



川投能源 (600674.SH)

买入 (首次评级)

公司深度研究

证券研究报告

水文与投产共振，分红与成长同频

投资逻辑：

川投能源作为四川省清洁能源上市资产投资平台，以权益水电资产为核心。公司持有雅砻江水电 48%、国能大渡河 20% 股权，贡献公司主要利润；此外公司控股田湾河、银江等水电资产及抽蓄项目。截至 2025 年底，公司控股装机达到 190 万千瓦，其中水电 162 万千瓦、新能源 28 万千瓦。同期公司权益装机升至 1898 万千瓦，近五年保持稳步增长；其中雅砻江水电权益装机 1096 万千瓦、占比 58%，国能大渡河权益装机 268 万千瓦、占比 14%。2025 年公司归母净利润 47.54 亿元，同比增长 5.5%。投资收益为 48.70 亿元，其中雅砻江水电贡献 44.25 亿元，国能大渡河贡献 2.82 亿元。

来水低基数下改善叠加在建项目投产，驱动公司利润提升。短期来看，雅砻江流域 2022 年以来连续四年偏枯，2025 年来水仅为多年均值的 80%；大渡河流域 2025 年来水约为多年均值的 90%，同样处于偏枯区间，2026 年来水有望修复带动业绩改善。中期来看，雅砻江卡拉、孟底沟、牙根一级合计在建装机 372 万千瓦，国能大渡河在建电站 7 座，公司在建 4 座抽蓄电站，伴随上述装机持续投产，我们测算可增厚公司中枢业绩 10.46 亿元。长期来看，雅砻江水风光一体化基地建设持续推进，2030 年总装机按不同规划口径有望达到 38-48GW，较 2025 年提升约 69%-113%。大渡河此前受低电价、外送不足和调节能力偏弱影响盈利能力偏弱也在改善，看好双江口提升流域调节能力。此外，雅砻江与中国电信合作的算电融合项目已投产，看好公司作为省属能源集团的卡位价值。

股东合并期待集团资产整合，分红比例提升增强股息回报。2025 年 2 月，原控股股东川投集团与川能投集团合并成立四川能源发展集团，已明确后续推进同业竞争解决，集团内成熟水电和抽蓄资产或分步注入。股东回报亦持续增强，公司 2025 年分红率提升至 51.3%（承诺 2026-2028 年分红率不低于 50%），每股股利提升至 0.5 元（此前 2022-2024 年承诺不低于 0.4 元），股息率达 3.6%。未来随着雅砻江与大渡河资本开支高峰逐步度过，投分差也将进一步扩大，并打开公司分红空间。

盈利预测、估值和评级

我们预测，2026-2028 年公司归母净利润 53.06/56.72/60.11 亿元，同比+11.6%/+6.9%/+6.0%，对应 PE 为 14.2/13.3/12.5 倍。公司估值低于同业公司，考虑公司未来装机投产叠加分红提升，未来股息与成长空间兼备，给予公司 2026 年 18 倍 PE，对应目标价 19.59 元，首次覆盖，给予“买入”评级。

风险提示

来水不及预期；电价波动风险；新项目建设进度不及预期。

公用事业与环保组

分析师：姜涛（执业 S1130525120007）

jiang_tao@gjzq.com.cn

联系人：郭仕豪

guoshihao@gjzq.com.cn

市价（人民币）：15.57 元

目标价（人民币）：19.59 元



公司基本情况（人民币）

项目	2024	2025	2026E	2027E	2028E
营业收入(百万元)	1,609	1,668	1,904	1,941	1,968
营业收入增长率	8.54%	3.65%	14.19%	1.95%	1.35%
归母净利润(百万元)	4,508	4,754	5,306	5,672	6,011
归母净利润增长率	2.45%	5.47%	11.60%	6.91%	5.98%
摊薄每股收益(元)	0.925	0.975	1.088	1.164	1.233
每股经营性现金流净额	0.18	0.16	0.22	0.20	0.20
ROE(归属母公司)(摊薄)	10.70%	10.59%	11.15%	11.24%	11.23%
P/E	18.65	14.25	14.19	13.27	12.52
P/B	2.00	1.51	1.58	1.49	1.41

来源：公司年报、国金证券研究所



内容目录

一、权益水电平台价值凸显，分红提升强化回报属性.....	5
1.1 权益资产构筑利润底座，现金回流支撑稳健经营.....	5
1.2 分红比例提升，期待集团整合打开成长空间.....	8
二、雅砻江与大渡河：优质水电基地，成长空间广阔.....	9
2.1 雅砻江流域独家开发+水风光一体化，远期装机空间充足.....	9
2.2 国能大渡河投产高峰将至，消纳与调节改善驱动盈利修复.....	15
三、水文低基数修复，在建项目接续成长.....	19
3.1 雅砻江及大渡河 2025 年来水偏枯，低基数下改善幅度可期.....	19
3.2 在建项目测算：雅砻江、大渡河与抽蓄项目共筑远期增量.....	22
3.3 雅砻江算电融合项目投产，看好省属能源集团卡位价值.....	25
四、盈利预测与估值.....	26
4.1 盈利预测.....	26
4.2 投资建议与估值.....	29
风险提示.....	30

图表目录

图表 1： 公司控股股东变更为四川能源发展集团（2026Q1）	5
图表 2： 2025 年公司控股装机容量 190 万千瓦.....	5
图表 3： 2025 年公司权益装机容量 1898 万千瓦.....	5
图表 4： 2025 年公司营业收入 16.68 亿元.....	6
图表 5： 2025 年公司归母净利润 47.54 亿元.....	6
图表 6： 公司投资收益驱动业绩增长	6
图表 7： 雅砻江水电占投资收益约 90%.....	6
图表 8： 2025 年公司 ROE 为 11.0%	7
图表 9： 公司资产负债率长期维持较低水平	7
图表 10： 近两年公司投资现金流净额转正	7
图表 11： 雅砻江增资及在建项目支出为主要投资方向	7
图表 12： 川投能源对雅砻江公司的投分差	8
图表 13： 川投能源对国能大渡河的投分差	8
图表 14： 2025 年公司现金分红比例提升至 51.3%	8
图表 15： 2025 年公司股息率提升至 3.60%	8
图表 16： 集团内水电、抽蓄资产梳理	8



