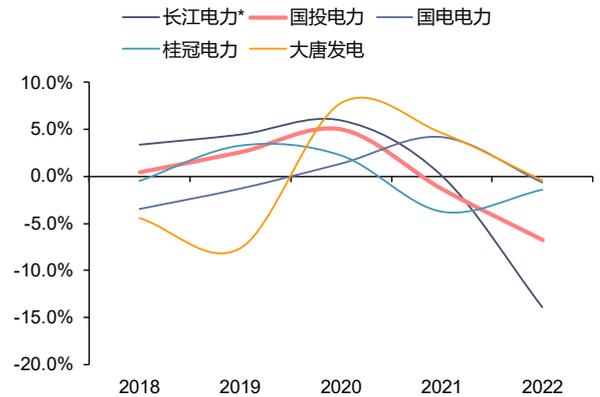
还有约 166 亿千瓦时的发电增量有待释放，2023 年雅砻江的发电量有望体现出明显的成长性。

图 28: 我国主要水电公司水电利用小时数 (小时)



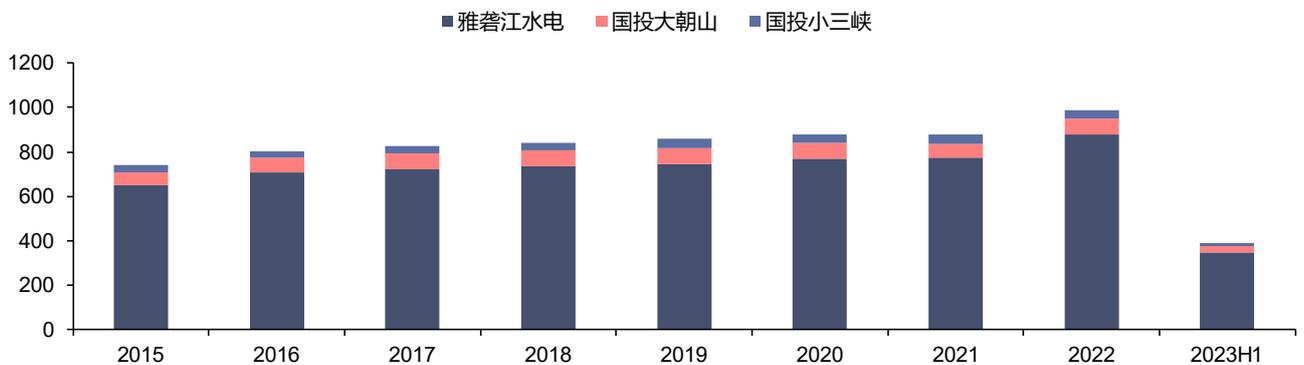
资料来源: 各公司公告, 信达证券研发中心 注: 长江电力水电利用小时数为各电站加权平均

图 29: 我国主要水电公司水电利用小时数波动性对比



资料来源: 各公司公告, 信达证券研发中心 注: 为各公司每年发电小时数相较于本公司近 5 年发电小时数均值的波动

图 30: 2015-2023H1 公司水电上网电量 (亿千瓦时)



资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

2.4 公司水电主要消纳地区电力供需趋紧, 有望对水电电价形成支撑

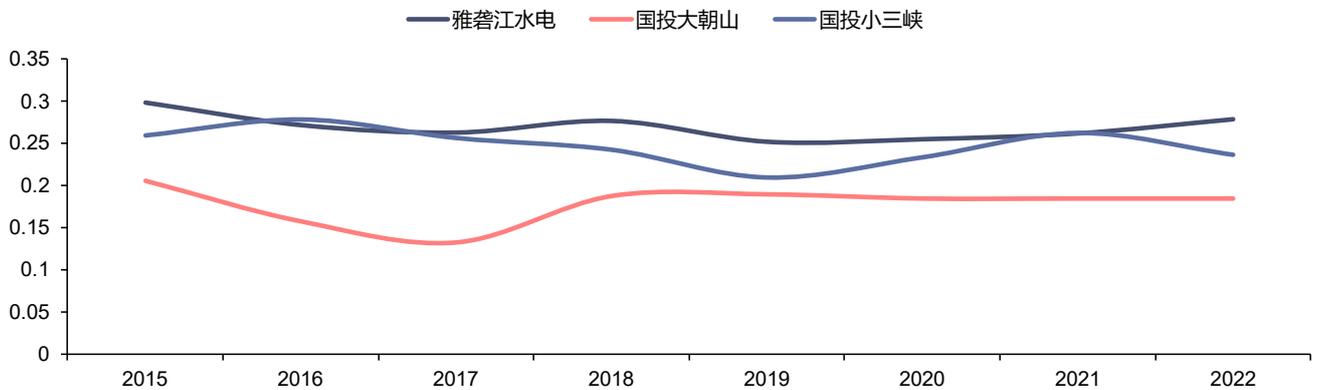
公司水电大部分在川渝地区消纳及外送江苏。公司 2180 万千瓦水电机组中, 近一半在川渝消纳, 其余电量外送江苏、江西或在云南、甘肃消纳。分具体电站来看, 两河口、桐子林全部电量留川; 二滩全部电量川渝消纳; 锦官电源组部分送江苏, 剩余在川渝消纳; 杨房沟电量计划送江西。

公司水电上网电价按优先发电计划执行为主, 参与市场化交易的比例较低。本地消纳电: 公司本地消纳的电量大部分参与优先发电计划, 执行优先发电合同电价, 小部分参与市场化交易, 电价由市场化交易形成。根据定价机制, 2019 年 7 月起, 锦官电源组优先发电合同电价执行 0.2811 元/千瓦时, 二滩 0.2685 元/千瓦时, 桐子林 0.2974 元/千瓦时; 2022 年两河口机组投产后, 电价暂按 0.3766 元/千瓦时的过度期电价执行。优先发电合同电价实施分时电价政策, 丰水期价格下浮 24%, 平水期不变, 枯水期上浮 24%; 澜沧江流域的大朝山水电站执行云南保障性收购电价, 0.185 元/千瓦时; 黄河干流的乌金峡水电站电价按照 0.227 元/千瓦时执行, 大峡、小峡水电站电价按照 0.293 元/千瓦时执行。外送电: 公司外送江苏的上网电价按江苏省燃煤发电基准上网电价扣除输电环价格倒算, 在此基础上增加浮动电价 (江苏电力市场交易年度交易成交均价和燃煤发电基准上网电价之差), 2022 年在煤价抬升的背景下, 锦官电源组送苏电价上浮, 2022 年 8 月起上网电价提升至 0.3195 元/千

瓦时。

考虑到部分市场化交易电价的影响，根据公司各流域水电站实际上网电价情况来看，2015年以来雅砻江水电上网电价在 0.25-0.3 元/千瓦时之间，2022 年平均上网电价为 0.279 元/千瓦时；大朝山水电 2020 年以来每年上网电价均为 0.185 元/千瓦时；2015 年以来小三峡水电历年上网电价在 0.21-0.28 元/千瓦时之间，2022 年 0.237 元/千瓦时。

图 31: 2015-2022 年公司分流域水电上网电价 (元/千瓦时)



资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

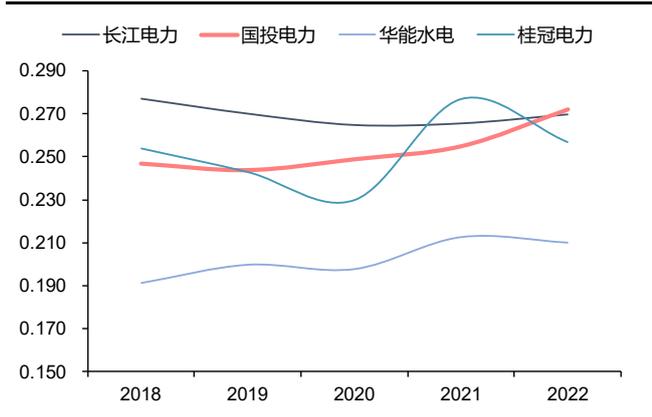
表 5: 公司各水电机组消纳地区及定价机制

电站名称	消纳地区	定价机制
二滩水电站	四川、重庆 (共 330 万千瓦, 川渝电网)	0.2685 元/千瓦时 (优先发电合同电价); 部分电量参与市场化交易;
锦官电源组	四川、重庆、江苏 (共 1080 万千瓦, 川渝电网+外送江苏)	送江苏: 上网电价按照落地端电价倒推, 2022.8 起提升至 0.3195 元/千瓦时; 留川: 0.2811 元/千瓦时 (优先发电合同电价), 部分参与市场化交易;
桐子林水电站	四川 (60 万千瓦)	0.2974 元/千瓦时 (优先发电合同电价); 部分电量参与市场化交易;
两河口水电站	四川 (300 万千瓦)	0.3766 (临时电价);
杨房沟水电站	江西 (150 万千瓦)	尚未明确电价机制;
大朝山水电站	云南 (135 万千瓦)	云南保障性收购电价, 0.185 元/千瓦时;
大小峡、乌金峡水电站	甘肃 (73 万千瓦)	乌金峡 0.227 元/千瓦时; 大峡、小峡 0.293 元/千瓦时; 部分电量参与市场化交易;

