



# 华能水电 (600025.SH)

买入 (首次评级)

公司深度研究

证券研究报告

## 拥两大龙头水库，迎水光互补新机遇

### 投资逻辑：

**量：澜上水电开发仍大有可为，“水风光一体化”开启新能源大发展。**1) 水电：公司澜沧江流域在建托巴水电站总装机容量 140 万千瓦，计划于 2024 年底前全部投产；大渡河流域在建的硬梁包水电站总装机容量 111.6 万千瓦，计划于 2025 年 4 月全部投产。两座水电站全部投产后，公司水电装机规模较当前增幅约 9.8%。另外，公司在建的如美水电站位于澜上西藏段，下游包括托巴在内已有 13 座水电站；且规划有年调节能力，建成后将与小湾和糯扎渡形成“三库联调”的格局，具有“布局一子带活全盘”的重大意义。2) 新能源：2021 年起，公司战略定位转向“水风光一体化”大基地开发。一方面，水风光互补有助于提升资源利用效率、带来额外的增发电量；另外，根据华能集团电子商务平台，截至 3M23 公司已完成对共计 1007.7 万千瓦光伏项目的设备采购及建筑安装工程施工监理服务中标结果的公示，新能源项目资源储备充足；其中单体装机规模 200MW 以下的光伏项目占比 75.1%，这些项目在 2025 年底前投产的可行性较强。因此，预计公司 22~25 年光伏装机容量 CAGR 可达 164.8%。

**价：云南用电负荷高速增长，省内市场化电价仍有上行空间。**公司市场化交易电量占比近 7 成，过去受云南省内清洁能源市场化电价折价影响较大。18 年以来，云南大举引入电解铝、工业硅等高耗能产业，“十四五”以来电力供需转向长期短缺，将支撑省内市场化电价呈长期上涨趋势。且负荷用电特性与电源结构的出力特性不匹配，汛枯结构性矛盾仍然存在，省内市场化电价丰枯价差高达约 0.12 元/kWh。公司已建两大多年调节水库，两库联调可实现枯期发电量较汛期更多，稀缺水电调节能力可变现。

**利：24、25 年存量机组折旧到期有望分别带来 3.5、6.1 亿元的利润释放。**公司在同业中折旧年限偏短，功果桥、糯扎渡、龙开口水电站在 24、25 年分别有 240、404 万千瓦机组设备折旧到期。前述三座电站投资规模分别达 89.0、450.1、174.1 亿元。基于机电设备购置和安装费占总投资约 21.5% 的假设，预计到 24、25 年存量水电站机电设备折旧到期将分别释放利润约 3.5、6.1 亿元。

### 盈利预测、估值和评级

我们预计公司 2023~2025 年分别实现归母净利润 81.0/89.8/98.3 亿元，EPS 分别为 0.45、0.50、0.55 元。当前股价对应 PE 分别为 19、17、16 倍。给予公司 2024 年 18 倍 PE，对应目标价 8.98 元，首次覆盖，给予“买入”评级。

### 风险提示

下游用电需求不及预期，来水不及预期，风光装机不及预期，新能源入市带来量价风险等。

国金证券研究所

分析师：许隽逸 (执业 S1130519040001)

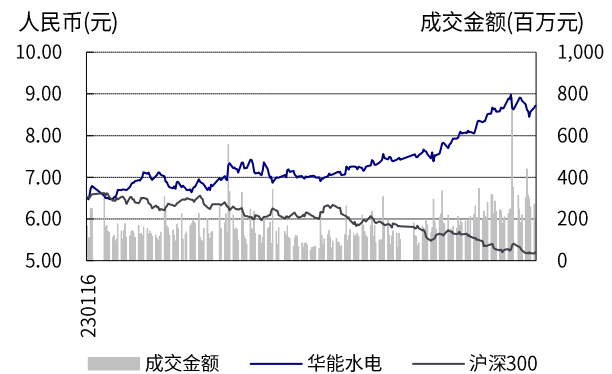
xujunyi@gjzq.com.cn

联系人：唐执敬

tangzhijing@gjzq.com.cn

市价 (人民币)：8.72 元

目标价 (人民币)：8.98 元



### 公司基本情况 (人民币)

项目	2021	2022	2023E	2024E	2025E
营业收入(百万元)	20,202	21,142	23,477	26,096	28,298
营业收入增长率	4.93%	4.65%	11.04%	11.16%	8.44%
归母净利润(百万元)	5,838	6,801	8,097	8,975	9,826
归母净利润增长率	20.75%	16.51%	19.05%	10.84%	9.47%
摊薄每股收益(元)	0.324	0.378	0.450	0.499	0.546
每股经营性现金流净额	0.92	0.92	1.19	1.00	1.11
ROE(归属母公司)(摊薄)	9.07%	10.04%	13.48%	13.71%	13.74%
P/E	20.32	17.47	19.38	17.49	15.97
P/B	1.84	1.75	2.61	2.40	2.20

来源：公司年报、国金证券研究所



## 内容目录

一、华能集团水电业务主体，拥有澜沧江干流流域开发权.....	4
二、大水电资产特性赋予其稳定的盈利能力和高比例分红潜力.....	6
2.1 低成本电源匹配保障性用电需求，赋予水电稳定的盈利能力.....	6
2.2 稳定的收益预期和高非付现成本，可用于分红的现金流充沛.....	8
三、公司的中长期增长空间几何？.....	9
3.1 量：澜上水电开发仍大有可为，“水风光一体化”开启新能源大发展.....	9
3.2 价：云南用电负荷高速增长，省内市场化电价仍有上行空间.....	13
3.3 利：24、25 年存量机组折旧到期有望分别带来 3.5、6.1 亿元的利润释放.....	16
四、盈利预测与投资建议.....	18
4.1 核心假设.....	18
4.2 盈利预测.....	19
4.3 投资建议及估值.....	19
五、风险提示.....	19

## 图表目录

图表 1：澜沧江全流域水电工程情况（截至 2017 年 11 月）.....	4
图表 2：截至 2022 年底，公司在云南省水电装机市占率达约 28%.....	5
图表 3：2018~2025E 华能水电公司水电装机容量及增速.....	5
图表 4：2023 上半年云南来水偏枯，前三季度水电累计发电量同比下降 7.1%.....	5
图表 5：1~3Q23 公司营收同比增长 5.2%、归母净利润同比下降 2.9%.....	5
图表 6：公司销售净利率与水电发电量高度正相关.....	6
图表 7：1M20~12M23 云南省保山市降水量情况（毫米）.....	6
图表 8：1M20~12M23 云南省临沧市降水量情况（毫米）.....	6
图表 9：目前我国常规水电开发率已过半.....	7
图表 10：水力发电具备显著的规模经济效益.....	7
图表 11：中国十三大水电基地规划情况.....	7
图表 12：以云南和浙江为例，居民生活和农业生产用电价格显著低于工商业电价（元/kWh）.....	8
图表 13：居民生活和农业生产等保障性用电需求有望持续增长.....	8
图表 14：常规水电的度电成本在所有电源中最低.....	8
图表 15：公司折旧和财务费用占总成本的比重与所属属电站所处的生命周期高度相关（百万元）.....	9
图表 16：2018 年以来，A 股主要上市水电企业净现比维持在 1 以上.....	9
图表 17：2020 年公司业绩下滑，但通过提高分红比例延续了每股股利数值的增长趋势.....	9
图表 18：坝式水电站运行原理.....	10
图表 19：同业可比公司龙头水库发电及调蓄能力对比.....	10
图表 20：澜沧江流域梯级水电站剖面示意图.....	10
图表 21：据规划，公司澜沧江流域目前在建、筹建的水电站总装机达 609.5 万千瓦.....	10
图表 22：水光互补示意图.....	11
图表 23：如美水光互补示意图.....	12



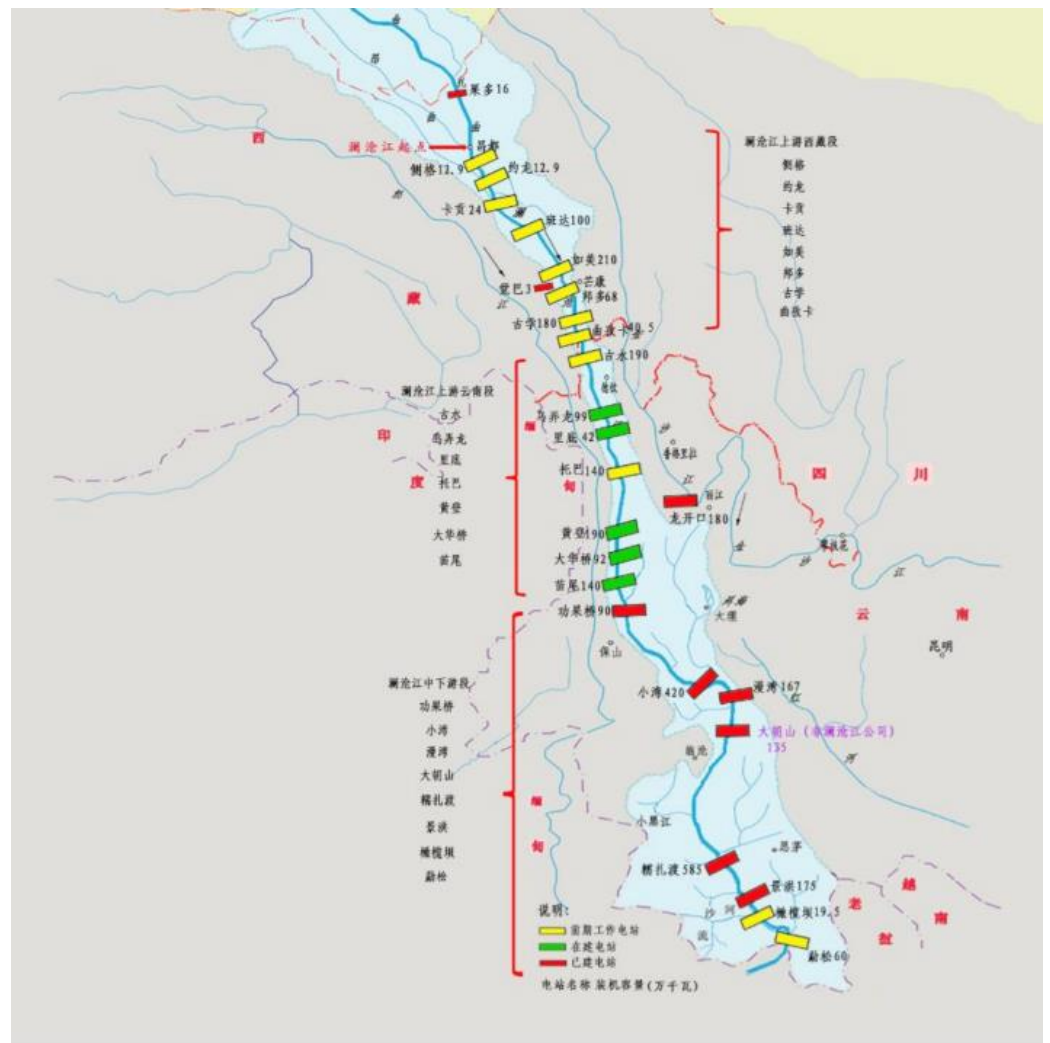
图表 24:	风资源改善+新光伏项目投产, 公司 1~3Q23 新能源发电量同比+214.1%.....	12
图表 25:	2021~2025E 公司风光新能源装机容量情况 (万千瓦) .....	12
图表 26:	2019~2023 年公司经营性现金流及资本性支出情况 .....	13
图表 27:	2022 年公司水电发电量消纳情况 .....	13
图表 28:	公司市场化交易电量占比显著高于长江电力 .....	13
图表 29:	“十三五”期间云南省弃水问题突出 .....	14
图表 30:	2018~2022 年云南省清洁能源市场化电价呈上行趋势 .....	14
图表 31:	公司水电平均上网电价显著低于长江电力 .....	14
图表 32:	2017~2023 年, 云南省电解铝建成产能大幅增长 284.9% .....	14
图表 33:	2018~2022 年, 云南省全社会用电量五年 CAGR 高达 6.4% .....	14
图表 34:	截至 11M23, 云南省 6000 千瓦及以上电厂可再生能源装机占比高达 90%.....	15
图表 35:	地处高原的云南省采暖需求大于制冷需求, 全年最大负荷通常出现在在 12 月、1 月 .....	15
图表 36:	2021 年起, 云南电解铝开工率呈现出明显季节性的特征 .....	15
图表 37:	1M20~1M24 省内清洁能源月度交易价格 (元/kWh) .....	16
图表 38:	2019~2023 年云南省内清洁能源市场化电价平均丰枯价差高达约 0.12 元/kWh (元/kWh) .....	16
图表 39:	2021 年起, 具备多年调节能力的小湾和糯扎渡联合调节可实现枯期发电量较汛期更大 .....	16
图表 40:	公司水电大坝和机器设备折旧年限在采用平均年限法折旧的同业可比公司中处于下限水平.....	17
图表 41:	2017 年公司毛利率远低于同行业可比公司而近年来呈上行趋势并逐渐接近同行业平均水平 (%) .	17
图表 42:	公司主要电站投资规模情况 .....	17
图表 43:	2021A~2025E 公司费用率情况 .....	18
图表 44:	2021A~2025E 公司历史盈利情况及预测 .....	19
图表 45:	可比公司估值比较 .....	19