图表 17:	雅砻江流域梯级水电站规划图	10
图表 18:	雅砻江流域常规水电 2030 年前总装机目标 2300 万千瓦	10
图表 19:	雅砻江水电规划 2030 年前完成新能源/抽水蓄能装机 2000/500 万千瓦	11
图表 20:	雅砻江流域水风光一体化基地规划	11
图表 21:	雅砻江公司远期成长空间广阔	11
图表 22:	雅砻江流域常规水电站开发情况及调节能力	11
图表 23:	两河口电站对下游电站梯级调度增发电量测算	12
图表 24:	2025 年雅砻江公司营业收入 246.6 亿元	12
图表 25:	2025 年雅砻江公司归母净利润 92.2 亿元	12
图表 26:	2025 年雅砻江公司发电量 872 亿千瓦时	13
图表 27:	雅砻江水电上网电价机制	13
图表 28:	雅砻江水电电量消纳省份比例	14
图表 29:	雅砻江公司上网电价领先(元/千瓦时)	14
图表 30:	雅砻江公司度电净利润较高(元/千瓦时)	14
图表 31:	各公司水电站建设成本	14
图表 32:	雅砻江水电利用小时数领先可比公司	15
图表 33:	四川省用电量增速持续高于发电量增速	15
图表 34:	四川年度集中交易电价丰枯价格(元/千瓦时)	15
图表 35:	公司大渡河流域水电装机梳理	16
图表 36:	主要水电公司 ROE 情况	17
图表 37:	全国主要流域水能利用率	17
图表 38:	四川省际联网工程规划示意图	18
图表 39:	双江口下游电站增发测算	18
图表 40:	双江口对下游电站增益测算	19
图表 41:	近四年雅砻江流域来水持续偏枯	19
图表 42:	2025 年大渡河流域来水偏枯	19
图表 43:	雅砻江丰枯期来水量比例	20
图表 44:	大渡河丰枯期来水量比例	20
图表 45:	雅砻江流域来水偏枯情况集中在汛期阶段	20
图表 46:	大渡河流域月度来水情况	21
图表 47:	锦屏一级水库水位分位数	21
图表 48:	二滩水库水位分位数	21
图表 49:	两河口水库水位分位数	22
图表 50:	雅砻江丰枯期来水比例	22
图表 51:	大渡河丰枯期来水比例	22



图表 52: 水电站上网电价测算	22
图表 53: 雅砻江公司在建水电项目对川投能源业绩影响测算	23
图表 54: 国能大渡河在建水电项目对川投能源业绩影响测算	23
图表 55: 在建抽蓄项目对川投能源业绩影响测算	24
图表 56: 全部在建水电抽蓄项目投产后有望增厚公司 10.52 亿元中枢利润	25
图表 57: 两河口算电融合示范项目	26
图表 58: 雅砻江水电经营数据预测	26
图表 59: 雅砻江水电净利润预测	27
图表 60: 国能大渡河水电部分经营数据预测	28
图表 61: 国能大渡河净利润预测	28
图表 62: 公司控股电站经营数据预测	29
图表 63: 公司细分业务营收拆分	29
图表 64: 可比公司估值比较	30

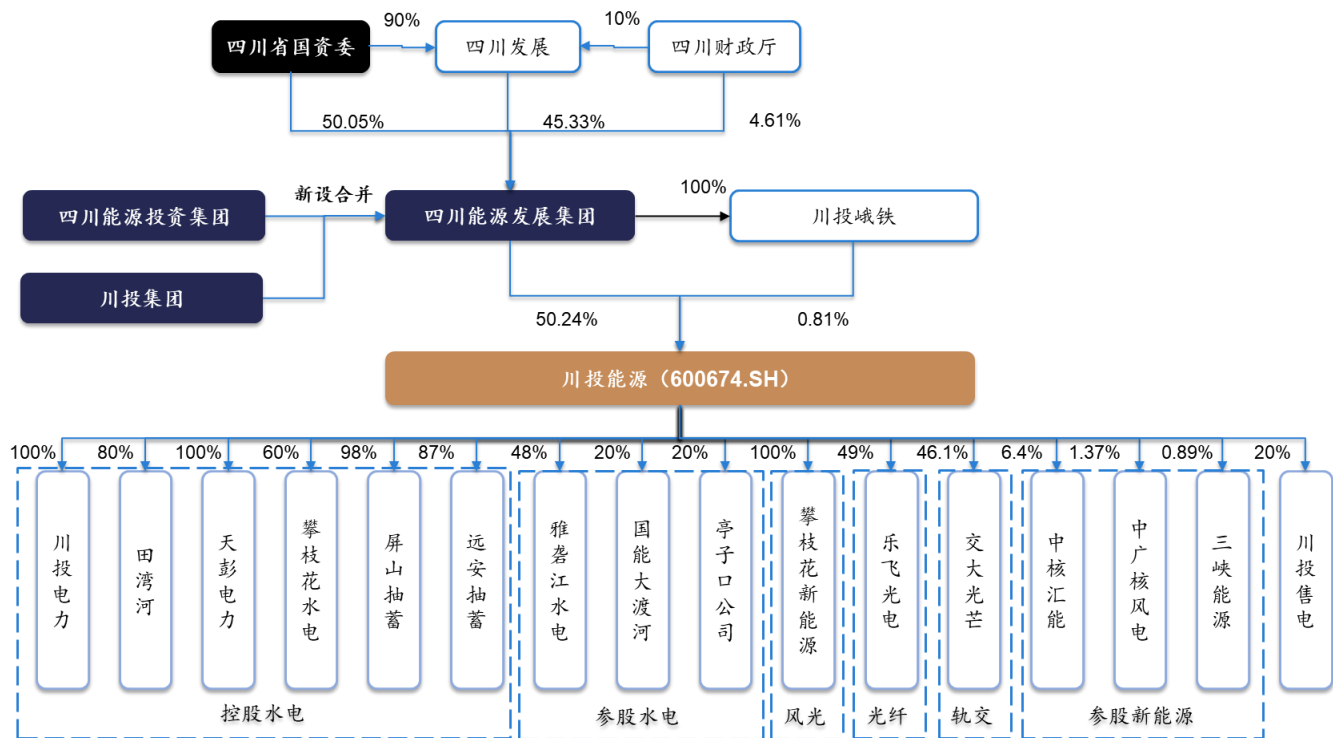


一、权益水电平台价值凸显，分红提升强化回报属性

1.1 权益资产构筑利润底座，现金回流支撑稳健经营

川投能源作为四川省清洁能源上市资产投资平台，以权益水电资产为核心。公司持有雅砻江水电 48%、国能大渡河 20%股权，二者是公司利润的主要贡献主体；控股的田湾河、银江等水电资产及抽蓄项目提供增量。2025 年 2 月，原控股股东川投集团与四川省能投集团通过新设合并方式成立四川能源发展集团，控股股东随之变更。截至 2026 年 3 月底，四川能源发展集团及其一致行动人川投峨铁合计持有公司 51.05%股份。