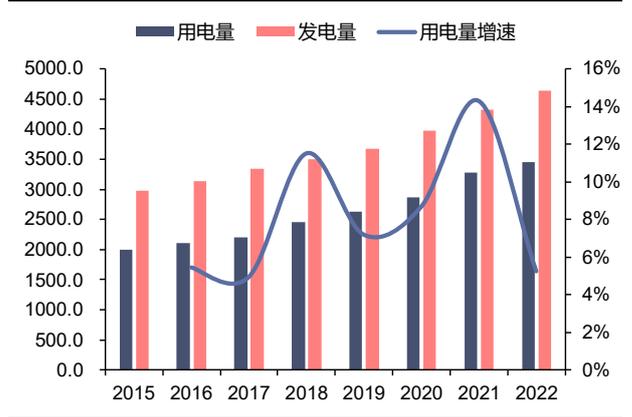
资料来源: Wind, 公司公告, 法邦网, 甘肃省发改委, 北极星水力发电网, 信达证券研发中心 注: 由于公司水电站部分电量参与市场化交易, 实际上网电价与定价机制有偏差

受益于外送落地端电价抬升及本地电力供需关系趋紧, 公司水电平均上网电价较高且呈上升趋势。2018-2022 年公司水电平均上网电价较高且逐年上升, 2022 年受益于流域联合调度下枯水期高价电量的提升以及锦官电源组送苏电价的抬升, 公司平均水电上网电价达到 0.272 元/度, 同比增长 6.7%, 在几大水电公司中处于领先地位。

外送方面, 江苏是电改的领先省份且当地电力供需较为紧张, 电改加速背景下锦官电源组送苏的上网电价有望维持较高水平。本地消纳方面, 在 2021-2022 年的迎峰度夏及迎峰度冬时期, 川渝地区均出现有序用电或电力供需紧平衡的现象, 我们预计未来几年内电力供需关系仍将趋紧, 有望对公司水电电价形成有力支撑。

图 32: 2015-2022 年我国主要水电公司水电上网电价 (元/度)


资料来源: 各公司公告, 信达证券研发中心

图 33: 2015-2022 年四川省发电量及增速 (亿千瓦时)


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

表 6: 2021-2022 我国电力供需形势

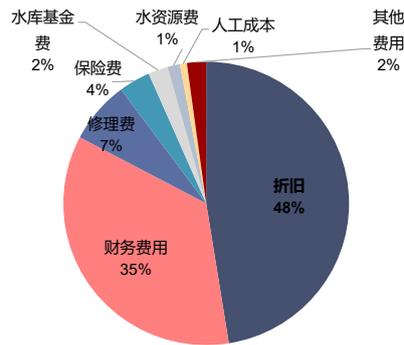
年份	2021 迎峰度冬	2021 迎峰度夏	2022 迎峰度冬	2022 迎峰度夏
华中	湖南、 江西 有序用电	湖南、 江西 、河南、湖北有序用电	江西 、湖南紧平衡	湖北有序用电
华南	-	广东、广西有序用电	-	-
西南	四川 有序用电	贵州、云南、 重庆 有序用电	四川 、 重庆 、贵州紧平衡	四川 、 重庆 有序用电
华北	蒙西有序用电	蒙西有序用电	-	-
华东	江苏 、浙江、安徽有序用电	浙江有序用电	上海紧平衡	浙江、安徽、 江苏 有序用电
东北	-	-	-	-
西北	新疆有序用电	陕西有序用电	-	-

资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

2.5 水电成本主要来自折旧费用, 两杨投产有望带来增量收益 27 亿元

水电业务的成本主要为折旧, 计提完毕后利润有望显著提升。水电业务的成本较为稳定, 成本主要来自固定资产折旧 (挡水建筑物 (大坝)、房屋及建筑物、机器设备、运输设备等), 约占总成本的 50%, 其余为人工成本、应缴纳的库区基金和修理费等。通常而言, 水电站发电机组使用寿命一般为 40-50 年, 大坝的使用寿命可达 50-150 年, 远大于折旧寿命, 随着电站折旧逐渐计提完毕, 水电业务的利润将会得到大幅释放。

公司水电发电设备折旧年限为 12-18 年, 房屋及建筑物折旧年限为 35 年, 按此推算, 2000 年左右投产的二滩、大朝山、大小峡水电站发电设备的折旧已基本计提完毕, 我们预计未来 5 年内公司折旧将保持平稳, 2027-2035 年乌金峡、锦官电源组、桐子林电站的发电设备折旧计提将陆续到期, 大峡及二滩电站的房屋及建筑物折旧也将陆续到期, 届时公司水电业务盈利水平有望进一步大幅提升。

图 34：四川省某大型水电站完全成本构成（含财务费用）


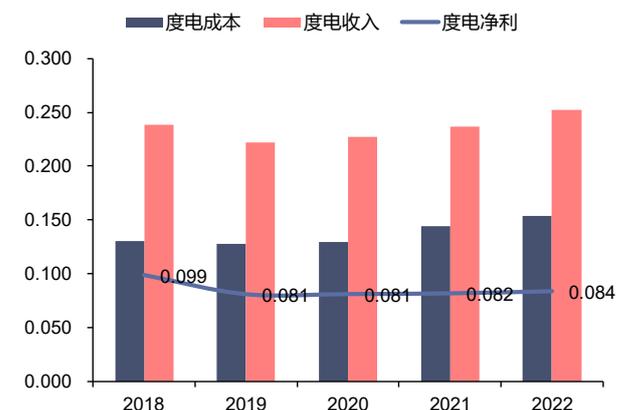
资料来源：何璞玉等《基于容量补偿和绿电价值的水电上网电价研究——以四川省为例》，信达证券研发中心 注：项目总投资 3,979,679 万元，资本金为总投资的 20%，其余资金从银行借款，借款年利率 6.25%

两杨投产后预计公司新增年折旧额 25 亿元左右、平均度电折旧成本有所上升。根据雅砻江水电 2022 年折旧额及固定资产账面原值计算，平均折旧年限为 35 年。两杨电站设计总投资额为 865 亿元（两河口造价 665 亿元、杨房沟造价 200 亿元），据此我们推算，两杨全面投产转固后公司新增年折旧额约 24.7 亿元，两杨自身及对下游电站的补偿电量 270 亿度完全释放后，增量部分的度电折旧约 0.0915 元，相比于投产前雅砻江的平均度电折旧（2020 年约 0.0462 元）有所抬升，我们预计两杨投产后雅砻江平均的度电折旧为 0.06 元左右。

两杨完全发挥效益后有望贡献归母净利润合计 11.7 亿元，至 2022 年底或仍有约 7.1 亿元有待未来 1-2 年内释放。按照 0.084 元的度电净利计算，我们预计两杨电站自身发电能力及对下游梯级补偿效应完全释放后，每年可为公司带来净利润贡献约 22.8 亿元，归母净利润贡献约 11.7 亿元；考虑到未来 1-2 年内雅砻江流域水电还有约 166 亿千瓦时的发电增量有待释放，我们预计仍将贡献约 13.9 亿元的净利润、7.1 亿元的归母净利润。

图 35：2018-2022 年雅砻江水电折旧额及占营业成本比重（亿元）


资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 36：2018-2022 年雅砻江水电度电收入、成本及净利（元）


资料来源：Wind，信达证券研发中心

表 7：两河口、杨房沟电站待释放利润测算

两杨电量贡献：

两河口多年平均发电量	110	亿千瓦时
杨房沟多年平均发电量	60	亿千瓦时
对下游电站的梯级补偿效应	102	亿千瓦时
2022 年已释放电量	106	亿千瓦时
未来 1-2 年待释放电量	166	亿千瓦时
度电净利*	0.084	元