## 一、华能集团水电业务主体，拥有澜沧江干流流域开发权

- 公司是华能集团水电业务上市平台。根据《关于中国华能集团公司进一步避免与华能澜沧江水电股份有限公司同业竞争有关事项的承诺》，公司定位为控股股东华能集团旗下水电业务最终整合的唯一平台，控股股东将在公司 A 股上市 3 年内把符合注入上市公司条件的、集团所属的中国境内非上市水电资产注入公司。据公司 9M23 公告，经梳理，华能集团存量非上市水电业务资产中，仅华能四川能源开发公司（以下简称“四川公司”）的资产符合注入上市公司条件，其在运水电装机规模 265.1 万千瓦，占母集团非上市水电资产总规模的约 62.1%，并已于 10M23 月完成注入。
- 拥有澜沧江干流全流域开发权，具有较强的持续发展能力。基于《国家能源局关于澜沧江等流域水电开发有关事项文件的通知》（国能新能〔2012〕257 号），公司拥有澜沧江干流流域水能资源开发权。基于对澜沧江自下而上的阶梯式开发，公司能够充分发挥全干流协同优势以平衡水电资源，完整获取水电发电收益。

图表1：澜沧江全流域水电工程情况（截至 2017 年 11 月）



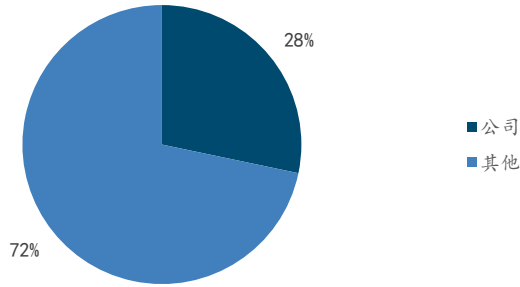
来源：公司招股说明书、国金证券研究所

- 目前公司在运水电装机约 2560 万千瓦。公司水电资产主要布局于云南省内，是澜沧江-湄公河次区域最大的清洁电力运营商。到 2022 年底，公司澜沧江流域控股在运水电装机 18 台机组、共计 2294.9 万千瓦，占云南省水电装机总量约 28%，占全国水电装机总量约 6%。此外，2023 年四川公司资产注入后，公司在运水电装机规模达到约 2560 万千瓦，增长 11.6%。
- 托巴、硬梁包水电站投产在即，公司在运水电装机规模将进一步增长 9.8%。公司澜沧江流域重点在建项目托巴水电站总装机容量 140 万千瓦，计划于 2024 年 6 月首台机组投产、年底前全部投产；华能四川公司在建的大渡河硬梁包水电站总装机容量 111.6 万千瓦，计划于 2024 年 6 月首台机组投产、2025 年 4 月全部投产。到 2025 年，公司水电装机将达 2811.6 万千瓦，较当前增幅约 9.8%。



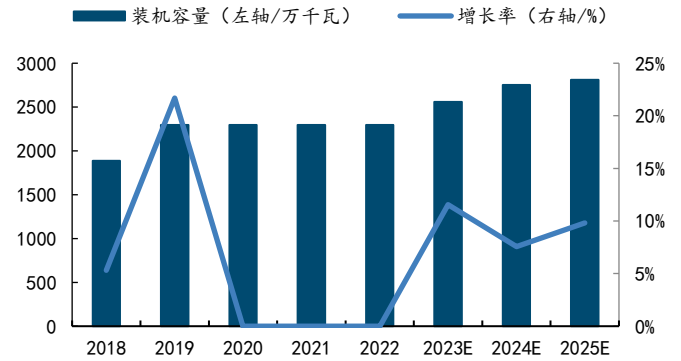


图表2: 截至 2022 年底, 公司在云南省水电装机市占率  
达约 28%



来源: 中电联、公司年报、国金证券研究所

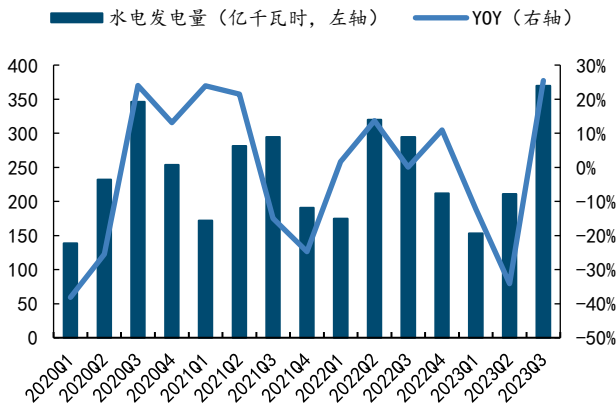
图表3: 2018~2025E 华能水电公司水电装机容量及增速



来源: 公司年报及重大资产重组公告、北极星、国金证券研究所

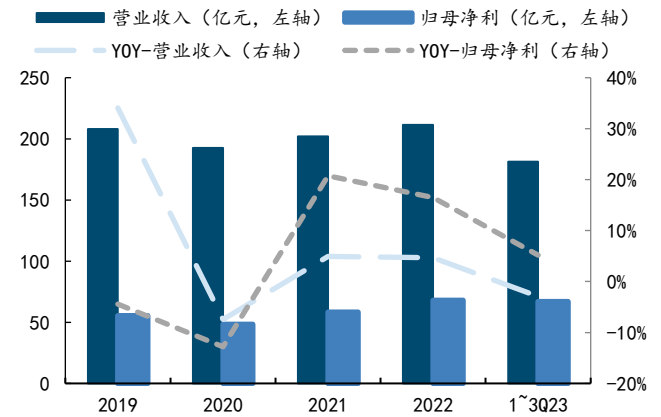
- 2H22~1H23 云南来水偏枯致发电量下滑, 拖累公司盈利能力。1H23 澜沧江流域来水同比偏枯约 25%, 其中乌弄龙、小湾和糯扎渡断面来水同比分别偏枯 22.5%、25.4% 和 28.4%, 拖累公司水电发电量同比减少 24.5%。除自然条件外, 1H23 公司水电发电量大幅下滑还因 22 年汛期来水不足, 流域梯级电站水电蓄能同比减少 61.4 亿千瓦时, 致使公司下属龙头水库调节能力受限。23 年入汛后澜沧江流域来水显著改善, 3Q23 同比偏丰 4~7 成; 小湾和糯扎渡两大龙头水库转入蓄水运行, 水电发电能力并未完全释放。
- ✓ 当上网电价和折旧费用为常量时, 发电量越低、度电分摊的固定成本越高、净利率越低。1~3Q23 公司完成发电量共 828.6 亿千瓦时, 同比减少 5.8%; 其中水电发电量 816.8 亿千瓦时, 同比下降 6.8%。在来水偏枯的不利条件下, 电价上涨助公司在 1~3Q23 实现营收同比增长 5.2%; 归母净利润同比下降 2.9%, 小于同期发电量降幅。

图表4: 2023 上半年云南来水偏枯, 前三季度水电累计  
发电量同比下降 7.1%



来源: 公司发电量完成情况公告、国金证券研究所

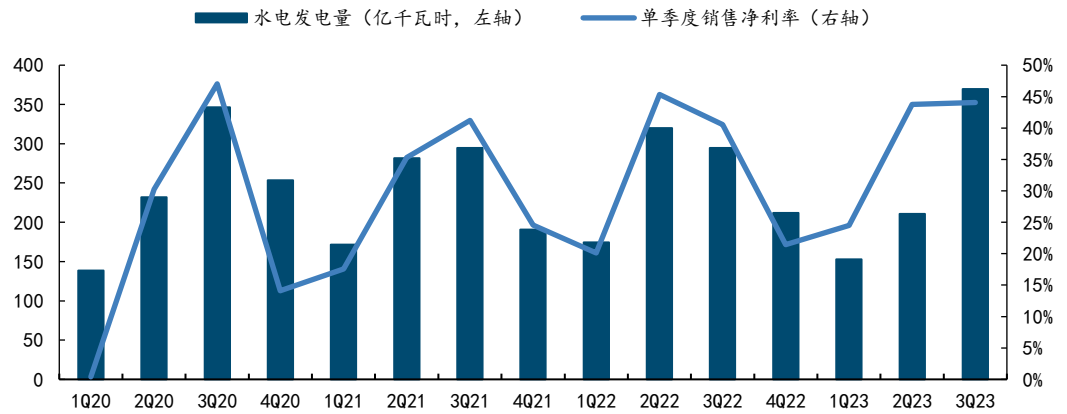
图表5: 1~3Q23 公司营收同比增长 5.2%、归母净利润同  
比下降 2.9%



来源: 公司公告、国金证券研究所



图表6: 公司销售净利率与水电发电量高度正相关

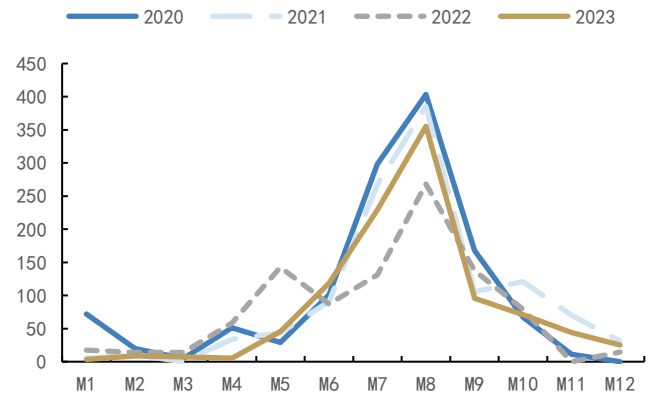
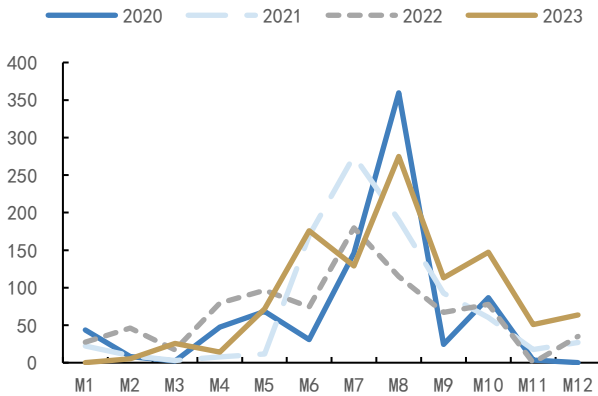


来源: iFind、公司公告、国金证券研究所

- 23年下半年云南省来水情况改善, 1H24继续修复可期。由图表1可知, 公司水电机组布局集中的澜沧江中下游段流经云南省保山市和临沧市。从保山市和临沧市近4年分月度降水量来看, 2022年上半年(尤其2Q22)降水量明显偏多、而汛期降水量明显偏少; 2023年1~4月降水量较往年偏少, 而6月起降水情况明显改善。此外, 根据国家气候中心发布的冬季气候预测, 今冬西南地区南部降水较常年同期偏多。来水持续改善叠加1~4M23的低基数效应, 1H24公司水电发电量有望延续同比增长。

图表7: 1M20~12M23 云南省保山市降水量情况 (毫米)

图表8: 1M20~12M23 云南省临沧市降水量情况 (毫米)