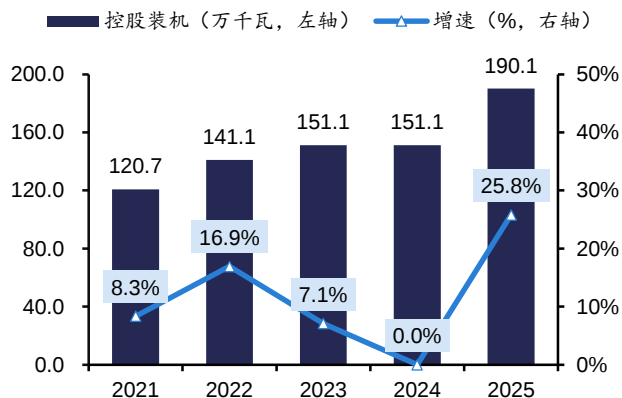
图表1：公司控股股东变更为四川能源发展集团（2026Q1）



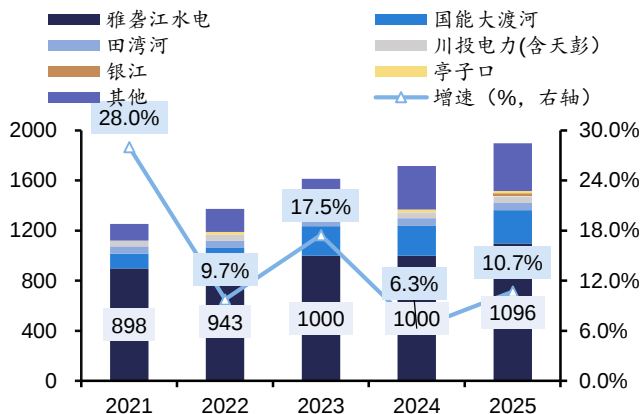
来源：i

截至 2025 年底，公司控股装机达到 190 万千瓦，其中水电 162 万千瓦、新能源 28 万千瓦，控股装机同比增长 25.9%，主要系银江水电站年内全面投产并贡献 39 万千瓦新增装机。同期公司权益装机升至 1898 万千瓦，近五年保持稳步增长；其中雅砻江水电权益装机 1096 万千瓦、占比 58%，国能大渡河权益装机 268 万千瓦、占比 14%，其他权益装机主要为中核汇能等新能源权益装机。

图表2：2025 年公司控股装机容量 190 万千瓦



图表3：2025 年公司权益装机容量 1898 万千瓦



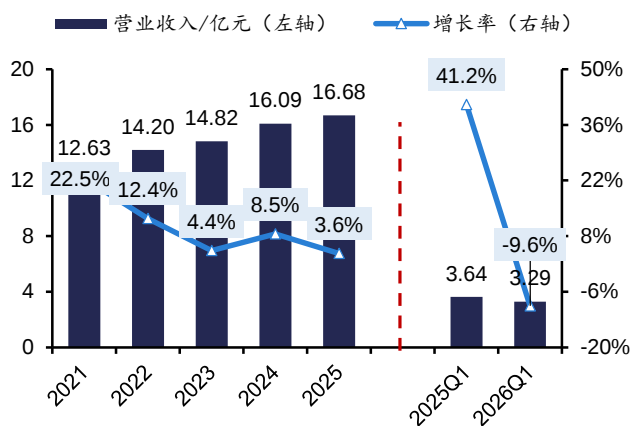
来源：公司公告，国金证券研究所

来源：公司公告，国金证券研究所 备注：左轴单位为万千瓦

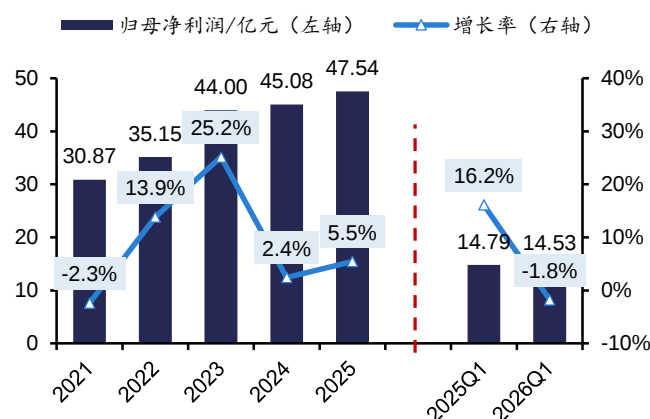


2022-2023 年公司业绩快速增长，主要系雅砻江水电中杨房沟、两河口水电站相继投产增厚投资收益；2024 年受雅砻江水电一次性补税影响投资收益小幅下滑，公司业绩增速下滑至 2.4%。2025 年公司实现营业收入 16.68 亿元，同比增长 3.6%；实现归母净利润 47.54 亿元，同比增长 5.5%。2026 年 Q1 营业收入 3.29 亿元，同比下滑 9.6%；归母净利润 14.53 亿元，同比下滑 1.8%，主要受 2025 年雅砻江来水极端偏枯影响。近五年公司投资收益占归母净利润比例持续超过 90%，2025 年投资收益达 48.70 亿元，其中雅砻江水电贡献投资收益 44.25 亿元，占公司投资收益的 90.9%，是公司最核心的利润来源。