两杨完全发挥效益后的利润贡献：

净利润	22.8	亿元
归母净利润	11.7	亿元
待释放利润:		
净利润	13.9	亿元
归母净利润	7.1	亿元

资料来源: Wind, 公司公告, 信达证券研发中心整理 注: 度电净利采用 2022 年数据

三、新能源装机布局提速，雅砻江水风光互补打开未来成长空间

3.1 我国新能源装机增速明显加快，水风光一体化为未来重要发展方向

我国新能源装机增速明显加快，风光合计贡献超七成装机增量。截至 2023 年 4 月，我国风电装机量 3.8 亿千瓦，光伏发电装机量 4.4 亿千瓦，合计达到 8.2 亿千瓦，占全国发电装机的 30.9%。1—4 月份，全国风电光伏新增装机 6251 万千瓦，占全国新增装机的 74%，同比增长 11.5pct。存量方面，风光装机占据全国总装机的三成；增量方面，风光装机贡献了超七成的新增涨幅。

水电的功能由电量供应为主转变为电量供应与灵活调节并重，水风光一体化是未来重要的发展方向。风电和光伏发电均与水电站出力特性呈现较好的年内互补性，枯季是风电和光伏多发季节，可通过水能的快速启停功能保障风电和光伏的优先送出；雨季是风电和光伏的少发季节，水电可充分利用汛期来水多发或满发。

2021 年 2 月，国家发改委和国家能源局发布《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》，提出优先利用水电调节性能消纳近区风光电力，鼓励通过龙头电站建设优化出力特性，实现就近打捆；此后四川省与云南省也分别于 2021 年 6 月、2022 年 3 月提出建设金沙江上中下游、雅砻江流域、大渡河中上游、澜沧江上中下游、红河流域、风光水一体化可再生能源综合开发基地。

表 8: 近年来我国水风光互补政策梳理

时间	发布机构	政策名称	相关内容
2021 年 2 月	国家发改委、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》	对于存量水电，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，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，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 6 月	四川省发改委、四川省能源局	《四川省“十四五”光伏、风电资源开发若干指导意见》	将流域梯级水电站周边一定范围内的光伏、风电就近接入水电站，利用水电站互补调节和其通道送出，提高送出通道利用率。按照国家“十四五”风光水一体化可再生能源综合开发基地建设要求，规划建设金沙江上游、金沙江下游、雅砻江流域、大渡河中上游 4 个风光水一体化可再生能源综合开发基地。
2022 年 3 月	国家发改委、国家能源局	《“十四五”现代能源体系规划》	在风能和太阳能资源禀赋较好、建设条件优越、具备持续整装开发条件、符合区域生态环境保护等要求的地区，有序推进风电和光伏发电集中式开发，加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目建设，积极推进黄河上游、新疆、冀北等多能互补清洁能源基地建设。推动西南地区水电与风电、太阳能发电协同互补。
2022 年 3 月	云南省人民政府	《云南省人民政府印发关于加快光伏发电发展若干政策措施的通知》	以州、市行政区域为单元，充分发挥大型水电与光伏互补调节作用，重点支持金沙江下游、澜沧江中下游、红河流域、金沙江中游、澜沧江金沙江上游“风光水储”和曲靖“风光火储”等 6 个多能互补基地，争取 3 年时间全面开工并基本建成。
2022 年 3 月	国家能源局综合司	《关于开展全国主要流域可再生能源一体化规划研究工作有关事项的通知》	依托主要流域水电开发，兼顾具有调节能力的火电，配套建设一定规模的以风电和光伏为主的新能源发电项目，建设可再生能源一体化综合开发基地，实现一体化资源配置、规划建设、调度运行和消纳，提高可再生能源综合开发经济性和通道利用率，提升水风光开发规模、竞争力和发展质量。

请阅读最后一页免责声明及信息披露 <http://www.cindasc.com> 23

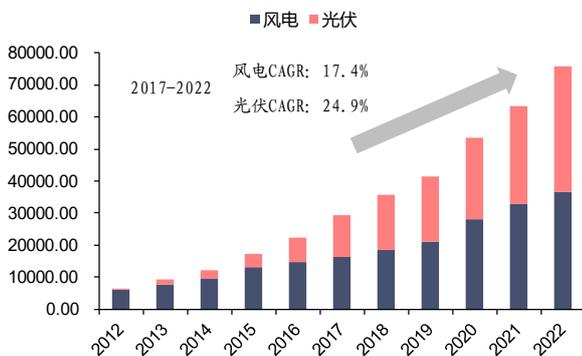
资料来源：国家发改委，各省人民政府，中国能源报，中国改革报，北极星水力发电网，信达证券研发中心

3.2 依托雅砻江优质水电资源，公司新能源项目获取及消纳优势显著

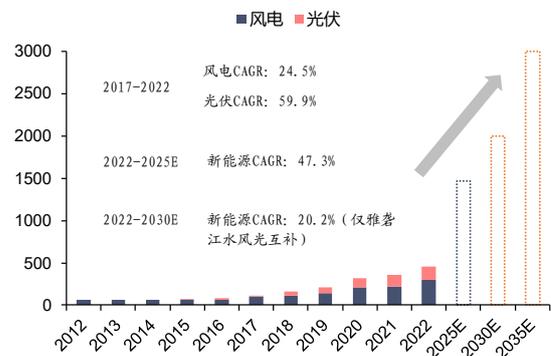
依托雅砻江丰富的水电资源加速推进水风光一体化发展，周边地区风光项目获取优势显著。公司的风电光伏项目大部分位于西南、西北风电、光伏资源最富集的区域，且公司依托自有雅砻江水电资源优势获取了周边大量新能源项目。2017年以来公司新能源装机建设进入快车道，2017-2022年公司风电装机 CAGR 达 24.5%，光伏装机 CAGR 近 60%，远超全国风光装机增速。截至 2022 年底，公司风电装机量 294.9 万千瓦（同比+32.2%），光伏装机量 165.4 万千瓦（同比+23.2%），合计 460.3 万千瓦，在建风电装机量 90.9 万千瓦，在建光伏装机量 257 万千瓦，合计 347.9 万千瓦，占现有新能源装机规模的 75.6%。根据**公司规划**，“十四五”期间公司新能源规模将达 1472 万千瓦，到 2025 年装机增长空间还有约 1000 万千瓦。

2023 年 6 月 26 日，公司**雅砻江柯拉光伏电站一期**建成投产，该项目装机规模达 100 万千瓦，是目前全球最大、海拔最高的水光互补电站，首次将全球水光互补项目规模提升到百万千瓦级，标志着公司雅砻江水风光一体化建设取得重大进展，电站未来装机规模还有望扩至 300 万千瓦以上。

根据雅砻江水电公司规划，雅砻江流域水风光互补绿色清洁可再生能源示范基地规划常规水电约 3000 万千瓦，风光新能源超 4000 万千瓦，抽水蓄能超 1000 万千瓦，总规模超 8000 万千瓦，是世界规划规模最大的水风光互补绿色清洁可再生能源示范基地之一，水风光互补开发潜力较大。除雅砻江流域外，公司作为央企电力投资公司，在全国范围内新能源项目获取上也具有优势，正在积极布局广西、贵州、甘肃、新疆等地的风电及光伏项目。

图 37：2012-2022 年我国新能源装机量（万千瓦）


资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 38：2012-2035E 公司控股新能源装机量（万千瓦）


资料来源：公司公告，信达证券研发中心 注：2025E 为公司层面新能源装机规划，2030E 及 2035E 仅为雅砻江水电新能源装机规划

表 9：公司在建风电及光伏项目情况

类型	所在地区	名称	装机容量（万千瓦）	建成年份
风电	四川	雅砻江腊巴山风电	19.2	2023
	广西	广西六炉山风电	40	2024
	广西	广西董永风电	15	2024
	广西	广西那思风电	10	2024
	英国	英国 Benbrack 风电	6.71	2025
小计			90.91	
光伏	四川	雅砻江柯拉光伏	100	2023
	甘肃	甘肃敦煌光伏	4	2023

海南	海南文昌光伏	10	2023
新疆	新疆伊吾储能光伏	10	2023
贵州	贵州平塘乐阳光伏	10	2023
贵州	贵州平塘新塘光伏	10	2023
云南	云南临沧光伏二期	18	2023
云南	云南茂兰光伏	20	2024
甘肃	阿克塞光热光伏	75	2025
小计		257	