来源: iFind、国金证券研究所

来源: iFind、国金证券研究所

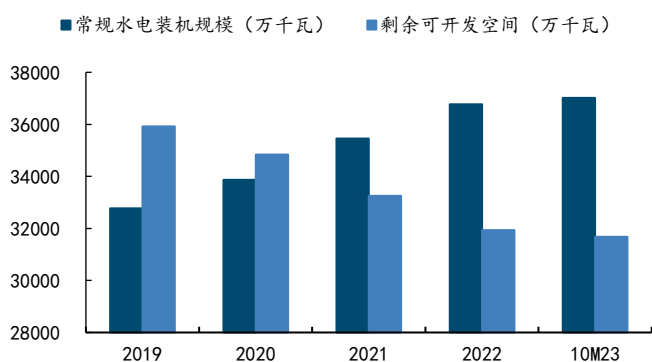
## 二、大水电资产特性赋予其稳定的盈利能力和高比例分红潜力

### 2.1 低成本电源匹配保障性用电需求, 赋予水电稳定的盈利能力

- 中国水能资源经济可开发空间有限, 目前水电开发率已过半。截至23年10月, 我国常规水电装机规模已达约3.7亿千瓦, 占技术可开发容量(约6.9亿千瓦)的53.8%。剩余技术可开发水电资源主要集中在我国西部地区, 尤其是青藏高原及其周边地区; 而高海拔地区水电工程普遍面临地质条件复杂、施工条件恶劣、生态环境脆弱等制约性问题, 常规开发模式借鉴价值有限, 还需针对重点问题寻求水能发电方面的技术突破, 使其满足经济性要求。
- 水电站前期投资成本高、具有显著的规模经济效应。一方面, 水电建设期单体项目投资额高、资产专用性强, 符合“高沉没成本”的特征。另外, 水电还具备“规模经济效益显著”的特征。以长江电力的溪洛渡水电站和公司的糯扎渡水电站为例, 溪洛渡水电站设计装机规模1260万千瓦、多年平均年发电量571.2~640.6亿千瓦时, 工程总投资792亿元; 糯扎渡水电站设计装机规模585万千瓦、多年平均发电量239.1亿千瓦时, 工程总投资611亿元。基于总投资成本中约21.5%为机电设备购置和安装费, 以18年为基准计提折旧; 剩余费用均计入挡水建筑物, 以45年为基准计提折旧, 计算得出溪洛渡水电站度电分摊的折旧成本较糯扎渡水电站低约48.8%。



图表9：目前我国常规水电开发率已过半



来源：中国电力报、中电联、国金证券研究所

图表10：水力发电具备显著的规模经济效益

	溪洛渡水电站	糯扎水电站
设计多年平均发电量 (亿度)	571.2-640.6	239.12
装机容量 (万千瓦)	1260	585
总投资额 (亿元)	792	611
度电折旧成本 (元/度)	0.04	0.08

来源：中国政府网、《水力发电设备和主要建筑物腐蚀成本及费用》、国金证券研究所

- 结果上看，中国大型水电基地开发集中度较高。
- ✓ 出于水电行业的自然垄断属性，《政府核准的投资项目目录（2016 年本）》中明确了在跨界河流、跨省（区、市）河流上建设的单站总装机容量 50 万千瓦及以上项目由国务院投资主管部门核准，其中单站总装机容量 300 万千瓦及以上或者涉及移民 1 万人及以上的项目由国务院核准。其余项目由地方政府核准。
- ✓ 中国十三大水电基地开发主体主要为五大发电集团和国投集团、三峡集团，仅部分流域上的个别电站控股股东为民企。其中，怒江、金沙江上游、黄河中游尚待开发，东北、湘西、浙赣闽水系相对分散，大渡河中游、金沙江中游开发主体相对复杂，具有流域整体独家开发权的上市公司实际仅有长江电力、国投电力与川投能源，以及公司。规模上看，澜沧江干流水电基地规划装机容量 2582 万千瓦，在中国十三大水电基地中位列第四。

图表11：中国十三大水电基地规划情况

序号	水电基地名称	开发主体	规划龙头水库	规划装机容量	
1	金沙江水电基地	上游	华电集团	898	
		中游	汉能控股、华能水电、华电集团、大唐集团、云南能投	龙盘，多年调节能力	2096
		下游	长江电力	无	4215
2	长江上游水电基地	长江电力、湖北能源	无	3211	
3	雅砻江水电基地	国投电力、川投能源	两河口（已建），多年调节能力	2971	
4	澜沧江水电基地	华能水电、国投电力（华能水电持有国投云南大朝山水电有限公司 10% 股权）	上游：如美 中游：古水 下游：小湾（已建）、糯扎渡（已建），多年调节能力	2582	
5	大渡河水电基地	上游	国能大渡河（国电电力）、中国电建	下尔呷、双江口	
		中游	大唐国际、华电国际、华能集团、中旭投资	无	2552
		下游	国能大渡河（国电电力）、中国电建	瀑布沟（已建，三大控制性水库建成后对大渡河干流径流年调节）	
6	怒江水电基地（尚无核准）	云南华电怒江水电开发有限公司（华电集团）	松塔、马吉	2132	
7	黄河上游水电基地	国家电投（黄河公司）	龙羊峡（已建），多年调节	1555	
8	闽浙赣水电基地	华电福新（华电国际）、闽东电力等	无	1417	
9	南盘江、红水河水电基地	南方电网、桂冠电力	天生桥一级（已建）、龙滩（已建），多年调节	1208	
10	东北水电基地	/	无	1132	
11	乌江水电基地	贵州段	贵州乌江水电开发有限责任公司（华电集团）	洪家渡（已建），多年调节能力	1406
		重庆段	大唐国际	无	
12	湘西水电基地	五凌电力（中国电力）、韶能股份、粤水电等	沅水：三板溪（已建），多年调节能力但控制流域面积较小；五强溪（已	661	



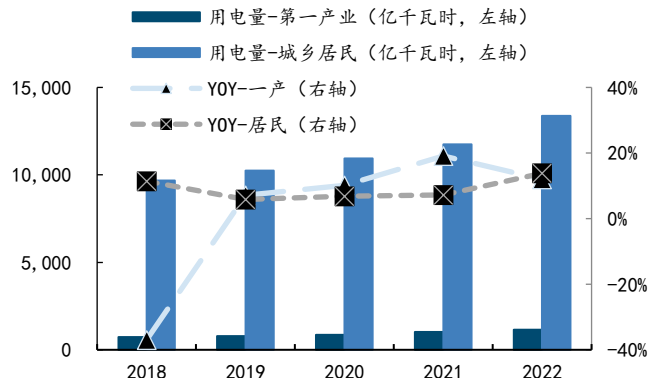
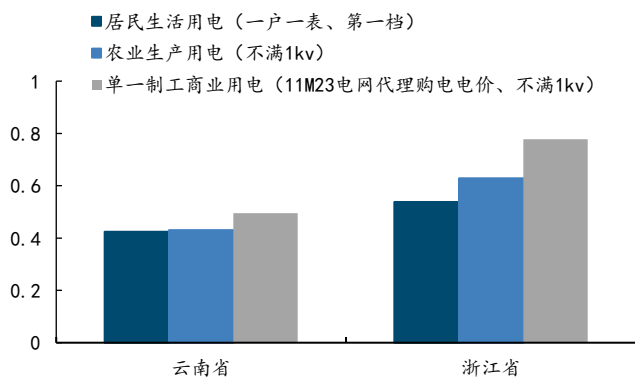
序号	水电基地名称	开发主体	规划龙头水库	规划装机容量
13	黄河中游水电基地	/	建), 季调节能力但控制流域面积较大 湫水: 皂市 (已建), 年调节能力 主要针对调水调沙: 万家寨 (已建)、磧口、龙门	597

来源: 北极星电力网、黄河公司官网、国家能源招标网、贵州日报、国家能源局大坝安全监察中心、桂冠电力公司公告、国金证券研究所

- 基于电力的公益属性, 我国电价中存在交叉补贴。为了兼顾社会公平、实现电力普惠, 政府价格主管部门会在地区之间、电压等级之间、用户之间调剂电价, 从而降低欠发达地区、居民生活和农业生产用电价格。在“1439 号文”(推动燃煤发电量和工商业用户全部进市场)和“526 号文”(第三监管周期输配电价核定显著减少不同电压等级之间的交叉补贴)出台后, 我国电价体系仍保持“双轨制”: 工商业用户全部进入电力市场, 但居民和农业用电继续执行目录销售电价。常规水电在所有电源中平均度电成本最低, 最适合用来满足此类保障性需求。
- 居民生活水平改善、电气化水平持续提高, 保障性用电需求有望持续增长。2019~2022 年, 城乡居民用电量和第一产业用电量总体呈增长态势。另考虑到我国居民人均用电量相比欧美等发达经济体仍有较大增长空间, 此类需求有望刚性增长。

图表12: 以云南和浙江为例, 居民生活和农业生产用电价格显著低于工商业电价 (元/kWh)

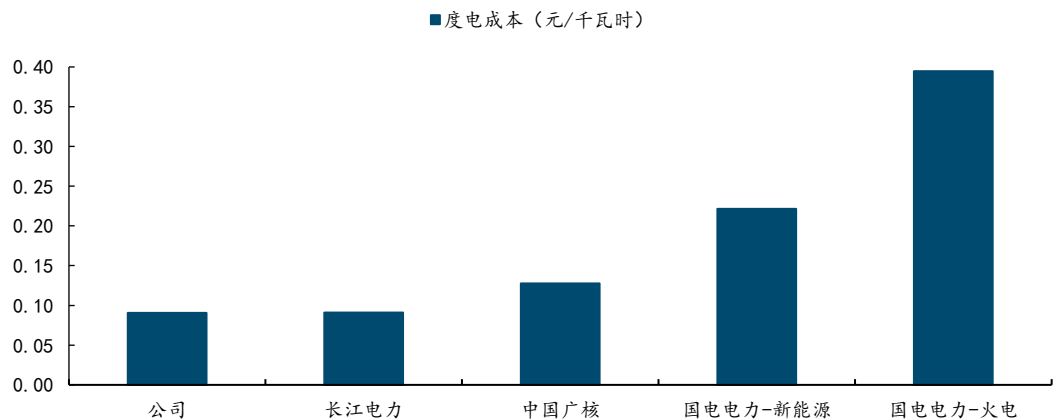
图表13: 居民生活和农业生产等保障性用电需求有望持续增长



来源: 北极星、云南/浙江省发改委、国金证券研究所

来源: iFind、国金证券研究所

图表14: 常规水电的度电成本在所有电源中最低



来源: 各公司 22 年年报/23 年半年报、国金证券研究所。注: 度电成本=营业成本/发电量。除公司和长江电力采用 2022 年年报数据外, 其余度电成本计算均采用 23 年半年报数据。

## 2.2 稳定的收益预期和高非付现成本, 可用于分红的现金流充沛

- 水电发电特征决定了其主要成本的折旧费用为非付现成本, 运营期内唯一的变动成本是 0.008 元/千瓦时的水资源费。以公司为例, 近年来折旧费用占公司营业成本的 40%以上, 因此可源源不断地创造充沛而稳定的现金流, 上市水电企业净现比普遍大于 1。稳定而充足的现金流不仅可以使水电企业维持较高的分红比例, 还能使其在

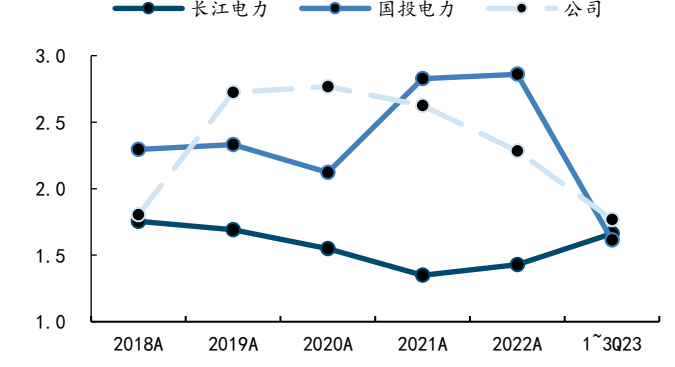
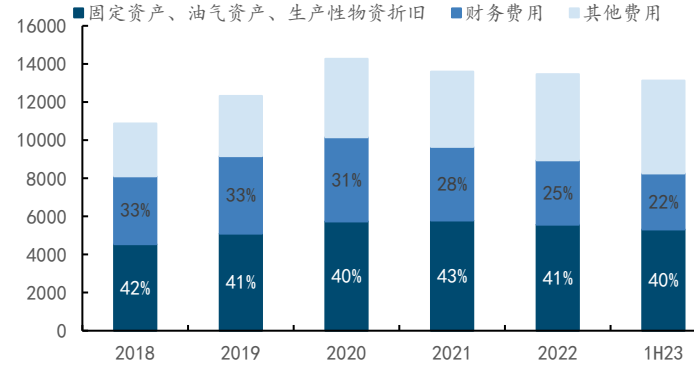