图表4：2025 年公司营业收入 16.68 亿元

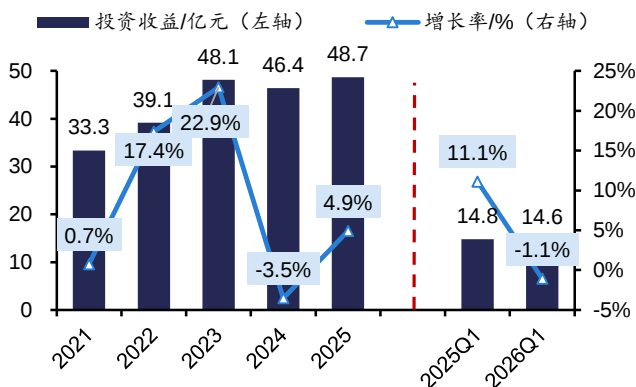


图表5：2025 年公司归母净利润 47.54 亿元

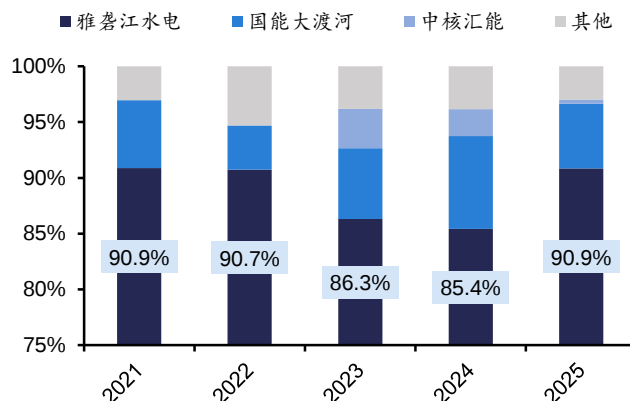


来源：i

图表6：公司投资收益驱动业绩增长



图表7：雅砻江水电占投资收益约 90%

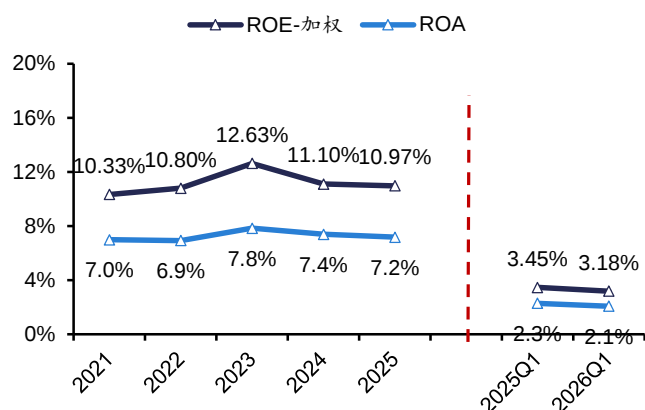


来源：i

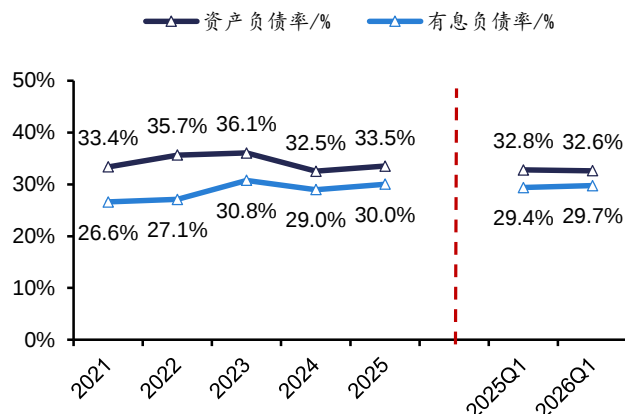
公司杠杆较低，ROE 保持稳定。2025 年公司加权 ROE 为 10.97%，近五年基本稳定在 11%左右；资产负债率为 33.51%，处于较低水平。公司在持续分红、项目投入并行的背景下，财务结构依然稳健，后续资本运作与再投资空间充足。



图表8：2025 年公司 ROE 为 11.0%



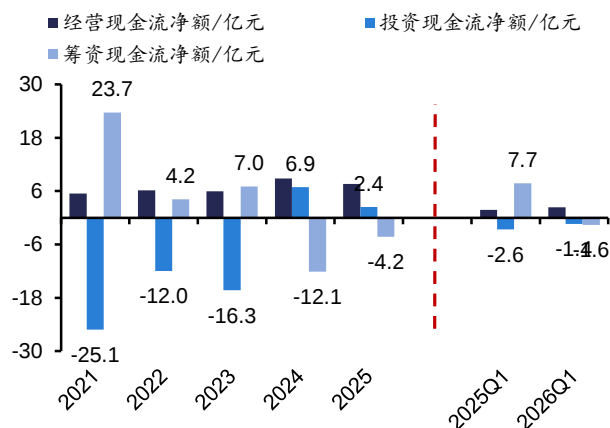
图表9：公司资产负债率长期维持较低水平



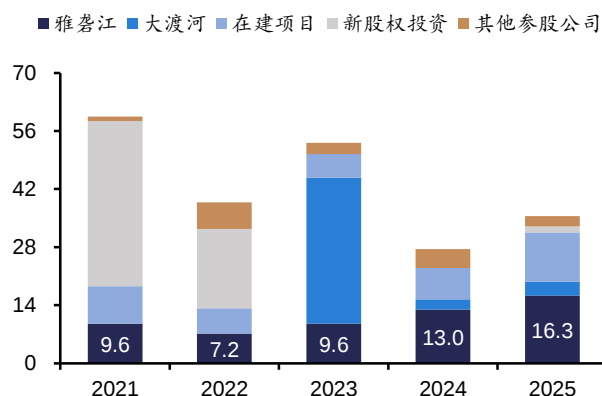
来源：i

现金流层面，优质参股资产分红回流对投资支出的覆盖能力持续增强。2024-2025 年公司投资活动现金流量净额连续转正，2025 年经营活动现金流净额为 7.6 亿元，维持较好水平；投资现金流入主要系参股公司分红，2025 年达 35.5 亿元，流出主要是对参股公司增资和在建项目投入，2025 年分别为 22.18、11.87 亿元。公司近两年来筹资现金流持续净流出，优化负债结构。