资料来源：公司公告，信达证券研发中心

表 10：雅砻江水电新能源及抽水蓄能开发“四阶段”战略

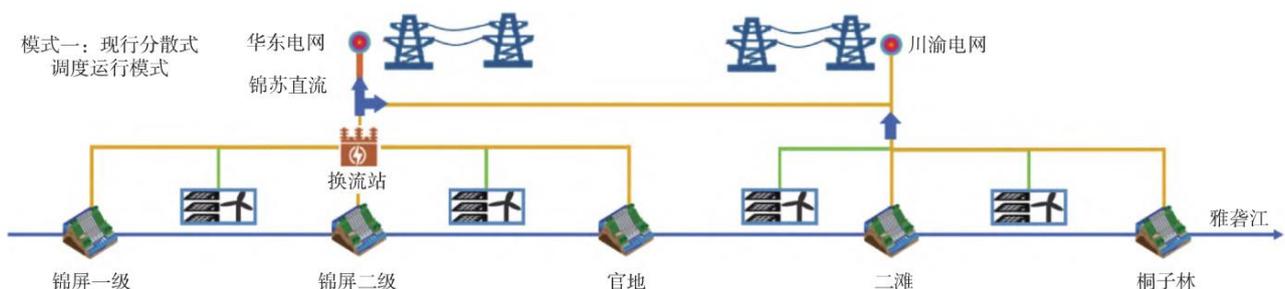
阶段	时间	战略规划
第一阶段	2020 年	立足雅砻江流域开展水风光互补绿色清洁可再生能源示范基地规划和关键问题研究，落实项目建设 技术条件 。
第二阶段	2030 年	风光新能源开发取得实质性突破，力争新能源装机达到 2000 万千瓦左右 ；完成抽水蓄能规划，力争规模达到 500 万千瓦左右，雅砻江流域水风光互补绿色清洁可再生能源示范基地 初具规模 。
第三阶段	2035 年	全面推进雅砻江流域新能源开发建设，新能源装机达到 3000 万千瓦左右 ，抽水蓄能装机达到 1000 万千瓦左右，多能互补运行效益凸显，雅砻江流域水风光互补绿色清洁可再生能源示范基地 基本建成 。
第四阶段	本世纪中叶	新能源及抽水蓄能装机达到 5000 万千瓦以上，雅砻江流域水风光互补绿色清洁可再生能源示范基地全部建成，实现世界第一的目标。

资料来源：公司公告，信达证券研发中心

水风光三种清洁能源优化利用、打捆外送，公司新能源消纳优势明显。新能源出力具有明显的间歇性、波动性，而水电具有启停迅速、运行灵活的特点，具有较强的调节能力，与风光电力融合后形成稳定的电力输送，平抑风光电站发电功率的波动。目前雅砻江流域的两河口、锦屏一级、二滩三大控制性水库已全部建成，调节库容达 148 亿方，成为全国调节能力最好的大型流域之一，可为沿江两岸的新能源提供较强大的调节能力。

根据陈云华《雅砻江流域开发与后续战略思考》，雅砻江流域下游具有多条省内 500 万千瓦配套线路通道；周边已建成的锦苏直流、雅中直流具备外送 1500 万千瓦中游梯级水电及风光电的能力；规划建设川渝特高压交流工程，将主要汇集雅砻江中上游的清洁能源。通过将风光新能源接入流域已建电站开关站，与水电打捆送出，既可以在不增加投资的情况下提高送出线路的利用效率，又可以统一接入和送出消纳，为华东、华中以及川渝地区提供大量优质稳定的清洁可再生电力，实现跨区灵活调配和资源优化配置，有效提高新能源消纳保障性。

图 39：雅砻江清洁能源基地下游电力调度

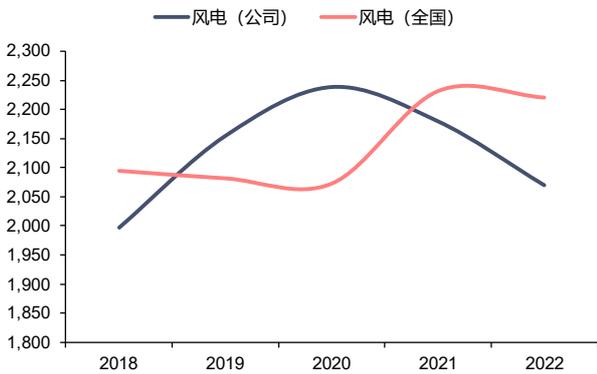


资料来源：王义民等《雅砻江能源基地水风光互补短期调度运行模式对比研究》，信达证券研发中心

公司风光利用小时数相对较高，尤其是光伏发电利用小时数一直高于全国平均水平，2022 年风光平均利用小时数有所下降，2022 年受新投产新能源机组未满足年度运行等因素的影响，

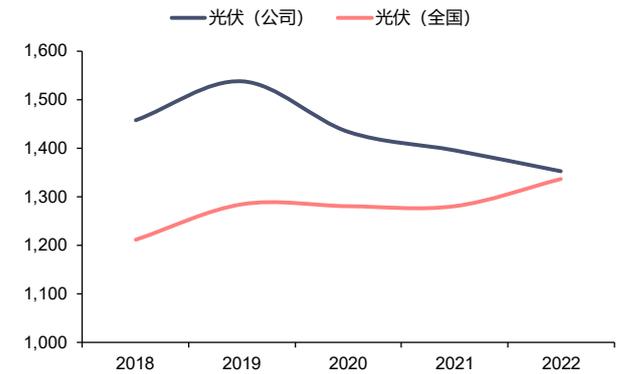
公司风光利用小时数小幅下降，风电利用小时数 2070 小时（同比-110 小时），光伏发电利用小时数 1353 小时（同比-43 小时）。

图 40: 公司风电利用小时数与全国平均对比（小时）



资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

图 41: 公司光伏利用小时数与全国平均对比（小时）



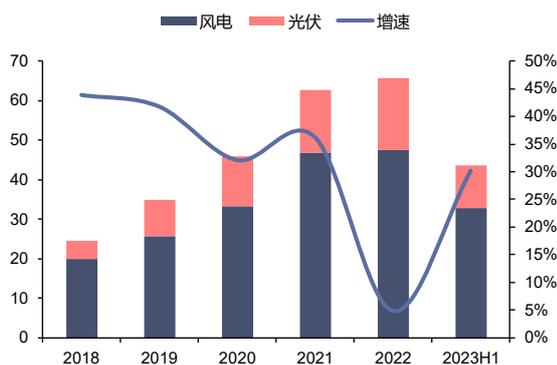
资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

公司风光发电量迅速增长，“十四五”剩余时间公司风光上网电量年均增速有望达 47.3%。

随着公司风电光伏装机的快速投产，公司风光发电量显著增长，2018-2022 年 CAGR 达 27.9%。随着公司新能源装机的快速增长以及借助雅砻江水风光一体化项目的消纳优势，我们预计公司上网电量也将快速增长，假设风光利用小时数基本保持稳定，2022-2025 年公司风光上网电量的年均增速有望达到 47.3%。

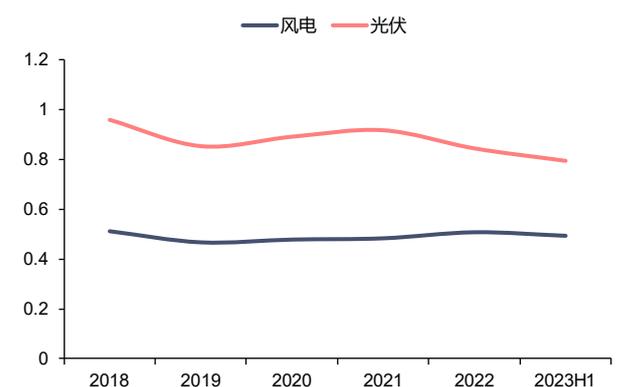
随着风光平价及市场化推进，公司风光上网电价有下行趋势，2022 年公司光伏上网电价为 0.845 元/千瓦时，风电上网成本为 0.508 元/千瓦时；而与此同时，风电及光伏项目造价随着上游降本也在下行，据国家能源局数据，2011-2021 年我国陆上风电和光伏发电项目单位千瓦平均造价分别下降 30%、75%左右。综上，我们预计公司新能源项目的 IRR 在“十四五”期间仍将基本保持平稳，风光发电贡献的净利润随新增装机有望保持较快的增长。

图 42: 2018-2023H1 公司风电光伏上网电量（亿千瓦时）



资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

图 43: 2018-2023H1 公司风电光伏平均上网电价（元/千瓦时）



资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

四、火电装机结构持续优化，双重利好下盈利改善可期

4.1 转让盈利能力较差的火电机组，持续优化火电装机结构

转让盈利性较差的中小火电机组，公司火电资产质量优异。公司于 2020 年转让一批盈利性

较差的中小型火电机组，包括国投北部湾（2×32 万千瓦）、国投宣城（1×66、1×60 万千瓦）、靖远二电（2×33、2×30 万千瓦）、国投伊犁（2×33 万千瓦）。截至 2022 年底，公司共有火电装机 1188.08 万千瓦，其中百万千瓦级机组占控股火电装机容量的 67.5%，60 万千瓦以下机组占比仅 16.2%（不含垃圾发电），火电资产质量在主要电力公司中显著领先；此外，公司预计广西钦州三期（2×66 万千瓦）将于 2024 年初投产，华夏一期（1×60 万千瓦）等容量替代项目将在 2024 年底投产，届时公司火电资产质量将进一步优化。