自然条件不利致使业绩下滑时，通过适度提高分红比例来兑现分红承诺，保持良好的分红信誉。公司目前股利支付率在 40%~50% 区间，长期看资本开支高峰期过后可提升空间较大。

图表15：公司折旧和财务费用占总成本的比重与所属电站所处的生命周期高度相关（百万元）

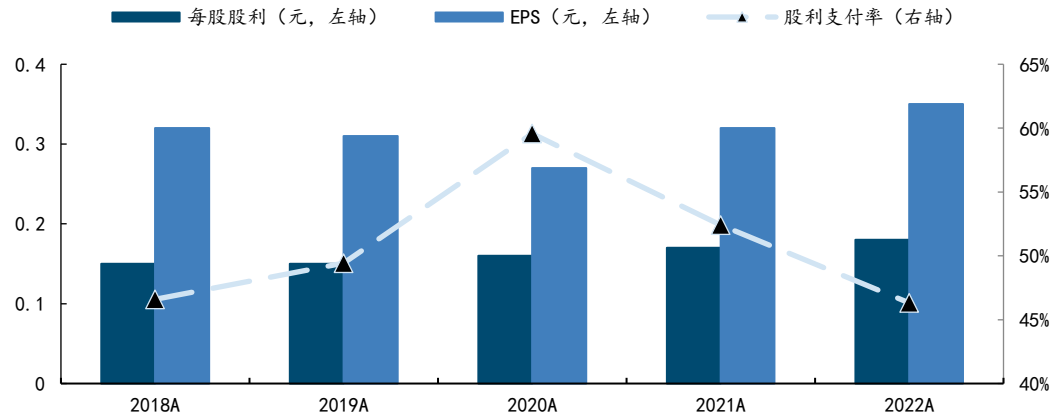
图表16：2018 年以来，A 股主要上市水电企业净现比维持在 1 以上



来源：iFind、国金证券研究所

来源：iFind、国金证券研究所

图表17：2020 年公司业绩下滑，但通过提高分红比例延续了每股股利数值的增长趋势



来源：iFind、国金证券研究所

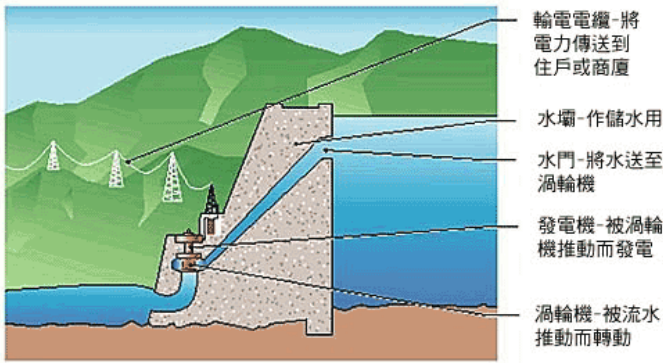
### 三、公司的中长期增长空间几何？

#### 3.1 量：澜上水电开发仍大有可为，“水风光一体化”开启新能源大发展

- 在建的如美水电站位于澜上西藏段，具有“布局一子带活全盘”的重大意义。对全流域一体化开发的水电基地而言，控制性水库越接近上游，对中下游梯级电站的调蓄和增发效果越大。据中南勘测设计院测算，金沙江中游规划的龙头水库龙盘水电站及中下游梯级电站共利用水头约 1800 米，龙盘水库一方水可发 4.2 千瓦时电，一库水储能 900 多亿千瓦时，相当于三峡工程一年发电量。澜沧江干流水电基地共规划有如美、古水、小湾和糯扎渡 4 大控制性水库，其中位于下游段的小湾和糯扎渡水库已投产。而小湾水电站正常蓄水位仅 1240 米，不到雅砻江中游控制性水库两河口的正常蓄水位 2865 米的一半，其调蓄作用对全流域梯级电站的影响有限。而如美水电站设计正常蓄水位 2895 米，其下游已投产水电站达 13 座（包括托巴）；并且规划有年调节能力，建成后将与小湾和糯扎渡形成“三库联调”的格局，届时将大幅提高全流域水资源利用率。



图表18: 坝式水电站运行原理



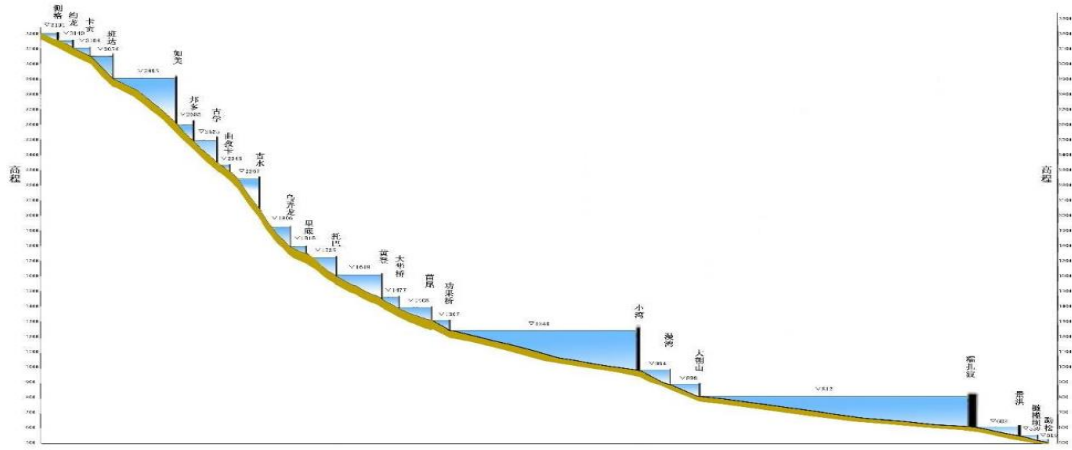
来源: 香港可再生能源网、国金证券研究所

图表19: 同业可比公司龙头水库发电及调蓄能力对比

名称	正常蓄水位 (米)	调节库容 (亿方)
小湾水电站	1240	100
龙盘水电站	1950	215
两河口水电站	2865	65.6
如美水电站	2895	24

来源: 中国能源报、甘孜日报、中电新闻网、国金证券研究所

图表20: 澜沧江流域梯级水电站剖面示意图



来源: 公司招股说明书、国金证券研究所

- 澜沧江上游尚未完全开发, 公司水电装机规模增长空间充裕。云南省是全国第二大水电资源省, 境内六大水系水能资源蕴藏量达 1.04 亿千瓦, 可供开发的水电站装机容量达 9795 万千瓦, 可再生能源资源开发前景可观。其中, 澜沧江流经云南 1240 公里, 落差达 1780 米, 为云南省水电开发重点; 划分为澜沧江上游西藏段、澜沧江上游云南段及澜沧江中下游段, 分别规划装机容量 638.3、883、1651.5 万千瓦, 目前仍有约 964 万千瓦有待进一步开发, 占总规划装机容量的约 30%。

图表21: 据规划, 公司澜沧江流域目前在建、筹建的水电站总装机达 609.5 万千瓦

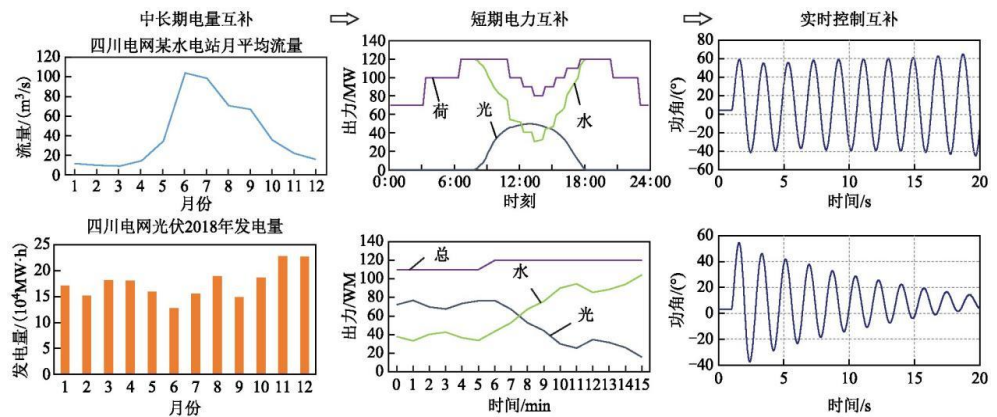
省份	所属澜沧江流域	电站项目	装机容量 (万千瓦)	状态
云南	上游	托巴水电站	140	在建, 预计 2024 年 6 月开始投产
西藏	上游	如美水电站	260	在建, 预计 2035 年开始投产
在建电站装机容量小计			400	
云南	上游	古水水电站	190	筹建
云南	中下游	橄榄坝航电枢纽	19.5	筹建
筹建电站小计			209.5	
西藏	上游	侧格水电站	12.9	前期工作
西藏	上游	约龙水电站	12.9	前期工作
西藏	上游	班达水电站	100	前期工作
西藏	上游	邦多水电站	68	前期工作
西藏	上游	古学水电站	170	前期工作
西藏	上游	曲孜卡水电站	40.5	前期工作
前期工作装机容量小计			404.3	
合计			1013.8	

来源: 公司招股说明书、华能集团官网、公司年报、西发改办水法〔2023〕号、国金证券研究所



- 2021 年起，公司战略定位由“专注水电发展”转向“水风光一体化”大基地开发，新能源装机规模将实现迅猛增长。
- ✓ 公司曾于 2017 年 5 月出具《华能澜沧江水电股份有限公司关于风电、光伏电站项目的承诺》，公司及旗下子公司不再涉及光伏、风电项目的开发，已开发项目将通过股权转让或减资的方式处理。因此，2017~2021 年公司新能源装机规模始终维持在 23.5 万千瓦（风电 10 万千瓦、光伏 13.5 万千瓦）。
- ✓ 2021 年 2 月 9 日，云南省人民政府通知印发《云南省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》，提出统筹协调风能、太阳能等新能源开发利用，以金沙江下游、澜沧江中下游大型水电站基地以及送出线路为依托，建设“风光水储一体化”国家示范基地。
- ✓ 2021 年 4 月 22 日公司发布《关于变更风电、光伏电站项目的承诺》，明确将综合利用自身中大型水电站库区及周边土地、水面、电站送出通道附近、可实现调节补偿等区域的风电、光伏资源，因地制宜开展风电、光伏项目建设。并且对已有的风电、光伏项目不再对外转让或处置。同日，公司发布《关于开展澜沧江上游西藏段项目前期工作的公告》，拟在澜沧江云南段和西藏段建设“双千万千瓦”清洁能源基地（其中水电 961.8 万千瓦、光伏 1000 万千瓦）。
- 水风光多能互补有助于提升清洁能源资源利用效率，带来增发电量。
- ✓ 水风光互补稳定性、经济性优势突出。稳定性方面：水风光协同利于提升整体发电质量与效率。多年看，枯水年水少风光强、丰水年水多风光弱；年内看，风光的“峰”“谷”与水电“谷”“峰”耦合；日内看，随着负荷曲线波动水风光电力相互置换。经济性方面：整体协同以实现多维“降本扩量”，增厚公司外送利润。节省储能成本与风光外送通道建设成本；送出电量推动单位落地成本下降，提升上网电价在受端省份市场竞争力。
- ✓ 根据论文《基于水光短期互补策略的中长期优化调度》对澜沧江西藏段清洁能源基地模拟分析，以平水年为例，通过各天水电最大消纳电量信息引导水电量转移，实现水光在发电时间、发电量上的时空合理调配，中长期互补后可增加系统消纳电量 10.4 亿千瓦时、降低全年系统送电功率平均波动幅度 8.3%。