图表10：近两年公司投资现金流净额转正



图表11：雅砻江增资及在建项目支出为主要投资方向

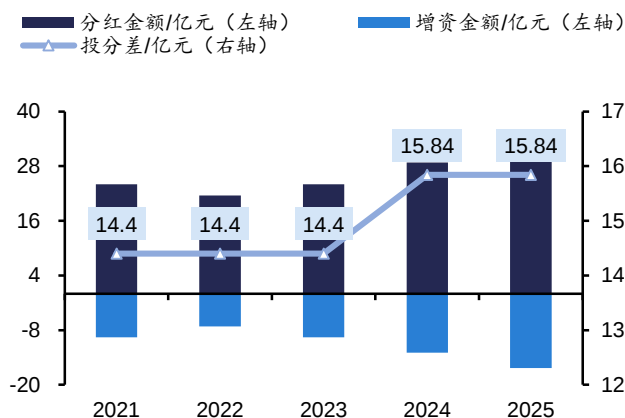


来源：i

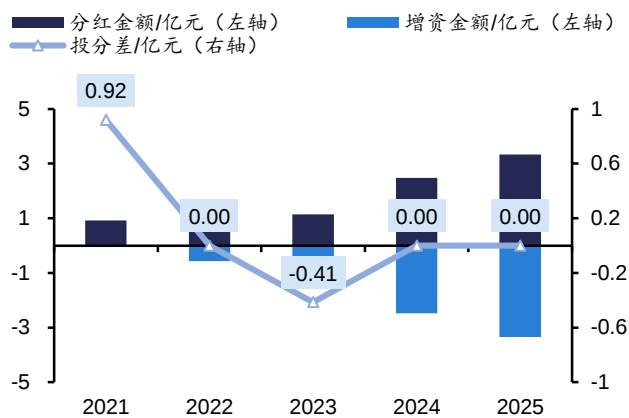
期待核心参股公司的投分差改善带动公司现金流进一步向上。2025 年雅砻江水电给川投能源分红 32.16 亿元，~~2025~~ 川投能源对雅砻江公司的投分差保持相对稳定，2021-2023 年投分差维持 14.4 亿元，2024 年起随雅砻江公司业绩改善，投分差提升至 15.84 亿元，期待未来投分差进一步扩大。国能大渡河投分差具备提升预期，2022-2025 年川投能源对国能大渡河的增资金额持续提升，投分差为零。但双江口、金川、枕头坝二级和沙坪一级电站将于 2026 年密集投产，后续资本开支规模预计下降，或为国能大渡河分红能力提供支撑。



图表12：川投能源对雅砻江公司的投分差



图表13：川投能源对国能大渡河的投分差



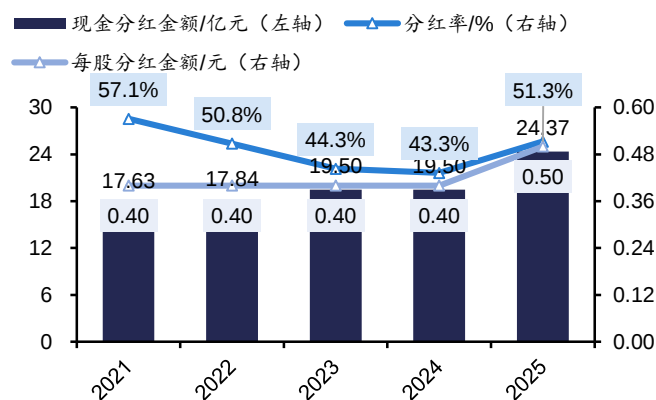
来源：公司公告，国金证券研究所

来源：公司公告，国金证券研究所

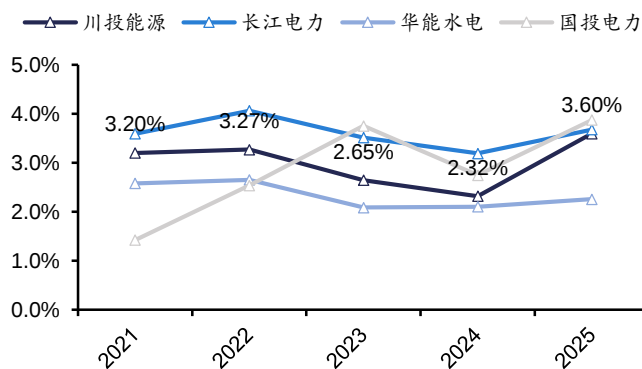
1.2 分红比例提升，期待集团整合打开成长空间

控股股东完成合并以来，公司资本市场回报持续增强。四川能源发展集团已增持公司股份 7.91 亿元，占总股本 0.98%。分红方面，公司 2026 年 4 月发布《未来三年（2026-2028 年）股东回报规划》，明确 2026-2028 年每年以现金方式分配的利润原则上不少于归母净利润的 50%。2025 年公司现金分红总额 24.37 亿元，分红率 51.27%，每股股利提升至 0.5 元（此前 2022-2024 年承诺不低于 0.4 元），同比增长 25%；对应当前股息率提升至 3.6%，打造有成长性的股息资产。

图表14：2025 年公司现金分红比例提升至 51.3%



图表15：2025 年公司股息率提升至 3.60%



来源：i

集团仍具备存量水电资产，期待后续资产整合。根据川投集团此前出具的《关于避免同业竞争的承诺》，川投能源作为集团下属清洁能源上市平台，将优先承接清洁发电资产。2019 年起集团已将 8 家同业竞争企业股权托管至上市公司，并推动亭子口等成熟资产分步注入；2021 年公司已完成亭子口 20% 股权收购。股东重组完成后，四川能源发展集团进一步承诺，在资产、业务、人员整合完成后 1 年内制定同业竞争解决方案，并在承诺出具之日起 5 年内综合运用资产重组、委托管理等方式稳妥推进整合。我们梳理集团内水电类资产，包括紫坪铺、西部阳光、金沙水电站及南江、绵竹抽蓄，合计约 152 万千瓦成熟水电和 240 万千瓦抽蓄储备，期待资产整合抬升公司清洁能源平台价值。

图表16：集团内水电、抽蓄资产梳理

资产	当前主体	装机规模	投产时间	集团持股比例
紫坪铺水利枢纽	四川省紫坪铺开发有限责任公司	76 万千瓦	2006 年 5 月投产	42.5%



西部阳光电站平台	四川西部阳光电力开发有限公司	20 万千瓦（姜射坝 12.8 万+威州 7.2 万）	姜射坝 2006 年 9 月投产； 威州 2008 年 3 月投产	60.6%
金沙水电站	四川省能投攀枝花水电开发有限公司	56 万千瓦	2021 年 10 月 9 日投产	60.0%
南江抽水蓄能项目	四川能投电力开发集团有限公司	120 万千瓦	筹建	控股
绵竹抽水蓄能项目	四川能投绵竹抽水蓄能开发有限公司	120 万千瓦	在建，2025 年 2 月获四川省发改委核准批复，总工期 87 个月	85.0%