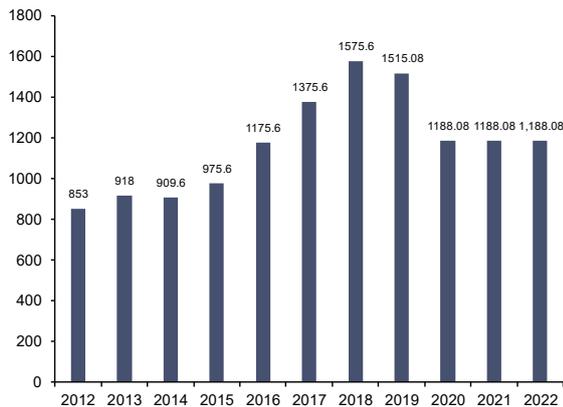
表 11：公司现有及在建火电控股装机情况

所在地区	名称	装机容量(万千瓦)	权益装机(万千瓦)	状态(已投产/在建)	建成/预计建成年份
福建	华夏电力	4*30	67.2	已投产	-
天津	国投北疆	4×100	256	已投产	2018
广西	国投钦州	2×63+2×100	198.86	已投产	2016
贵州	国投盘江	1*60	33	已投产	2015
福建	国投湄洲湾	2×36.2+2×100	142.09	已投产	2017
贵州	贵州新源*	2.5	1.5	已投产	-
泰国	泰国曼谷*	0.98	0.59	已投产	-
广西	广西钦州三期	2×66	80.5	在建	2024.02
福建	华夏一期*	1×60	33.6	在建	2024.12

汇总 公司已投产火电装机规模 1188 万千瓦，在建火电装机规模为 192 万千瓦

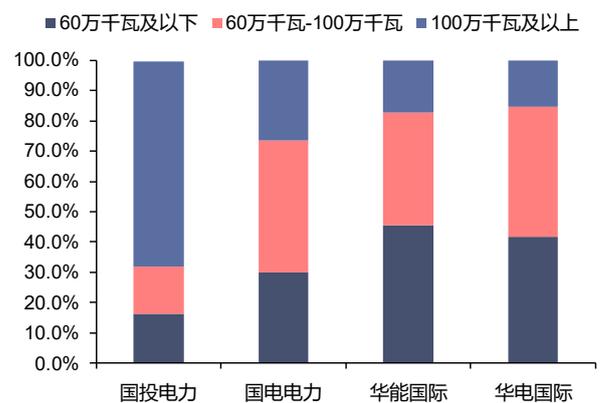
资料来源：公司公告，公司公告，公司官网，国资委，信达证券研发中心 注：贵州新源、泰国曼谷为垃圾发电机组；华夏一期在建项目为等容量替代

图 44：公司火电装机容量(万千瓦)



资料来源：公司公告，信达证券研发中心

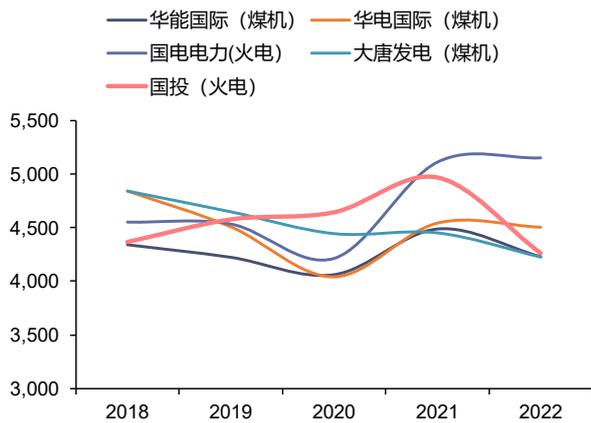
图 45：2022 年主要电力公司火电机组容量结构



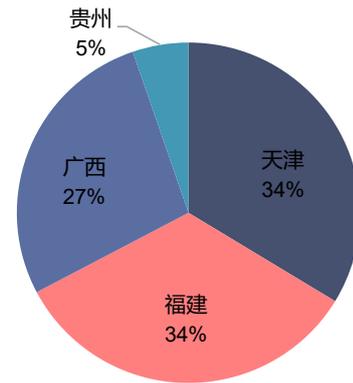
资料来源：各公司公告，信达证券研发中心

公司火电利用小时数较高，机组所在地电力需求旺盛。公司火电机组主要位于福建、天津等电力需求旺盛的省市，2018-2021 年火电利用小时数逐年上升，2021 年在国家电力保供的要求下，公司火电利用小时数达到 4971 小时，在行业中处于领先水平。2022 年受疫情下用电需求疲软、燃煤价格较高等影响，公司火电利用小时数降至 4262 小时。

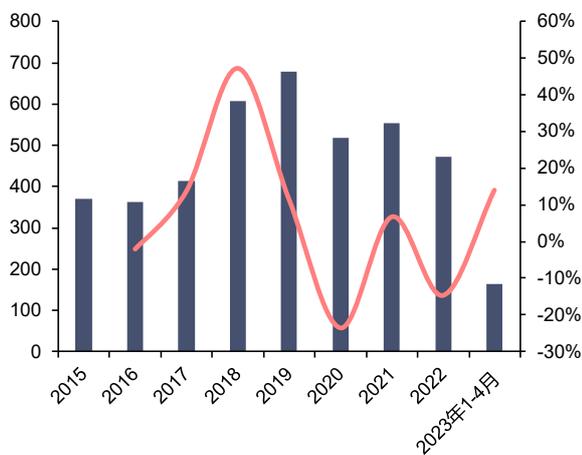
近年来公司火电上网电量有所下滑，2023 年火电上网电量有望显著回升。2015-2019 年公司火电上网电量随装机量增长而上升，2020、2021 年受机组转让的影响，公司火电上网电量相应下降，2022 年在高煤价及疫情下用电需求疲软等因素的拖累下，公司火电上网电量 473.2 亿千瓦时，同比下降 14.6%；2023 年经济复苏带动用电量显著增长，1-4 月公司火电上网电量达 164.3 亿千瓦时，同比增长 14.1%。我们预计 2023 年公司火电利用小时数及发电量将持续恢复。

图 46: 主要电力公司火电(煤电)利用小时数(小时)


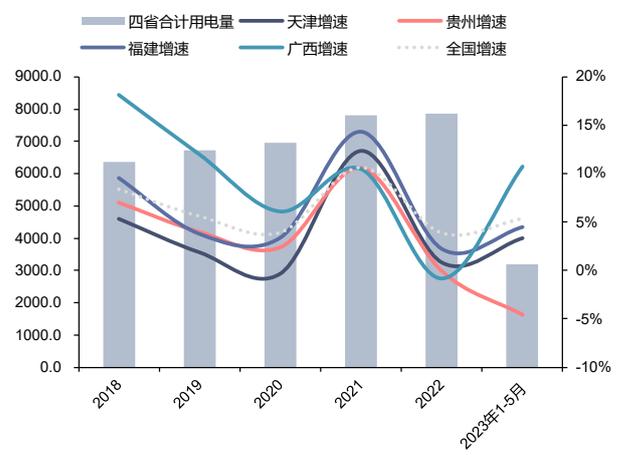
资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

图 47: 2022 年公司国内火电装机分布省区比例


资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

图 48: 公司火电上网电量及增速(亿千瓦时)


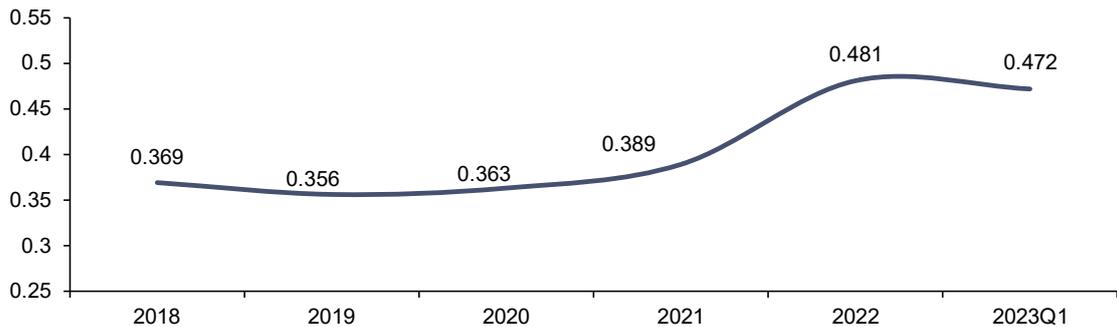
资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

图 49: 公司火电机组所在地用电量及增速(亿千瓦时)