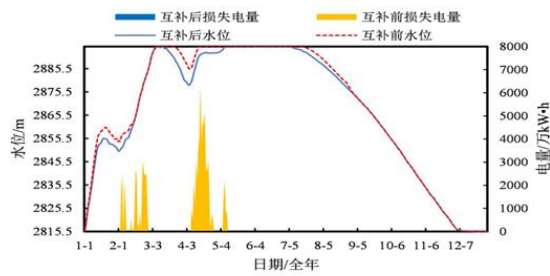
图表22：水光互补示意图



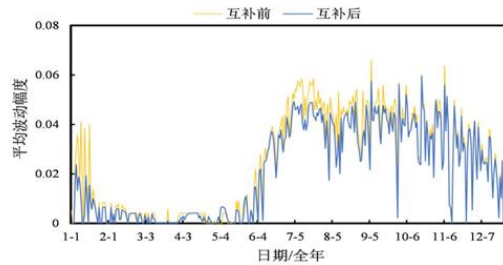
来源：《梯级水光蓄互补联合发电关键技术与研究展望》（韩晓言等），国金证券研究所



图表23: 如美水光互补示意图



(a) 互补前后如美水库逐日水位与系统损失电量变化

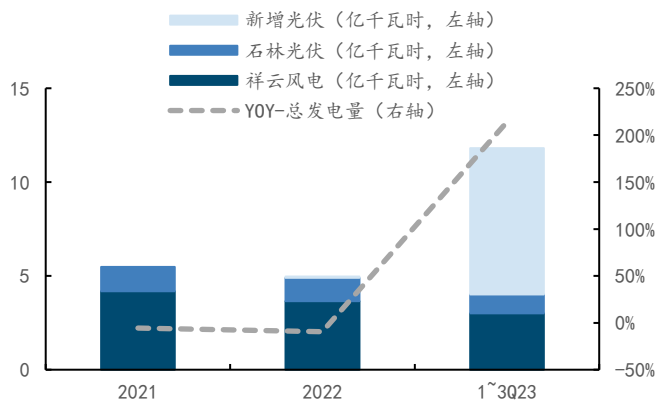


(b) 互补前后系统送电功率平均波动幅度

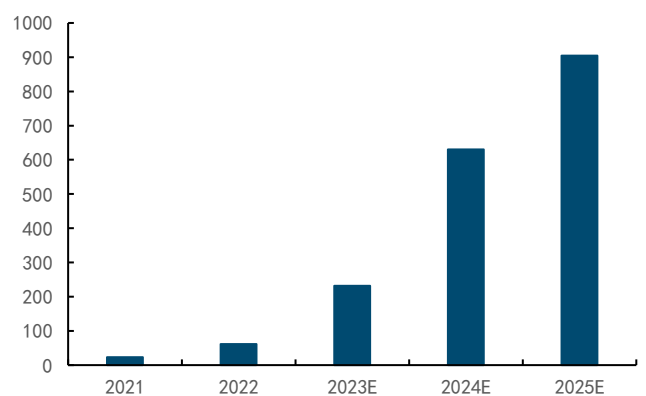
来源:《基于水光短期互补策略的中长期优化调度》(黄显峰等, 2022), 国金证券研究所

- 同业公司中, 国投电力雅砻江流域水光互补项目柯拉光伏一期已于2023年6月建成投产。据国家能源局援引的报道, 加入柯拉光伏、腊巴山风电等新能源发电, 雅砻江梯级水电站在迎峰度夏时期保供能力可达503亿千瓦时, 叠加两河口-柯拉水光互补调度运行, 同期发电量预计将进一步增加9亿千瓦时。除柯拉光伏项目外, 国投电力雅砻江水风光互补清洁能源基地另有扎拉山光伏117万千瓦项目正在建设中。
- 近期看: 2022年公司新增风光装机38万千瓦, 同比增幅161.7%; 1~3Q23公司风光累计发电量共11.8亿千瓦时, 较去年同期增长214.1%。其中, 新增光伏项目贡献7.8亿千瓦时, 占总发电量的66.0%。根据公开答投资者问, 公司“十四五”发展规划目标为到2025年新能源力争投产1000万千瓦。从华能集团电子商务平台发布的招标公告来看, 截至3M23公司已完成对共计1007.7万千瓦光伏项目的设备采购及建筑安装工程施工监理服务的中标结果公示, 新能源项目资源储备充足; 其中, 单体装机规200MW以下的光伏项目占比75.1%, 这些项目在2025年底前投产的可行性较强。因此, 我们预计公司22~25年光伏装机容量CAGR可达164.8%。
- 远期看: 根据水电水利规划设计总院编制的《西藏澜沧江清洁能源基地规划建设分析报告》, 清洁能源基地总规模20GW(水电、光伏各10GW), 上网电量约571亿千瓦时。“十四五”期间逐步开工建设, 计划2030年开始送电, 2035年全部建成。

图表24: 风资源改善+新光伏项目投产, 公司1~3Q23新能源发电量同比+214.1%



图表25: 2021~2025E公司风光新能源装机容量情况(万千瓦)



来源: 公司公告、国金证券研究所

来源: 公司公告, 中国能源报, 3Q23业绩说明会, 国金证券研究所

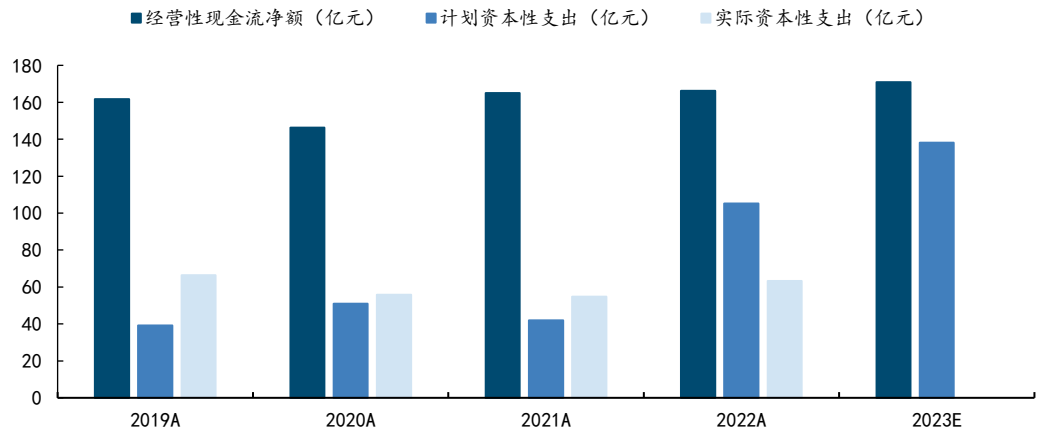
- 公司净现金流充沛, 可满足新能源发电项目的投资需求。假设公司2023~2025年合计将新增光伏装机843万千瓦。根据2023年底最新光伏项目EPC中标结果公示, 假





设光伏项目平均单瓦造价为 3200 元/KW，则 23~25 年公司在新能源方面的年均资本开支将达约 90 亿元。近三年，公司经营性现金流净额基本维持在 150 亿元以上且呈增长态势。参考公司《关于开展澜沧江上游西藏段项目前期工作》的公告，按照资本金 30% 的投入比例，公司自有资金可充分满足其新能源发展计划。

图表26: 2019~2023 年公司经营性现金流及资本性支出情况

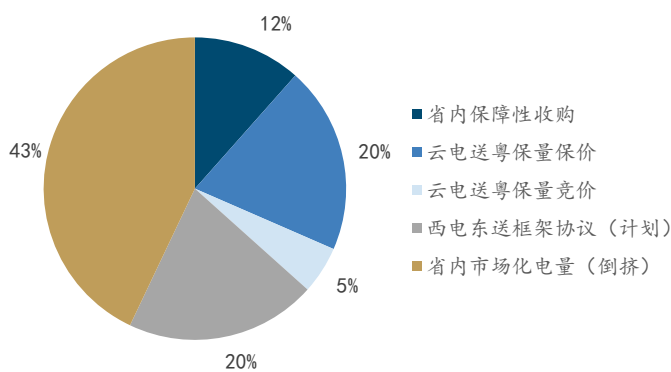


来源：公司公告，国金证券研究所。注：2023 年经营性现金流预测值为 1~3Q23 公司实际经营性现金流的年化值。

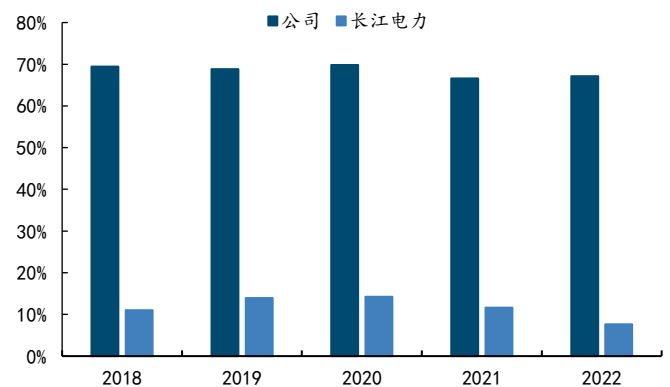
### 3.2 价：云南用电负荷高速增长，省内市场化电价仍有上行空间

- 公司市场化交易电量占比近 7 成，过去受云南省内清洁能源市场化电价折价影响。
- ✓ 公司下属电站中，仅漫湾、瑞丽江、中小水电及 2023 年 7 月以前并网的新能源电厂发电量属于一类优先发电量，由云南电网全额保障性收购；根据《2021-2023 年澜沧江上游水电站送点广东购售电合同公告》，2021-2023 年公司澜上机组优先发电计划电量按电厂设计多年平均电量安排，为 236.0 亿千瓦时；其中 200 亿千瓦时为保量保价电量、上网电价为 300 元/兆瓦时（含税），36 亿千瓦时为保量竞价电量、上网电价公式为 300 元/兆瓦时-当月广东省内市场化交易电量加权平均降幅；其余 500kv 以上水电站（小湾、糯扎渡、景洪、功果桥、龙开口）安排的“西电东送”电量属于二类优先发电量中保量竞价的的部分，据公司公开答复投资者问，云南送网对网广东协议价约 0.24 元/千瓦时；剩余本地消纳的电量参与市场化交易。

图表27: 2022 年公司水电发电量消纳情况



图表28: 公司市场化交易电量占比显著高于长江电力



来源：昆明电力交易中心、云南电力市场 2022 年运行总结及 2023 年预测分析报告、《2022 年云南电网优先发电计划安排》、华能水电 3Q23 业绩说明会、国金证券研究所

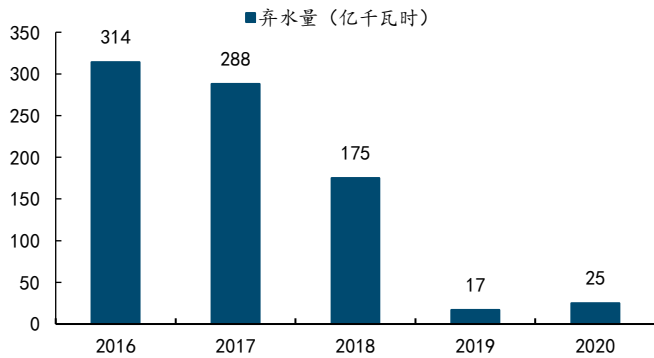
来源：公司年报、长江电力年报、国金证券研究所

- ✓ “十四五”以前，云南水电企业在市场竞争的条件下的平均撮合成交价折价幅度较大。2013、2014 年，澜沧江、金沙江流域大型梯级水电站集中投产，云南省内用电需求不足叠加外送通道建设相对滞后导致电力供应全面过剩、弃水问题突出。在国家发改委于 2014 年 1 月发布的《关于完善水电上网电价形成机制的通知》一文的指导下，云南自 2014 年起探索富余水电市场化消纳方法、2016 年完成交易中心股份制改造。从省内清洁能源直接交易结果来看，2021 年以前的年平均交易价格在 0.18 元/kWh 上下，较标杆电价时代的云南水电上网电价折价幅度接近 0.1 元/kWh。而公司每年 50% 上的水电电量通过省内市场化交易的方式消纳，导致平均上网电价大