来源：生态环境部，四川西部阳光电力官网，四川能投电力官网，四川省发改委，国金证券研究所

二、雅砻江与大渡河：优质水电基地，成长空间广阔

2.1 雅砻江流域独家开发+水风光一体化，远期装机空间充足

雅砻江公司是雅砻江流域独家开发主体，是我国第三大水电基地的核心开发平台。雅砻江公司独家负责四川雅砻江水电基地开发建设，国投电力和川投能源分别持有雅砻江公司 52% 和 48% 的股权，其中雅砻江中下游河段已被纳入国家十三大水电基地之一。按照流域规划，雅砻江干流共布局 22 级梯级电站，总装机容量约 31GW。整体呈现上游、中游、下游分段开发格局：上游规划 10 座，中游规划 7 座，包括两河口、牙根一级、牙根二级、楞古、孟底沟、杨房沟、卡拉；下游规划 5 座，包括锦屏一级、锦屏二级、官地、二滩和桐子林。公司在推进梯级水电开发的同时，也同步推动雅砻江流域水风光一体化基地建设，持续拓展清洁能源成长空间。

雅砻江水风光大基地规划资源充足，成长空间广阔。2025 年雅砻江公司总装机容量 2255 万千瓦，其中常规水电 1920 万千瓦，风光新能源 330 万千瓦，在建装机规模 1159 万千瓦。当前雅砻江流域水电开发战略推进至第三阶段，目标 2030 年常规水电装机达到 2300 万千瓦；新能源和抽水蓄能开发战略位于第二阶段，规划 2030 年以前分别完成新能源、抽水蓄能装机 2000 万千瓦、500 万千瓦。

同时根据《四川省国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》，四川省十五五期间将推进雅砻江流域水风光一体化清洁能源基地建设，新增装机规模约 1500 万千瓦。不同口径下，2030 年雅砻江总装机约 38-48GW，较 2025 年提升约 69%-113%。

阶段	目标
第一阶段	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
第二阶段	2015 年以前，建设锦屏、官地、桐子林，全面完成雅砻江下游梯级水电开发。拥有的发电能力提升至 1470 万千瓦
第三阶段	2030 年以前，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，水电发电能力达到 2300 万千瓦以上
第四阶段	本世纪中叶以前，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

10

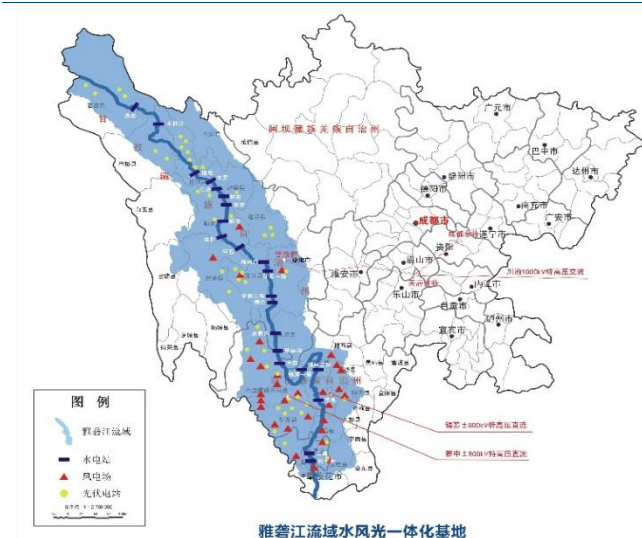


图表19：雅砻江水电规划 2030 年前完成新能源/抽水蓄能装机 2000/500 万千瓦

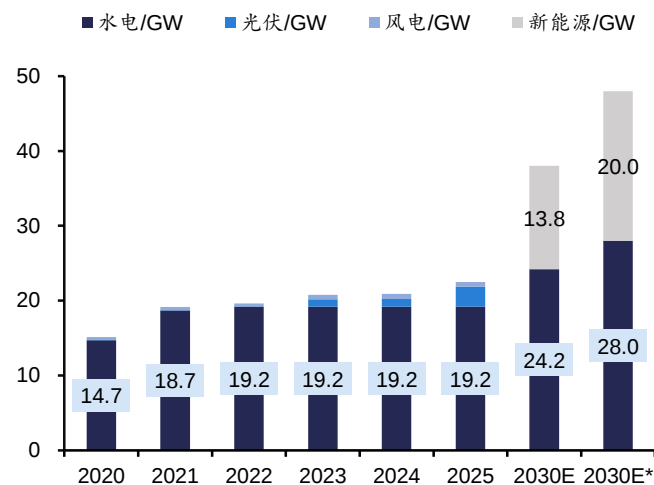
阶段	目标
第一阶段	2020 年以前，开展水风光互补绿色清洁可再生能源示范基地规划和关键问题研究，落实项目建设技术条件
第二阶段	2030 年以前，力争新能源装机达到 2000 万千瓦左右；完成抽水蓄能规划，力争规模达到 500 万千瓦左右
第三阶段	力争新能源装机达到 3000 万千瓦左右，配套抽水蓄能装机达到 1000 万千瓦左右
第四阶段	本世纪中叶以前，力争新能源及抽水蓄能装机达到 5000 万千瓦以上，雅砻江流域水风光互补绿色清洁可再生能源示范基地全部建成

来源：国投电力官网，国金证券研究所

图表20：雅砻江流域水风光一体化基地规划



图表21：雅砻江公司远期成长空间广阔



来源：国投电力官网，国金证券研究所

来源：公司公告，国投电力官网，四川省人民政府，国金证券研究所

备注：2030E 中*根据雅砻江流域开发规划测算，前者根据《四川省国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》测算

截至 2025 年底，下游五座水电站已全部投产，合计 1470 万千瓦；中游 7 座水电站合计 1232 万千瓦，已投产杨房沟和两河口两座，合计 450 万千瓦，其余处于在建或拟建阶段；上游仍有 10 座水电站处于前期规划阶段，共约 400 万千瓦。项目进度上，牙根一级、卡拉和孟底沟水电站均处于在建状态，合计 372 万千瓦，预计分别于 2028 年、2029 年和 2032 年投产。

图表22：雅砻江流域常规水电站开发情况及调节能力

	电站	装机容量/万千瓦	状态	投产时间	调节库容	调节能力	来水量	调节库容/来水量
下游	桐子林	60	已投产	2016	0.15	日调节能力	590	25.3%
	二滩	330		2000	33.7	季调节能力		
	官地	240		2013	0.28	日调节能力		
	锦屏二级	480		2014	0.05	日调节能力		
	锦屏一级	360		2014	49.1	年调节能力		
中游	卡拉	102	在建	2029E	0.54	日调节能力	590	25.3%
	杨房沟	150	已投产	2021				
	孟底沟	240	在建	2032E				
	楞古	170	拟建	-				
	牙根二级	240	拟建	-				
	牙根一级	30	在建	2028E				