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

4.2 成本压力缓解叠加电价上浮, 火电板块盈利或将迎来显著改善

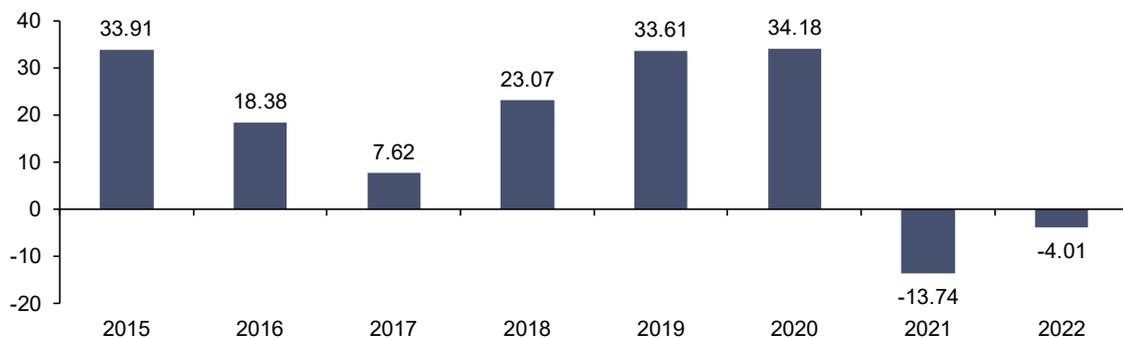
电力市场化改革加速推进, 公司火电上网电价大幅提升。2021 年国家发改委印发《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》, 有序放开全部燃煤发电电量上网电价, 并扩大燃煤发电市场交易价格浮动的范围至 20% (高耗能企业市场交易电价上下浮不受限), 电力市场化改革加速推进。2022 年在煤价高位运行的背景下, 受益于燃煤发电上网电价市场化改革以及电力供需偏紧, 电价基本实现顶格上浮, 且公司部分电站还会参与跨省跨区现货交易, 收益更为理想, 2022 年公司火电平均上网电价达到 0.481 元/度, 同比上涨 23%。我们认为, 未来随着电力市场化改革的不断推进, 火电电价有望从电能量、辅助服务、容量三个角度受益, 我们预计公司的火电平均上网电价仍将维持较高的上浮比例。

图 50: 2018-2023Q1 公司火电上网电价 (元/千瓦时, 含税)


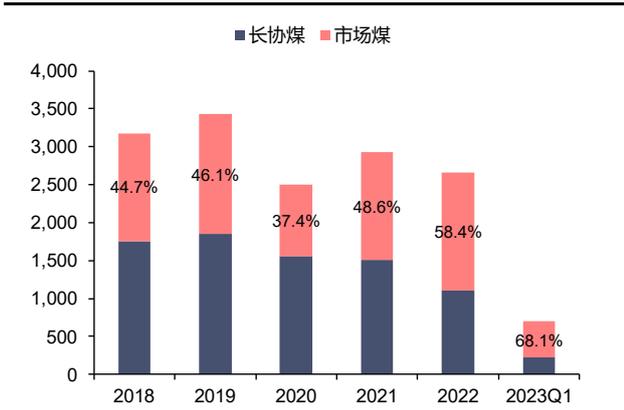
资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

公司进口煤比例高, 今年以来进口煤价中枢下移, 公司成本端压力有望缓解。公司火电机组多分布于沿海地区, 进口煤比例高。2021 及 2022 年受煤炭产能周期、俄乌冲突以及海外煤进口受限的影响, 公司用煤成本大幅上升, 入炉标煤单价 (不含税, 7000K) 分别达到 1024、1199 元/吨, 同比涨幅 64.6%、17.1%, 火电板块亏损较为严重, 2021 年毛利为-13.74 亿元, 2022 年毛利为-4.01 亿元。火电核心子公司中, 国投湄洲湾 2021 年亏损 5.2 亿元, 2022 年亏损 2.2 亿元; 国投钦州 2021 年亏损 2.0 亿元、2022 年亏损 1.74 亿元。

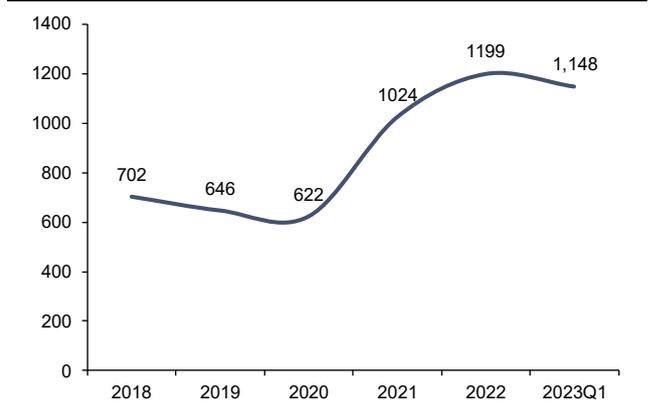
今年年初以来, 受全球能源供需紧张局势有所缓和、中国进口澳洲煤炭放开、国内非电煤需求相对疲软等因素影响, 国内外煤价都有明显下降。2023 年 1-6 月 CCI 进口 4700 动力煤进口到岸均价为 806.3 元/吨, 同比下降 24.5%; 长江口 5500 动力煤库提含税均价为 1078.2 元/吨, 同比下降 17.8%。2023Q1 公司入炉标煤单价降至 1148 元/吨, 我们预计 2023Q2 开始入炉标煤单价将大幅下降, 带动公司火电板块实现扭亏为盈。

图 51: 2015-2022 年公司火电板块毛利情况 (亿元)


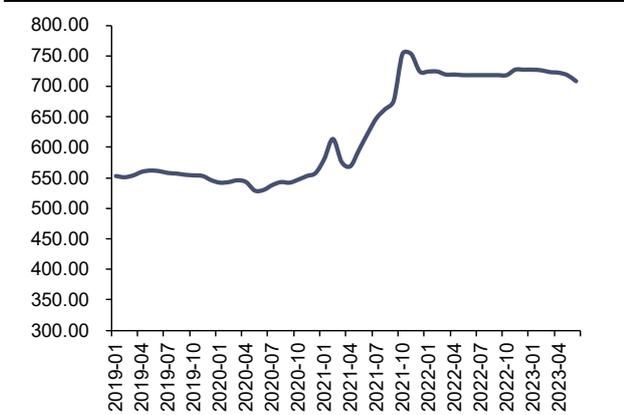
资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

图 52: 2018-2023Q1 公司采购长协煤及市场煤数量 (万吨)


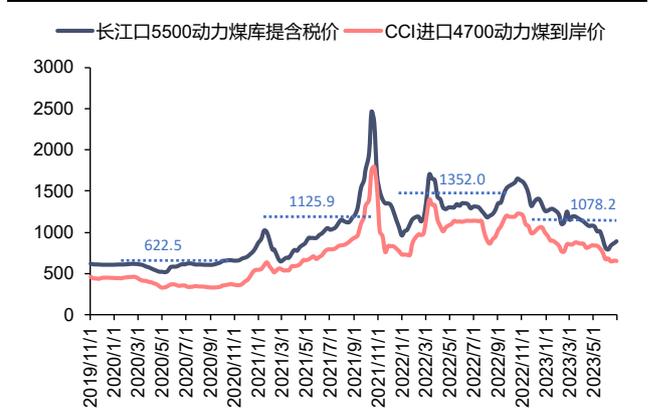
资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心 注: 长协包括年长协及月长协

图 53: 2018-2023Q1 公司入炉标煤单价 (不含税, 元/吨)


资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

图 54: 年度长协价:CCTD 秦皇岛动力煤(Q5500)(元/吨)


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

图 55: 长江口动力煤现货及 CCI 动力煤到岸价 (元/吨)


资料来源: 中国煤炭资源网, 信达证券研发中心 注: 横线为长江口 5500 动力煤库提年均价

五、盈利预测与估值

1) 水电业务核心假设: 两杨电站于 2021-2022 年陆续投产, 逾 160 亿千瓦时的自身发电量及对下游梯级补偿效益将有望在 2023/2024 年逐步释放; 两杨水电定价较高, 带动公司平均水电电价小幅上升, 并在电力供需关系趋紧的背景下保持相对稳定; 两杨投产转固后公司水电业务度电成本显著升高, 我们预计 2023-2025 年雅砻江水电上网电量将逐步增长, 度电成本有望平稳下降。