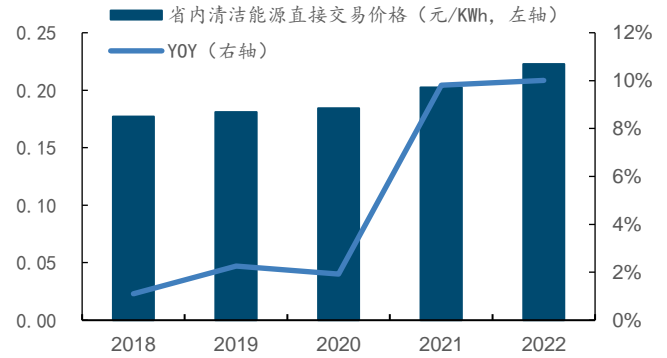


幅低于同业可比公司。

图表29：“十三五”期间云南省弃水问题突出



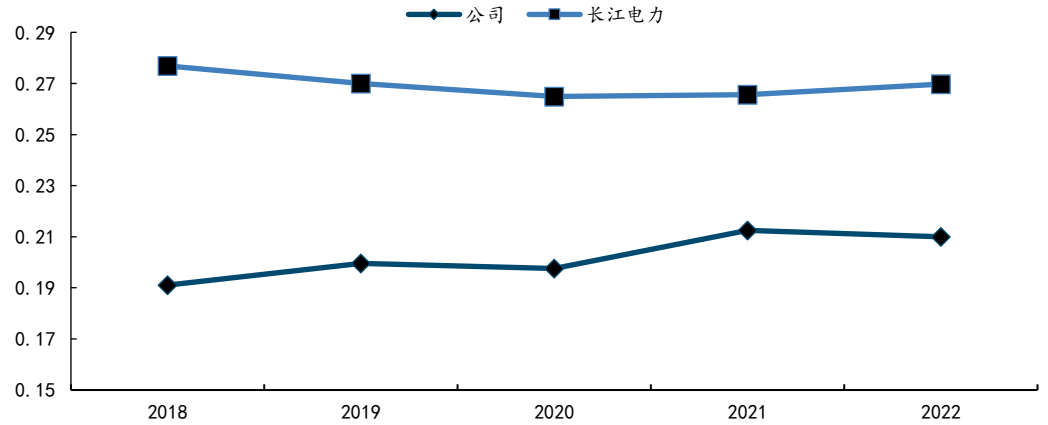
图表30：2018~2022年云南省清洁能源市场化电价呈上行趋势



来源：云南省能源研究院公众号、《中国电力行业年度发展报告 2020》、国金证券研究所

来源：昆明电力交易中心、国金证券研究所

图表31：公司水电平均上网电价显著低于长江电力



来源：公司年报、长江电力年报、国金证券研究所

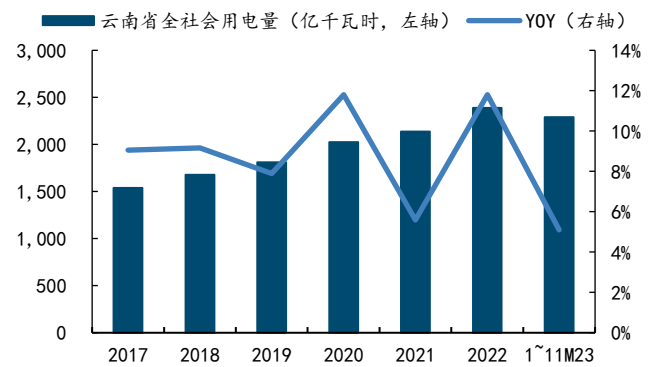
■ 云南大举引入电解铝、工业硅等高耗能产业，近年来本地用电需求持续高增。2016年，云南生弃水量达到历史最高值 315 亿千瓦时。2017 年起，云南省通过优惠电价政策吸引水电铝材、水电硅材产业向当地聚集。2017~2021 年 5 年间，云南省工业硅产能从约 51 万吨增长至约 112 万吨，增长 119.6%；电解铝建成产能从 158.5 万吨增长至 443.0 万吨，增长 179.5%。基于工业硅单吨电耗约 12000 千瓦时、电解铝单吨综合平均电耗约 13543 千瓦时的假设，工业硅和电解铝分别为云南省带来约 73.2、385.3 亿千瓦时的增量用电需求，从根本上改变了云南省的电力供需形势。近年来，云南省用电需求维持高景气，2018~2022 年全社会用电量五年 CAGR 达 6.4%。

图表32：2017~2023年，云南省电解铝建成产能大幅增长 284.9%



来源：iFind、国金证券研究所

图表33：2018~2022年，云南省全社会用电量五年 CAGR 高达 6.4%

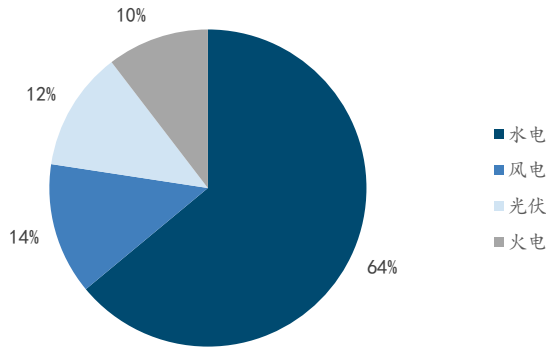


来源：iFind、国金证券研究所



- 进入“十四五”后云南电力供需转向长期短缺，将支撑省内市场化电价呈上涨趋势。2018年以来，云南省能源和电力需求迎来新一轮增长，而用电负荷建设周期明显短于电源建设周期造成电力供需错配。预计到“十四五”末，云南省电解铝产能有望达800万吨，而“十四五”期间投产的大型水电项目仅乌东德、白鹤滩、托巴水电站，而乌白留云南消纳的电量仅100亿千瓦时。新增电源以光伏等新能源为主，但按规划将集中在“十四五”中后期投产。在规划电源如期投产、科学规划匹配高载能产业发展规模及加强负荷侧需求管理基础上，预计到“十四五”末，云南省电力、电量供需基本平衡。供需紧平衡的支撑下，云南市场化交易电价有望上行，2021年以来电价已稳定在0.20元/kWh以上足以验证。
- 负荷用电特性与电源结构的出力特性不匹配，“汛枯”结构性矛盾仍然存在。电解铝和工业硅等高耗能产业设备启停成本高、用电负荷连续，云南电力供应主要依靠大水电支撑，但有调节能力的大水电少，而全省6000千瓦及以上电厂中火电装机占比仅10%；新能源的随机性、间歇性、波动性为电网安全稳定运行带来巨大挑战。以靠天吃饭的清洁电源为主、调节能力不足的电力供应体系受气候变化、季节更替的影响较大，且独特的地理及气候条件决定了其全年最大负荷往往出现在迎峰度冬期间（枯水期），全省电力供需呈“丰紧枯缺、总体偏紧、有一定缺口”的特征。

图表34：截至11M23，云南省6000千瓦及以上电厂可再生能源装机占比高达90%



图表35：地处高原的云南省采暖需求大于制冷需求，全年最大负荷通常出现在在12月、1月

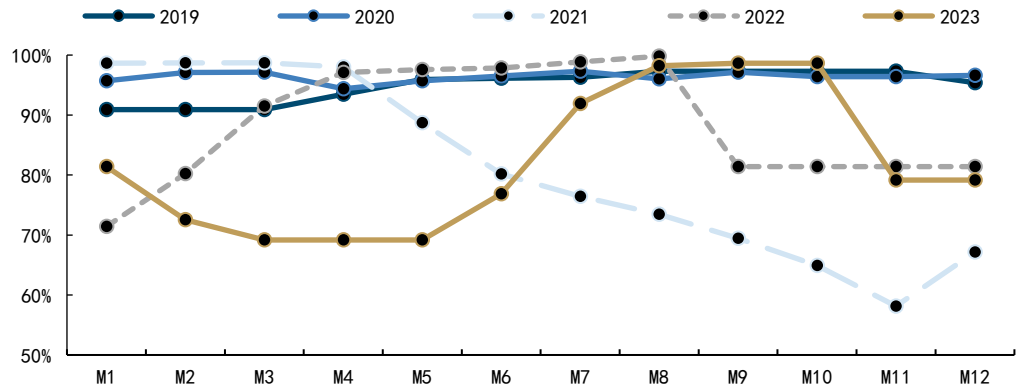


来源：中电联、国金证券研究所

来源：国家发改委《2020年各省级电网典型电力负荷曲线》、国金证券研究所

- 鉴于省内电力供需的汛枯矛盾，24年云南枯水期电价有望上涨0.02元/kWh。即便2023年汛期西南来水恢复正常，2023年10月30日云南各电解铝厂再度接到负荷管理通知，省内电解铝企业压减负荷比例8.7%~40%不等，理论涉及减产产能115万吨左右，电解铝开工率由10M23的93.6%大幅下降至11M23的74.4%。省内电力供需汛枯矛盾突出，枯水期电力供需缺口将支撑市场电价顶格上涨。云南省清洁能源分月电量电价加权平均电价在前3年年度市场均价上下浮动10%区间形成，即2024年枯水期分月电量电价有望达约0.29元/kWh。目前云南省2024年1月清洁能源直接交易结果已出炉，电价达约0.292元/kWh，符合预期。

图表36：2021年起，云南电解铝开工率呈现明显季节性的特征



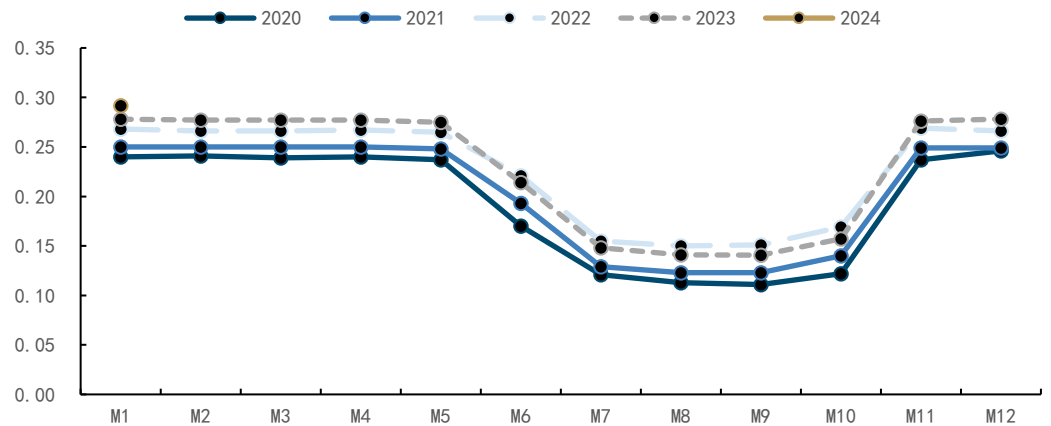
来源：iFind、国金证券研究所

- 公司已建两大多年调节水库，稀缺水电调节能力可变现。



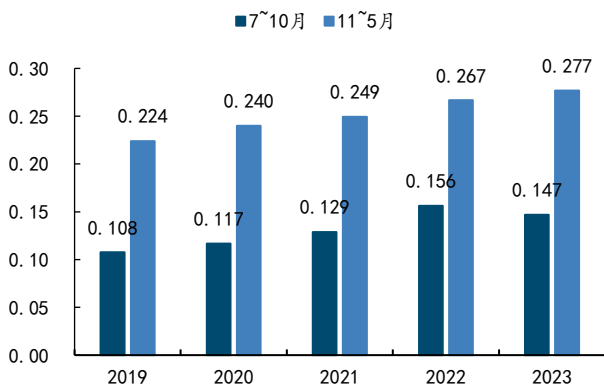
- ✓ 公司在运的小湾水库调节库容 99 亿立方米、糯扎渡水库调节库容 113.4 亿立方米，具有较强的多年调节能力，承担了稳定云南省枯期发电的功能。小湾水电站的调节能力可达到汛枯期比 55:45，二者联合调节的情况下，糯扎渡水电站枯期电量可比汛期更大；一方面对电网的安全稳定运行提供较大的支持，另一方面可以在电价更高的枯期实现更多售电量。未来，在如美、古水两大上游水电站建成后有望实现澜沧江全流域“四库联调”，季度、年度、多年调节能力集于一体，对流域内水能资源灵活性调节能力突出。
- ✓ 云南省实行丰枯、峰谷叠加的分时电价政策。从省内清洁能源月度交易价格来看，每年 6 月价格与全年平均价格较为接近，2020~2023 年丰水期（6~10 月）均价分别为 0.117/0.129/0.156/0.147 元/kWh，枯水期（1~5 月、11~12 月）均价分别为 0.240/0.249/0.267/0.277 元/kWh。丰枯价差高达约 0.12 元/kWh，公司利用两大多年调节水库汛蓄枯发可进一步提高平均上网电价。