两河口	300	已投产	2022	65.6	多年调节能力
上游 上游 10 座电站	400	前期规划	-		
合计	3102			149.4	

来源：雅砻江水电募集说明书，国投电力官网，生态环境部，四川省水文水资源勘测中心，国金证券研究所

雅砻江流域调节能力突出，拥有两河口、锦屏一级、二滩三座核心调节性水库，合计调节库容 149.4 亿立方米，对应多年平均来水量约 590 亿立方米，调节库容/来水量比例达 25.3%。其中，两河口具备多年调节能力，两河口、锦屏一级和二滩配合后，雅砻江可以把更多电量从丰水期转移到平枯期释放，通过蓄丰补枯、优化径流时空分配，提升下游梯级电站联合运行效率。从电量增发效益看，根据国投电力及雅砻江公司披露，两河口补偿效应可增加雅砻江中下游梯级电站年发电量 102 亿千瓦时，其中孟底沟、卡拉、杨房沟、锦屏一级、二级及官地分别可增发 9.78、5.27、8.97、17.8、4.7、7.5 亿千瓦时，其余电站根据比例测算，整体可提升已投产机组发电量 64.24 亿千瓦时，较单独运行设计年发电量提升 8.3%。

图表23：两河口电站对下游电站梯级调度增发电量测算

下游水电站	单独运行设计年发电量/亿千瓦时	联合运行设计年发电量/亿千瓦时	梯级调度增发电量/亿千瓦时	投产进度
牙根一级	10.03	11.53	1.49	在建
牙根二级	75.5	86.73	11.23	拟建
楞古	67.12	77.11	9.99	拟建
孟底沟	94.27	104.05	9.78	在建
卡拉	39.97	45.24	5.27	在建
杨房沟	59.62	68.56	8.94	投产
锦屏一级	166.2	184	17.8	投产
锦屏二级	237.6	242.3	4.7	投产
官地	110.3	117.8	7.5	投产
二滩	170	195.3	25.30	投产
桐子林	29.75	29.75	-	投产
合计	1060.36	1162.36	102	

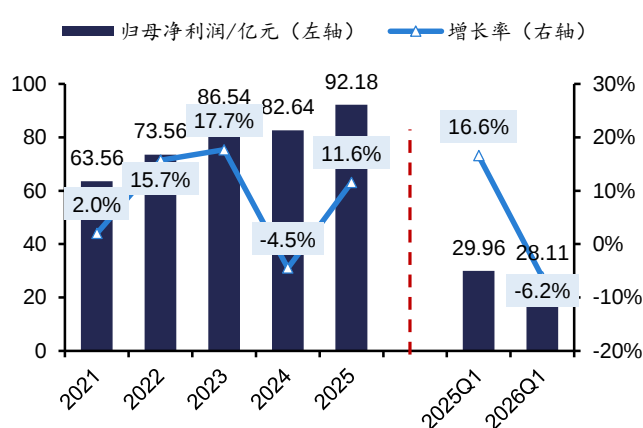
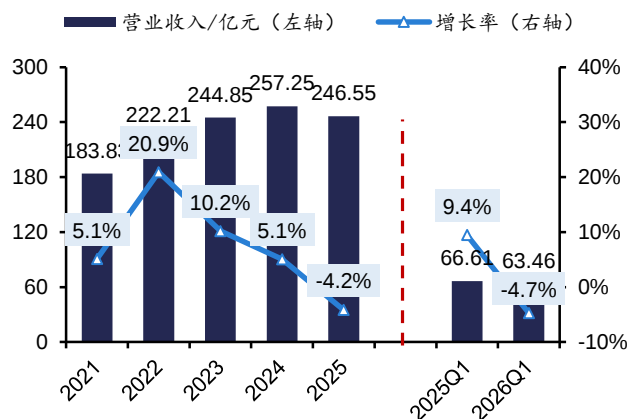
来源：雅砻江水电公告，国金证券研究所

备注：牙根一级、二级为根据联合运行设计发电量倒推，楞古、二滩为根据单独运行发电量按比例测算

雅砻江公司收入和利润持续增长，2025 年分别实现 246.6 亿元、92.2 亿元。2021 年、2022 年杨房沟及两河口水电站相继投产，随着两杨电站电量逐步释放，公司收入和业绩中枢持续抬升。2024 年业绩下滑主要系一次性补交所得税影响。2025 年受流域来水极度偏枯影响，公司实现营业收入 246.6 亿元，同比下降 4.2%；实现归母净利润 92.2 亿元，同比增长 11.6%，盈利韧性突出。

图表24：2025 年雅砻江公司营业收入 246.6 亿元

图表25：2025 年雅砻江公司归母净利润 92.2 亿元

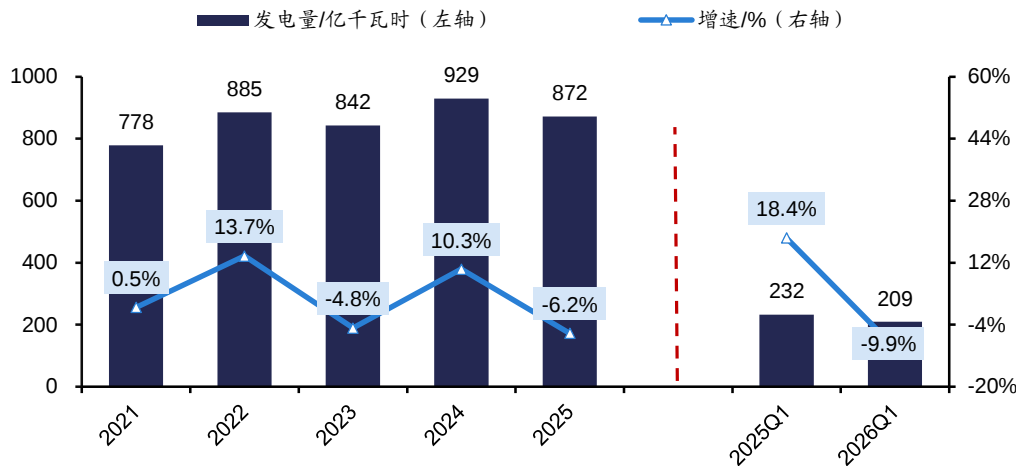




来源：i

2025 年公司完成发电量 872 亿千瓦时，同比下降 6.2%，主要受雅砻江流域来水偏枯影响，全年电量承压。2021-2025 年公司发电量由 778 亿千瓦时提升至 872 亿千瓦时，两杨电站投运后，梯级装机规模和联合调度能力提升，支撑发电量中枢上移。2026Q1 发电量 209 亿千瓦时，同比下降 9.9%，主要系一季度来水偏枯及两河口 2025 年蓄能低于 2024 年，调节能力未完全体现。