2) 火电业务核心假设: 随着在建及待建项目的投产, 2024-2025 年公司火电装机量将有小幅增长, 我们预计 2024/2025 年分别新增装机 132/100 万千瓦, 带动火电上网电量提升; 火电电价在电力供需关系趋紧及电力市场化改革的加速推进下有望小幅上升并保持稳定; 2023 年随着进口及现货煤价中枢回落, 公司入炉标煤单价有望大幅下降, 带动公司火电度电成本大幅下降。

3) 新能源业务核心假设: 我们预计 2023-2025 年公司风电、光伏装机建设将提速, 新增装机容量合计有望达 1000 万千瓦, 带动电量大幅增长; 受新能源平价上网的影响, 新增装机电价预计降至 0.4 元/千瓦时左右; 同时, 风电及光伏项目造价随着上游降本也在下行, 我们预计公司新能源度电成本将稳步下降。

具体分版块的核心假设如下表:

表 12: 盈利预测核心假设

	2020A	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
装机容量 (万千瓦):	3183	3622	3776	4056	4508	5008
水电	1677	2077	2128	2128	2128	2128
火电	1188.08	1188.08	1188	1188	1320	1420
风电	214	223.05	295	375	475	625
光伏	103	134	165	365	585	835
上网电量 (亿千瓦时):	1446	1496	1527	1,725	1,837	1,944
yoy	-8.10%	3.45%	2.07%	13.0%	6.4%	5.9%
水电	879.52	877.63	986.20	1079	1121	1153
火电	518.85	554.19	473.23	555.43	586.28	614.89
风电	33.25	46.71	47.57	65.11	82.61	106.91
光伏	12.75	15.97	18.18	25.96	46.49	69.48
电价 (元/kwh, 不含税):						
水电	0.220	0.226	0.241	0.254	0.255	0.255
火电	0.321	0.344	0.426	0.430	0.430	0.430
风电	0.424	0.428	0.450			
当年增量电价				0.35	0.35	0.35
光伏	0.789	0.812	0.748			
当年增量电价				0.35	0.35	0.35
度电成本 (元/kwh):						
水电	0.076	0.087	0.093	0.088	0.085	0.084
火电	0.256	0.369	0.436	0.358	0.355	0.354
风电	0.197	0.194	0.209	0.209	0.209	0.209
光伏	0.345	0.349	0.314	0.298	0.289	0.284
火电成本测算假设 (元/吨):						
入炉标煤单价 (7000K, 不含税)	622	1024	1199	964.8	957.01	951.9
长协煤价格 (5500K, 含税)	543	648	722	720	720	720
进口煤价格 (5500K, 含税)	450	965	1,253	900	900	900
国内现货煤价格 (5500K, 含税)	571	1,076	1,302	950	950	950

资料来源: Wind, 信达证券研发中心整理

国投电力坐拥雅砻江优质、稀缺大水电资产, 两杨投产后公司“十四五”期间仍有超160亿千瓦时水电电量有待释放, “十五五”新增水电装机有望达393万千瓦, 水电业务兼具稳健及高成长性; 公司新能源业务高速发展, 2023-2025年风电、光伏装机增量有望达1000万千瓦; 公司火电资产优质, 2023年随着进口及现货煤价中枢回落, 公司火电业务业绩有望大幅改善。根据主要推荐逻辑及核心假设, 我们预测国投电力2023-2025年的营业收入分别为589.3亿元、629.9亿元、668.9亿元, 对应增速17%/7%/6%; 归母净利润分别为73.4亿元、87.0亿元、95.6亿元, 对应增速79.9%/18.6%/9.8%; EPS分别为0.98元、1.17元、1.28元; 对应7月13日收盘价的PE分别为12.74X、10.74X、9.78X, 首次覆盖给予“买入”评级。

表 13: 分版块盈利预测 (百万元)

	2020A	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
汇总						
营业收入	39320	43766	50489	58930	62987	66887
yoy		11%	15%	17%	7%	6%
毛利润	17641	12817	16178	24584	27634	29304
yoy		-27%	26%	52%	12%	6%
毛利率	44.87%	29.28%	32.04%	41.72%	43.87%	43.81%
水电板块:						
营业收入	19435	19824	23767	27363	28545	29346
yoy	4.83%	2.00%	19.89%	15.13%	4.32%	2.81%
毛利润	12788	12199	14633	17872	18971	19708
yoy	4.58%	-4.61%	19.95%	22.13%	6.15%	3.89%
毛利率	65.80%	61.54%	61.57%	65.31%	66.46%	67.16%
火电板块:						
营业收入	16690	19058	20227	23879	25205	26435
yoy	-21.34%	14.19%	6.13%	18.05%	5.56%	4.88%
毛利润	3418	-1374	-401	4021	4380	4689
yoy	3.01%	-140.20%	-70.82%	-1102.81%	8.93%	7.05%
毛利率	20.48%	-7.21%	-1.98%	16.84%	17.38%	17.74%
风电板块:						
营业收入	1474	2186	2354	2975	3594	4454
yoy	26.96%	48.30%	7.69%	26.38%	20.82%	23.93%
毛利润	818	1281	1359	1,613	1,866	2,218
yoy	26.23%	56.60%	6.09%	18.69%	15.71%	18.85%
毛利率	55.50%	58.60%	57.73%	54.22%	51.93%	49.80%
光伏板块:						
营业收入	1006	1286	1265	1,540	2,267	3,081
yoy	45.80%	27.83%	-1.63%	21.76%	47.20%	35.88%
毛利润	566	729	694	766	922	1,110
yoy	44.76%	28.80%	-4.80%	10.34%	20.35%	20.46%
毛利率	56.26%	56.69%	54.86%	49.72%	40.65%	36.04%

资料来源: Wind, 信达证券研发中心整理

表 14: 可比公司估值表 (截至 2023/7/13)

证券代码	证券简称	收盘价 (元)	归母净利润 (百万元)				PE				PB
			2022A	2023E	2024E	2025E	2022A	2023E	2024E	2025E	

600795.SH	国投电力*	12.54	4079	6338	7278	8011	19.79	14.75	12.84	11.67	1.85
600900.SH	长江电力	22.42	21309	33513	35561	37255	22.41	16.37	15.43	14.72	2.97
600025.SH	华能水电	7.02	6801	7549	8241	8853	17.47	16.74	15.33	14.27	2.28
600674.SH	川投能源	14.86	3515	4653	4920	5211	15.47	14.24	13.47	12.72	1.93
600011.SH	华能国际	9.47	-7387	9817	12349	14301	-	15.14	12.04	10.40	3.09
600027.SH	华电国际	6.75	100	5169	6438	7436	581.45	13.36	10.72	9.28	1.86

资料来源: Wind, 信达证券研发中心整理 注: 标*公司为信达能源的盈利预测, 其他公司采用 Wind 一致预测; 注: 华能国际 2022 年归母净利润为负值, 因此不列示 PE 数据

风险因素

- 1、国内外煤炭价格大幅上涨:** 公司用煤结构中市场煤占比高, 国内外煤炭价格大幅上涨或将抬升公司火电成本, 进而挤压公司火电业务的盈利空间。
- 2、公司水电项目所在流域来水较差:** 水电业务为公司盈利的主要来源, 水电发电量受到来水量的影响, 若雅砻江等流域来水情况较差, 公司水电发电量可能出现下滑。
- 3、两杨电价不确定性:** 两河口目前按照临时电价执行, 杨房沟电站定价暂未确定, 可能存在电价不及预期的风险。
- 4、公司新能源项目建设进展不及预期:** 公司在建及规划新能源装机较多, 若项目建设进展不及预期, 可能会影响公司新能源业务增速。

资产负债表					
单位: 百万元					
会计年度	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
流动资产	21,697	23,322	35,124	49,415	66,269
货币资金	8,887	11,639	20,055	36,328	49,389
应收票据	85	44	107	55	117
应收账款	9,583	8,972	12,705	10,505	14,222
预付账款	424	187	187	192	205
存货	1,270	1,217	938	956	1,099
其他	1,448	1,263	1,133	1,378	1,237
非流动资产	219,709	234,933	235,686	236,087	236,158
长期股权投资	9,338	9,760	10,183	10,606	11,029
固定资产(合计)	184,312	194,485	195,507	195,300	194,150
无形资产	5,588	5,665	5,742	5,819	5,896
其他	20,471	25,022	24,253	24,361	25,084
资产总计	241,406	258,254	270,810	285,501	302,427
流动负债	37,987	44,762	45,202	45,897	47,644
短期借款	8,591	11,299	11,299	11,299	11,299
应付票据	1,127	461	1,128	507	1,232
应付账款	3,605	4,087	3,613	4,313	4,113
其他	24,664	28,916	29,162	29,778	31,000
非流动负债	115,321	119,868	121,868	123,868	125,868
长期借款	104,016	106,364	107,364	108,364	109,364
其他	11,305	13,504	14,504	15,504	16,504
负债合计	153,308	164,630	167,070	169,765	173,512
少数股东权益	36,623	39,108	45,585	53,264	61,697
归属母公司股东权益	51,475	54,517	58,154	62,473	67,218
负债和股东权益	241,406	258,254	270,810	285,501	302,427