图表37: 1M20~1M24 省内清洁能源月度交易价格 (元/kWh)



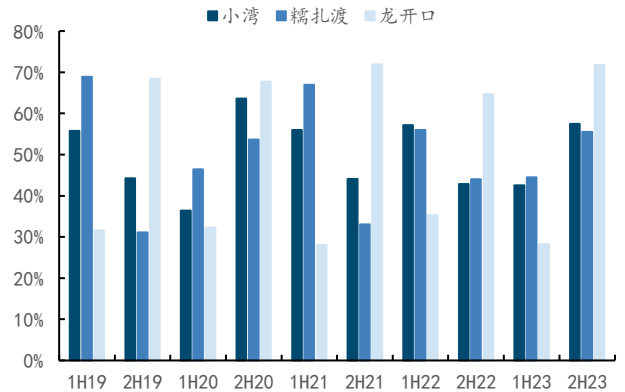
来源：昆明电力交易中心、国金证券研究所

图表38: 2019~2023 年云南省内清洁能源市场化电价平均丰枯价差高达约 0.12 元/kWh (元/kWh)



来源：昆明电力交易中心、国金证券研究所

图表39: 2021 年起，具备多年调节能力的小湾和糯扎渡联合调节可实现枯期发电量较汛期更大



来源：公司公告、国金证券研究所。注：百分比为公司小湾、糯扎渡、龙开口三个水电站上半年（多数月份属于枯水期）与下半年（多数月份属于丰水期）发电量分别占全年发电量的比重。

### 3.3 利：24、25 年存量机组折旧到期有望分别带来 3.5、6.1 亿元的利润释放

- 可比公司中公司折旧年限较短，24~25 年共有 644 万千瓦机组折旧到期。据公开答投资者问，公司发电机组、变电设备、水工机械设备折旧 12 年，水电站建筑折旧年限 45 年，在采用平均年限法折旧的同业可比公司中处于下限水平。由前所述，公司功果桥 2 台机组、糯扎渡 7 台机组及龙开口 4 台机组将于 2024、2025 年陆续折旧到期，两年分别对应 240、404 万千瓦。

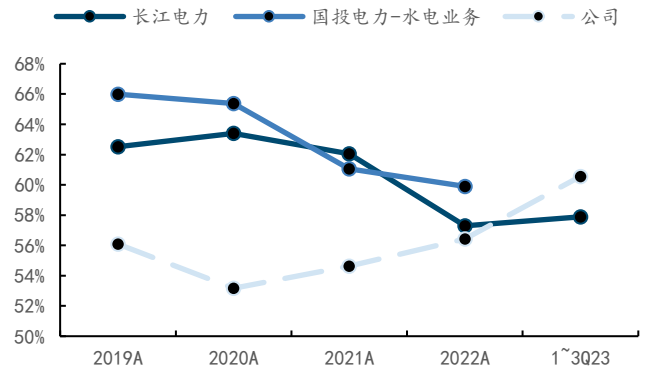




图表40：公司水电大坝和机器设备折旧年限在采用平均年限法折旧的同业可比公司中处于下限水平

	长江电力	华能水电	国投电力
挡水建筑物	40-60年	45年	45-50年
机器设备	18年	12年	12-18年

图表41：2017年公司毛利率远低于同行业可比公司而近年来呈上行趋势并逐渐接近同行业平均水平（%）



来源：各公司公告、同花顺互动问答平台、国金证券研究所

来源：iFind、国投电力历年年报、国金证券研究所。注：国投电力水电业务毛利率仅在年报中披露。

- 存量水电站机电设备折旧到期有望释放近 10 亿利润。
- ✓ 水电站静态总投资额主要由建筑工程、机电设备购置和安装费、金属结构设备购置费和安装费、临时工程、建设征地和移民安置补偿费用、其他费用和基本预备费组成。动态投资额在静态投资额的基础上增加价差预备费和建设期利息。另外，根据《水电建设项目财务评价暂行规定》（试行），专用配套输变电工程成本也应暂计入发电成本中。根据《水利发电设备和主要建筑物腐蚀成本及费用》介绍，水电工程投资结构中，永久性建筑工程约占 32%~45%；机电设备购置和安装费约占 18%~25%；临时工程投资约占 15%~20%；库区移民费和水库淹没损失补偿费以及其它费用共约占 10%~35%。由于水电站一般远离负荷中心地区，输变电工程的投资有时可能达到水电站本身投资的 30%以上。
- ✓ 公司功果桥、糯扎渡、龙开口水电站投资规模分别达 89.0、450.1、174.1 亿元。基于机电设备购置和安装费约占总投资额 21.5%的假设，三座电站每台机组对应投资额约 0.4、0.9、0.6 亿元。预计前述电站机器设备折旧到期将带来 2024、2025 年公司折旧费用将分别减少 3.5、6.1 亿元。
- ✓ 托巴、硬梁包水电站总投资分别达约 200.3、161.0 亿元，预计投产后将分别增加折旧费约 7.0、5.6 亿元。两座新投产水电站满产状态下有望为公司增加约 24 亿元收入，而到 2025 年，预计公司折旧费用总规模仅增加约 3 亿元。

图表42：公司主要电站投资规模情况

电站名称	投资规模（亿元）
糯扎渡	450.06
小湾	333.21
龙开口	174.12
功果桥	89.03
景洪	101.87
乌弄龙	121.32
里底	54.56
苗尾	177.94
黄登	237.88
大华桥	105.47
托巴	200.29
硬梁包	160.98
牛栏沟	2.64
祥云风电	14.37
石林光伏二期	10.46

来源：公司招股说明书、国金证券研究所



## 四、盈利预测与投资建议

### 4.1 核心假设

#### ■ 装机容量：

水电业务：公司在建的托巴水电站装机容量 140 万千瓦，计划于 2024 年底前投产完毕；硬梁包水电站 111.6 万千瓦（机组构成：4×27+3.6），计划于 2024 年 6 月首台机组发电、于 2025 年 4 月全部投产。假设硬梁包水电站于 2024 年投产 2 台 27 万千瓦机组，剩余机组于 2025 年投产，预计公司 23~25 年水电装机规模分别约为 2560/2754/2811 万千瓦。

新能源业务：公司“十四五”发展规划目标为到 2025 年新能源力争投产 1000 万千瓦；从华能集团电子商务平台发布的招标公告来看，截至 3M23 公司已完成对共计 1007.7 万千瓦光伏项目的设备采购及建筑安装工程施工监理服务的中标结果公示，其中单体装机规模 200MW 以下的光伏项目占比 75.1%，这些项目在 2 年内建成投产的可行性较强。基于此，假设公司 23~25 年新能源装机规模分别达 231.5/630.7/904.3 万千瓦。

#### ■ 利用小时：

水电业务：假设公司 23~25 年水电平均利用小时分别为 4114/4243/4245 小时。

新能源业务：假设公司 23~25 年风电平均利用小时数分别为 2889/3000/3000 小时，光伏平均利用小时分别为 1059/1300/1300 小时。

#### ■ 上网电价：

水电业务：基于云南省内电力供需趋紧、汛枯矛盾突出的情况，预计 2023~2025 年枯水期清洁能源市场化电价有望实现顶格上浮，即较过去 3 年年度市场均价上浮 10%。基于此，假设公司 23~25 年水电上网电价分别为 0.216/0.224/0.232 元/kWh。

新能源业务：考虑到公司存量风电为保量保价收购带补贴项目，且预计 23~25 年没有新投产的风电项目，因此假设公司风电上网电价维持在 0.439 元/kWh 不变。按照云南省现行政策，2023 年 7 月 31 日前全容量并网的光伏上网电价执行燃煤发电基准价，2023 年 8 月 1 日起全容量并网的月度电量 80%执行燃煤发电基准价、20%参与市场化交易。假设 2024、2025 年投产的光伏项目上网电价政策与当前保持一致，预计公司 23~25 年光伏平均上网电价分别为 0.527/0.338/0.319 元/kWh。

#### ■ 营业成本：

水电业务：水电自身的特性决定其成本结构以固定成本为主，稳定较强。公司自 2018 年以来，水电度电成本长期保持在 0.09 元/kWh 左右。基于此，假设 23~25 年公司水电度电营业成本为 0.09 元/kWh。

新能源业务：预计公司 23~25 年没有新投产的风电项目，考虑到随着风电站运行时间增加或致使运维成本的增加，假设 23~25 年风电业务的营业成本分别为 1.1/1.1/1.2 亿元。光伏方面，考虑到当年的装机增量通常将在次年体现为发电增量，基于 2022 年光伏项目投资成本约 3800 元/W、2023~2025 年光伏项目投资成本为 3200 元/W，折旧费用占比 90% 的假设，预计公司 23~25 年风电业务的营业成本分别为 3.2/10.3/18.1 亿元。

#### ■ 费用率：公司主营的电力生产与销售属于成熟行业，预计各项费用率总体保持稳定。

- ✓ 销售费用率：发电企业主要客户为电网公司，传统上销售费用率为 0%。然而伴随电力市场化改革持续深化，长期看新能源入市方向确定，只是时间问题。电力企业面临市场竞争加剧带来的量价风险，将加大在电力营销方面的投入。假设 2023~2025 年公司销售费用率分别为 0.21%/0.22%/0.24%。
- ✓ 管理费用率：公司装机规模和收入同步扩展，预计管理费用率将保持稳定，假设 2023~2025 年维持在 2.0%。
- ✓ 研发费用率：公司研发费用率总体较低且较为稳定，假设 2023~2025 年公司研发费用率维持在 0.7%。

图表 43：2021A~2025E 公司费用率情况

	2021	2022	1H23	2023E	2024E	2025E
销售费用率	0.19%	0.20%	0.18%	0.21%	0.22%	0.24%
管理费用率	1.87%	2.07%	1.67%	2.00%	2.00%	2.00%
研发费用率	0.65%	0.73%	0.67%	0.70%	0.70%	0.70%



来源：公司公告、国金证券研究所

#### 4.2 盈利预测

- 预计公司 2023~2025 年分别实现营业收入 234.8、261.0、283.0 亿元，实现归母净利润 81.0、89.8、98.3 亿元。

图表44：2021A~2025E 公司历史盈利情况及预测

	2021	2022	2023E	2024E	2025E
装机容量 (万千瓦)	2318	2356	2791	3385	3716
其中：水电	2295	2295	2560	2754	2811
新能源	24	62	232	631	904
发电量 (亿千瓦时)	938	1006	1071	1184	1283
其中：水电	933	1001	1053	1126	1181
新能源	5	5	18	58	102
综合上网电价 (元/kWh)	0.214	0.212	0.221	0.222	0.223
水电业务营业收入 (亿元)	198.9	208.3	225.4	240.8	250.1
YOY (%)	5.1%	4.7%	8.2%	6.8%	3.9%
毛利率 (%)	54.7%	56.5%	58.3%	59.5%	61.2%
新能源业务营业收入 (亿元)	2.8	2.7	9.0	19.8	32.5
YOY (%)	-2.1%	-5.0%	234.6%	120.5%	64.2%
毛利率 (%)	49.2%	46.3%	52.8%	42.2%	40.8%
其他业务营业收入 (亿元)	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4
毛利率 (%)	75.9%	82.9%	71.4%	71.4%	71.4%
总营收 (亿元)	202.0	211.4	234.8	261.0	283.0
YOY (%)	4.9%	4.7%	11.0%	11.2%	8.4%
综合毛利率 (%)	54.6%	56.4%	58.1%	58.2%	58.8%

来源：公司公告、国金证券研究所

#### 4.3 投资建议及估值

- 我们采用市盈率法对公司进行估值。预计公司 2023~2025 年 EPS 分别为 0.45、0.50、0.55 元，当前股价对应 PE 分别为 19、17、16 倍。
- 2024、2025 年为公司水电和新能源机组投产大年，其中包括 2 座合计装机规模 251.6 万千瓦的水电站以及约 673 万千瓦的光伏项目，而同期同业可比公司均无新增水电产能。市场通常会提前反映新电站投产带来业绩增长的预期，例如长江电力计划于 2023 年注入乌东德和白鹤滩电站资产，使得其 2022 年估值较 2023 年更高。基于此，公司 2024 年估值有望在装机增量预期的支撑下保持在行业中的相对高位。给予公司 2024 年 18 倍 PE，对应目标价 8.98 元，首次覆盖，给予“买入”评级。