重要财务指标					
单位: 百万元					
主要财务指标	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
营业总收入	43,766	50,489	59,052	63,294	67,423
同比(%)	11.3%	15.4%	17.0%	7.2%	6.5%
归属母公司净利润	2,456	4,079	7,339	8,700	9,555
同比(%)	-55.5%	66.1%	79.9%	18.6%	9.8%
毛利率(%)	29.3%	32.0%	41.8%	44.1%	44.3%
ROE(%)	4.8%	7.5%	12.6%	13.9%	14.2%
EPS(摊薄)	0.33	0.55	0.98	1.17	1.28
P/E	38.06	22.91	12.74	10.74	9.78
P/B	1.79	1.69	1.58	1.47	1.37
EV/EBITDA	10.80	8.90	6.56	5.54	4.96

利润表					
单位: 百万元					
会计年度	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
营业总收入	43,766	50,489	59,052	63,294	67,423
营业成本	30,950	34,311	34,346	35,353	37,582
营业税金及附加	942	971	1,136	1,217	1,297
销售费用	29	37	44	47	50
管理费用	1,306	1,480	1,731	1,855	1,976
研发费用	31	40	47	50	53
财务费用	4,291	4,655	4,972	4,884	4,638
减值损失合计	-321	-184	-340	-340	-340
投资净收益	102	273	319	342	365
其他	453	327	190	206	221
营业利润	6,450	9,412	16,948	20,097	22,072
营业外收支	135	21	21	21	21
利润总额	6,585	9,433	16,969	20,118	22,094
所得税	1,372	1,753	3,154	3,739	4,106
净利润	5,213	7,680	13,816	16,380	17,988
少数股东损益	2,757	3,601	6,477	7,679	8,433
归属母公司净利润	2,456	4,079	7,339	8,700	9,555
EBITDA	19,300	23,441	32,560	35,948	37,983
EPS(当年)(元)	0.32	0.52	0.98	1.17	1.28

现金流量表					
单位: 百万元					
会计年度	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
经营活动现金	14,631	21,964	26,308	34,901	32,172
净利润	5,213	7,680	13,816	16,380	17,988
折旧摊销	8,625	9,669	10,592	10,944	11,274
财务费用	4,370	4,736	5,205	5,285	5,365
投资损失	-102	-273	-319	-342	-365
营运资金变动	-3,591	160	-3,306	2,317	-2,407
其它	116	-9	321	319	317
投资活动现金	-9,088	-15,689	-10,986	-10,961	-10,937
资本支出	-9,242	-15,177	-8,802	-8,801	-8,799
长期投资	-647	-980	-2,523	-2,523	-2,523
其他	801	468	340	363	385
筹资活动现金	-6,401	-3,574	-6,874	-7,635	-8,142
吸收投资	8,691	2,530	0	0	0
借款	45,070	48,824	1,000	1,000	1,000
支付利息或股	-11,000	-9,129	-8,874	-9,635	-10,142
现金净增加额	-893	2,726	8,416	16,273	13,061

研究团队简介

左前明，中国矿业大学（北京）博士，注册咨询（投资）工程师，兼任中国信达能源行业首席研究员、业务审核专家委员，中国地质矿产经济学会委员，中国国际工程咨询公司专家库成员，曾任中国煤炭工业协会行业咨询处副处长（主持工作），从事煤炭以及能源相关领域研究咨询十余年，曾主持“十三五”全国煤炭勘查开发规划研究、煤炭工业技术政策修订及企业相关咨询课题上百项，2016年6月加盟信达证券研发中心，负责煤炭行业研究。2019年至今，负责大能源板块研究工作。

李春驰，CFA，中国注册会计师协会会员，上海财经大学金融硕士，南京大学金融学学士，曾任兴业证券经济与金融研究院煤炭行业及公用环保行业分析师，2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力、天然气等大能源板块的研究。

高升，中国矿业大学（北京）采矿专业博士，高级工程师，曾任中国煤炭科工集团二级子企业投资经营部部长，曾在煤矿生产一线工作多年，从事煤矿生产技术管理、煤矿项目投资和经营管理等工作，2022年6月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

邢秦浩，美国德克萨斯大学奥斯汀分校电力系统专业硕士，具有三年实业研究经验，从事电力市场化改革，虚拟电厂应用研究工作，2022年6月加入信达证券研究开发中心，从事电力行业研究。

程新航，澳洲国立大学金融学硕士，西南财经大学金融学学士。2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力行业研究。

吴柏莹，吉林大学产业经济学硕士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事煤炭、煤化工行业的研究。

李睿，CPA，德国埃森经济与管理大学会计学硕士，2022年9月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

唐婵玉，香港科技大学社会科学硕士，对外经济贸易大学金融学学士。2023年4月加入信达证券研发中心，从事天然气、电力行业研究。

机构销售联系人

区域	姓名	手机	邮箱
全国销售总监	韩秋月	13911026534	hanqiuyue@cindasc.com
华北区销售总监	陈明真	15601850398	chenmingzhen@cindasc.com
华北区销售副总监	阙嘉程	18506960410	quejiacheng@cindasc.com
华北区销售	祁丽媛	13051504933	qiliyuan@cindasc.com
华北区销售	陆禹舟	17687659919	luyuzhou@cindasc.com
华北区销售	魏冲	18340820155	weichong@cindasc.com
华北区销售	樊荣	15501091225	fanrong@cindasc.com
华北区销售	秘侨	18513322185	miqiao@cindasc.com
华北区销售	赵岚琦	15690170171	zhaolanqi@cindasc.com
华北区销售	张澜夕	18810718214	zhanglanxi@cindasc.com
华北区销售	王哲毓	18735667112	wangzheyu@cindasc.com
华东区销售总监	杨兴	13718803208	yangxing@cindasc.com
华东区销售副总监	吴国	15800476582	wuguo@cindasc.com
华东区销售	国鹏程	15618358383	guopengcheng@cindasc.com
华东区销售	朱尧	18702173656	zhuyao@cindasc.com
华东区销售	戴剑箫	13524484975	daijianxiao@cindasc.com
华东区销售	方威	18721118359	fangwei@cindasc.com
华东区销售	俞晓	18717938223	yuxiao@cindasc.com
华东区销售	李贤哲	15026867872	lixianzhe@cindasc.com
华东区销售	孙瞳	18610826885	suntong@cindasc.com
华东区销售	王爽	18217448943	wangshuang3@cindasc.com
华东区销售	石明杰	15261855608	shimingjie@cindasc.com
华东区销售	粟琳	18810582709	sulin@cindasc.com
华东区销售	曹亦兴	13337798928	caoyixing@cindasc.com
华东区销售	王赫然	15942898375	wangheran@cindasc.com
华南区销售总监	王留阳	13530830620	wangliuyang@cindasc.com
华南区销售副总监	陈晨	15986679987	chenchen3@cindasc.com
华南区销售副总监	王雨霏	17727821880	wangyufei@cindasc.com
华南区销售	刘韵	13620005606	liuyun@cindasc.com
华南区销售	胡浩颖	13794480158	hujieying@cindasc.com
华南区销售	郑庆庆	13570594204	zhengqingqing@cindasc.com
华南区销售	刘莹	15152283256	liuying1@cindasc.com
华南区销售	蔡静	18300030194	caijing1@cindasc.com
华南区销售	聂振坤	15521067883	niezhenkun@cindasc.com
华南区销售	张佳琳	13923488778	zhangjialin@cindasc.com
华南区销售	宋王飞逸	15308134748	songwangfeiyi@cindasc.com

分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明，本人具有证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告；本报告所表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点；本人薪酬的任何组成部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

免责声明

信达证券股份有限公司（以下简称“信达证券”）具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通，对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制，但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断，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出现不同程度的波动，涉及证券或投资标的的历史表现不应作为日后表现的保证。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告，对此信达证券可不发出特别通知。

在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人做出邀请。

在法律允许的情况下，信达证券或其关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深 300 指数（以下简称基准）； 时间段：报告发布之日起 6 个月内。	买入 ：股价相对强于基准 20% 以上；	看好 ：行业指数超越基准；
	增持 ：股价相对强于基准 5%~20%；	中性 ：行业指数与基准基本持平；
	持有 ：股价相对基准波动在±5% 之间；	看淡 ：行业指数弱于基准。
	卖出 ：股价相对弱于基准 5% 以下。	

风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下，信达证券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，投资者需自行承担风险。