图表45：可比公司估值比较

代码	名称	股价 (元)	EPS (元)					PE				
			2021A	2022A	2023E	2024E	2025E	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
600900.SH	长江电力	23.55	1.16	0.94	1.26	1.51	1.69	20	22	19	16	14
600886.SH	国投电力	13.20	0.33	0.55	0.89	0.99	1.05	35	20	15	13	13
600236.SH	桂冠电力	5.67	0.17	0.41	0.20	0.38	0.42	37	14	28	15	14
	平均值		0.55	0.63	0.78	0.96	1.05	31	19	20	15	13
600025.SH	华能水电	8.72	0.32	0.38	0.45	0.50	0.55	20	17	19	17	16

来源：iFind、国金证券研究所。注：数据截至 2024 年 1 月 16 日。长江电力、国投电力盈利预测来自国金证券研究所，桂冠电力盈利预测来自同花顺一致预期。

## 五、风险提示

### 下游用电需求不及预期

伴随电力市场化改革深化，电力的商品属性逐步增强。公司市场化电量占比近 7 成，价格受供需关系影响较大。用电需求受宏观环境和天气等不确定性因素影响，宏观经济疲软或气温偏低均有可能影响用电需求。



### 来水不及预期

水电发电量取决于装机容量和利用小时数，利用小时数又取决于来水情况。虽然公司拥有两大龙头水库、调节能力突出，然而仍然无法应对持续时间较长的来水偏枯。2022年，公司在乌弄龙、小湾、糯扎渡断面年累计来水同比分别偏枯 12.3%、5.9%和 1.7%的情况下实现增发电量 6.6%；然而当云南旱情持续，1H23 乌弄龙、小湾和糯扎渡断面来水同比分别偏枯 22.5%、25.4%和 28.4%，公司发电量受来水情况的影响程度明显增加、同比下降 25.4%。

### 风光装机不及预期

云南新能源项目资源竞争激烈，获取难度大；用地用林用草等政策趋严，项目选址和开发难度大，送出工程建设进度落后于电站建设进度，同步配网难度较大。若公司为未能按期完成到 2025 年力争投产 1000 万千瓦新能源装机的“十四五”发展目标，将对公司经营产生较大影响。

### 新能源入市带来量价风险

9M23 《电力现货市场基本规则（试行）》、10M23 《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（简称“813 号文”）出台，对各省/区域、省间电力现货市场建设进度提出明确时间表，并提出 2030 年前新能源全面入市。适应新型电力系统的电力市场将根据电源的电能量、可靠性、灵活性、清洁性等不同特征进行区别定价。新能源电源因其出力具有间歇性和不可预测性，在电力市场交易中将面临一定的折价风险。





附录：三张报表预测摘要

损益表 (人民币百万元)

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
<b>主营业务收入</b>	<b>19,253</b>	<b>20,202</b>	<b>21,142</b>	<b>23,477</b>	<b>26,096</b>	<b>28,298</b>
增长率		4.9%	4.7%	11.0%	11.2%	8.4%
主营业务成本	-9,017	-9,166	-9,212	-9,835	-10,908	-11,646
%销售收入	46.8%	45.4%	43.6%	41.9%	41.8%	41.2%
毛利	10,236	11,036	11,930	13,641	15,189	16,652
%销售收入	53.2%	54.6%	56.4%	58.1%	58.2%	58.8%
营业税金及附加	-323	-379	-345	-470	-470	-481
%销售收入	1.7%	1.9%	1.6%	2.0%	1.8%	1.7%
销售费用	-31	-39	-43	-49	-57	-68
%销售收入	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
管理费用	-317	-379	-437	-470	-522	-566
%销售收入	1.6%	1.9%	2.1%	2.0%	2.0%	2.0%
研发费用	-43	-131	-154	-164	-183	-198
%销售收入	0.2%	0.6%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%
息税前利润 (EBIT)	9,522	10,109	10,952	12,489	13,957	15,339
%销售收入	49.5%	50.0%	51.8%	53.2%	53.5%	54.2%
财务费用	-3,866	-3,375	-2,939	-2,590	-3,085	-3,445
%销售收入	20.1%	16.7%	13.9%	11.0%	11.8%	12.2%
资产减值损失	-278	-13	46	0	0	0
公允价值变动收益	-13	103	-8	-27	-10	-10
投资收益	297	341	250	200	270	300
%税前利润	5.3%	4.8%	3.0%	2.0%	2.4%	2.5%
营业利润	5,677	7,177	8,317	10,089	11,147	12,198
营业利润率	29.5%	35.5%	39.3%	43.0%	42.7%	43.1%
营业外收支	-24	-44	-24	-30	-25	-23
税前利润	5,653	7,134	8,292	10,059	11,122	12,175
利润率	29.4%	35.3%	39.2%	42.8%	42.6%	43.0%
所得税	-370	-853	-1,016	-1,308	-1,446	-1,583
所得税率	6.5%	12.0%	12.3%	13.0%	13.0%	13.0%
净利润	5,283	6,281	7,276	8,751	9,676	10,593
少数股东损益	449	443	475	654	701	767
<b>归属于母公司的净利润</b>	<b>4,835</b>	<b>5,838</b>	<b>6,801</b>	<b>8,097</b>	<b>8,975</b>	<b>9,826</b>
净利率	25.1%	28.9%	32.2%	34.5%	34.4%	34.7%

现金流量表 (人民币百万元)

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
净利润	5,283	6,281	7,276	8,751	9,676	10,593
少数股东损益	449	443	475	654	701	767
非现金支出	6,263	5,747	5,472	5,481	6,432	7,566
非经营收益	3,600	2,959	2,723	2,393	2,890	3,218
营运资金变动	-523	1,507	1,147	4,788	-1,037	-1,317
<b>经营活动现金净流</b>	<b>14,623</b>	<b>16,494</b>	<b>16,618</b>	<b>21,413</b>	<b>17,961</b>	<b>20,059</b>
资本开支	-4,323	-6,019	-7,906	-32,906	-29,354	-17,611
投资	-182	252	-95	-120	-10	-10
其他	274	377	80	200	270	300
<b>投资活动现金净流</b>	<b>-4,230</b>	<b>-5,390</b>	<b>-7,921</b>	<b>-32,826</b>	<b>-29,094</b>	<b>-17,321</b>
股权募资	5,005	2	4,003	-12,343	0	0
债权募资	-8,327	-3,648	-5,028	30,699	17,881	4,499
其他	-7,791	-7,538	-7,422	-6,053	-6,725	-7,265
<b>筹资活动现金净流</b>	<b>-11,112</b>	<b>-11,184</b>	<b>-8,447</b>	<b>12,303</b>	<b>11,157</b>	<b>-2,766</b>
<b>现金净流量</b>	<b>-723</b>	<b>-95</b>	<b>286</b>	<b>890</b>	<b>23</b>	<b>-28</b>

资产负债表 (人民币百万元)

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
货币资金	1,596	1,510	1,855	2,731	2,726	2,660
应收款项	3,986	2,059	1,655	2,385	2,436	2,564
存货	41	44	43	46	51	54
其他流动资产	711	54	76	98	103	107
流动资产	6,334	3,667	3,629	5,260	5,316	5,385
%总资产	3.8%	2.3%	2.2%	2.7%	2.5%	2.4%
长期投资	3,731	4,449	4,715	4,809	4,809	4,809
固定资产	147,856	145,199	146,945	173,673	196,489	206,438
%总资产	89.8%	90.4%	90.2%	90.2%	91.1%	91.4%
无形资产	6,387	6,035	6,377	6,565	6,665	6,763
非流动资产	158,298	156,987	159,251	187,230	210,327	220,550
%总资产	96.2%	97.7%	97.8%	97.3%	97.5%	97.6%
<b>资产总计</b>	<b>164,632</b>	<b>160,654</b>	<b>162,879</b>	<b>192,490</b>	<b>215,644</b>	<b>225,935</b>
短期借款	6,804	9,907	10,315	23,022	30,903	33,102
应付款项	9,441	6,274	5,500	10,578	9,635	8,430
其他流动负债	6,371	6,445	5,555	5,996	5,961	5,962
流动负债	22,616	22,625	21,370	39,596	46,499	47,494
长期贷款	78,225	71,447	71,248	83,248	91,248	93,248
其他长期负债	279	356	464	6,871	9,045	9,529
负债	101,120	94,428	93,081	129,714	146,791	150,270
<b>普通股股东权益</b>	<b>61,615</b>	<b>64,364</b>	<b>67,744</b>	<b>60,068</b>	<b>65,443</b>	<b>71,489</b>
其中：股本	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000
未分配利润	9,707	11,576	14,132	18,809	24,185	30,230
少数股东权益	1,897	1,863	2,054	2,708	3,409	4,176
<b>负债股东权益合计</b>	<b>164,632</b>	<b>160,654</b>	<b>162,879</b>	<b>192,490</b>	<b>215,644</b>	<b>225,935</b>

比率分析

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
<b>每股指标</b>						
每股收益	0.269	0.324	0.378	0.450	0.499	0.546
每股净资产	3.423	3.576	3.764	3.337	3.636	3.972
每股经营现金净流	0.812	0.916	0.923	1.190	0.998	1.114
每股股利	0.160	0.170	0.175	0.190	0.200	0.210
<b>回报率</b>						
净资产收益率	7.85%	9.07%	10.04%	13.48%	13.71%	13.74%
总资产收益率	2.94%	3.63%	4.18%	4.21%	4.16%	4.35%
投入资本收益率	5.99%	6.03%	6.34%	6.20%	6.10%	6.34%
<b>增长率</b>						
主营业务收入增长率	-7.44%	4.93%	4.65%	11.04%	11.16%	8.44%
EBIT 增长率	-13.09%	6.16%	8.34%	14.03%	11.76%	9.90%
净利润增长率	-12.80%	20.75%	16.51%	19.05%	10.84%	9.47%
总资产增长率	-1.69%	-2.42%	1.39%	18.18%	12.03%	4.77%
<b>资产管理能力</b>						
应收账款周转天数	32.5	29.5	29.9	30.0	30.0	30.0
存货周转天数	1.4	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
应付账款周转天数	3.9	4.6	7.6	10.0	10.0	10.0
固定资产周转天数	2,574.4	2,327.9	2,146.0	2,083.8	2,235.7	2,280.4
<b>偿债能力</b>						
净负债/股东权益	130.64%	120.56%	114.20%	174.49%	185.07%	174.44%
EBIT 利息保障倍数	2.5	3.0	3.7	4.8	4.5	4.5
资产负债率	61.42%	58.78%	57.15%	67.39%	68.07%	66.51%

来源：公司年报、国金证券研究所



市场中相关报告评级比率分析

日期	一周内	一月内	二月内	三月内	六月内
----	-----	-----	-----	-----	-----

来源：聚源数据

市场中相关报告评级比率分析说明：

市场中相关报告投资建议为“买入”得1分，为“增持”得2分，为“中性”得3分，为“减持”得4分，之后平均计算得出最终评分，作为市场平均投资建议的参考。

最终评分与平均投资建议对照：

1.00 =买入； 1.01~2.0=增持； 2.01~3.0=中性  
3.01~4.0=减持

投资评级的说明：

买入：预期未来6—12个月内上涨幅度在15%以上；

增持：预期未来6—12个月内上涨幅度在5%—15%；

中性：预期未来6—12个月内变动幅度在-5%—5%；

减持：预期未来6—12个月内下跌幅度在5%以上。



**特别声明：**

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的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，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

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、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于C3级(含C3级)的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

**上海**  
 电话：021-80234211  
 邮箱：researchsh@gjzq.com.cn  
 邮编：201204  
 地址：上海浦东新区芳甸路1088号  
 紫竹国际大厦5楼

**北京**  
 电话：010-85950438  
 邮箱：researchbj@gjzq.com.cn  
 邮编：100005  
 地址：北京市东城区建内大街26号  
 新闻大厦8层南侧

**深圳**  
 电话：0755-83831378  
 传真：0755-83830558  
 邮箱：researchsz@gjzq.com.cn  
 邮编：518000  
 地址：深圳市福田区金田路2028号皇岗商务中心  
 18楼1806



**【小程序】**  
 国金证券研究服务



**【公众号】**  
 国金证券研究