图表26：2025 年雅砻江公司发电量 872 亿千瓦时



来源：国投电力公司公告，国金证券研究所

雅砻江水电的电量消纳方式分为外送和四川省内消纳两部分。外送部分二滩水电站送重庆上网电价为 0.2689 元/千瓦时（含税，下同），锦官电源组送重庆的上网电价为 0.3201 元/千瓦时，送江苏电价为落地电价倒推机制。杨房沟执行消纳地（江西、湖南）落地电价倒推机制。按装机容量计算，雅砻江公司四川本省消纳比例仅约 44%；省内优先发电合同电量中，不同电站分别执行各自政府批复价格，并执行丰平枯电价机制，丰水期（6-10 月）电价下浮 24%，枯水期（1-4 月、12 月）电价上浮 24.5%；市场化电量电价则由市场交易形成。

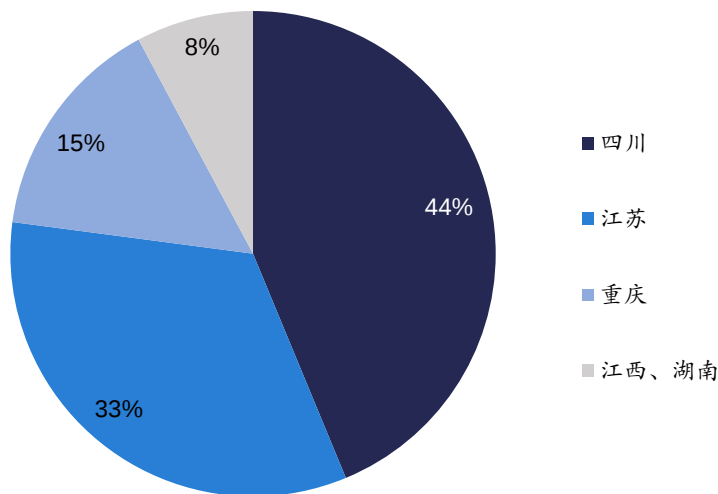
图表27：雅砻江水电上网电价机制

电站	装机（万千瓦）	电量消纳方式	电价政策
锦官电源组	1080	江苏直流送江苏 640 万千瓦	落地电价倒推机制：落地电价=江苏燃煤基准价+（江苏电力市场交易年度交易成交均价+江苏煤电容量电价度电标准-江苏燃煤基准价）×50%，其中煤电容量电价度电标准=煤电容量电价年度执行标准/近三年统调燃煤发电机组平均发电利用小时数
		上网电价由落地电价扣除输配电环节价格倒推决定	
		2024 年为 0.3193 元/千瓦时（含税，下同）	
		批复电价 0.2811 元/千瓦时。优先发电合同执行政府批复价格，丰水期（6-10 月）电价下浮 24%，枯水期（1-4 月，12 月）电价上浮 24.5%。市场电量的电价由市场化交易形成（下同）	
桐子林	60	四川 240 万千瓦	0.3201 元/千瓦时
		重庆 200 万千瓦	
二滩	330	全部四川	批复电价 0.2974 元/千瓦时。优先发电合同执行政府批复价格
		四川 240 万千瓦	批复电价 0.2685 元/千瓦时。优先发电合同执行政府批复价格
两河口	300	重庆 90 万千瓦	0.2689 元/千瓦时
		全部四川	批复电价 0.3766 元/千瓦时（过渡期电价）。优先发电合同执行政府批复价格
杨房沟	150	全部雅中-江西特高压外送	落地电价倒推机制，同江苏



来源：重庆市发改委，江苏省发改委，雅砻江公司公告，国金证券研究所

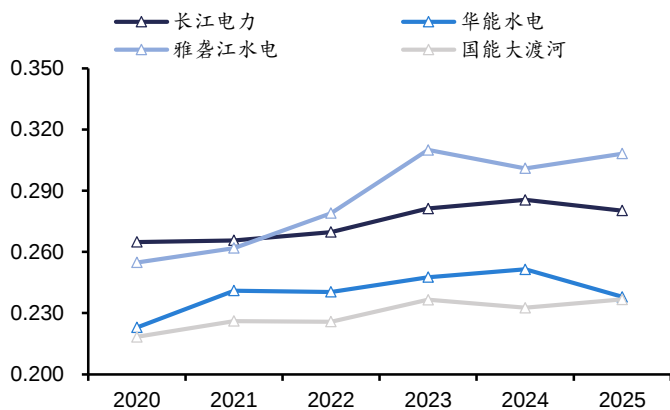
图表28：雅砻江水电电量消纳省份比例



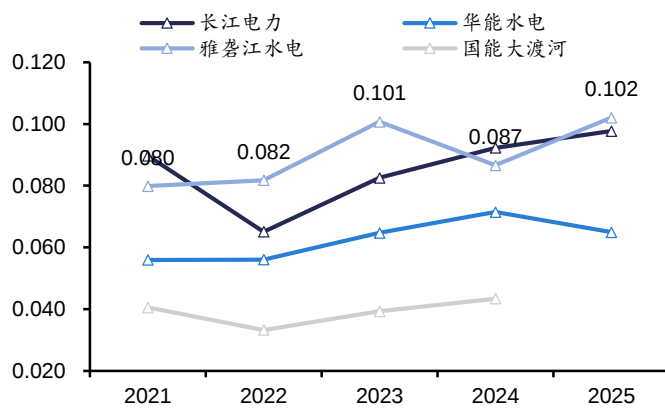
来源：雅砻江公司公告，国金证券研究所

雅砻江公司平均上网电价长期位居主要水电公司前列，2025 年达到 0.308 元/千瓦时。这一方面与水电建设成本有关，留川的二滩、锦官电源组等核心资产具备较高的批复电价和优先合同电量基础。另一方面由于外送电量比例较高，尤其锦官电源组送江苏电价执行落地省份倒推机制，电价中枢高于四川省内市场化交易水平。从度电净利润看，2021-2025 年雅砻江水电整体处于可比公司前列且较为稳定，2025 年为 0.102 元/千瓦时，与长江电力接近，高于华能水电、国能大渡河等主要水电资产。

图表29：雅砻江公司上网电价领先(元/千瓦时)



图表30：雅砻江公司度电净利润较高(元/千瓦时)



来源：长江电力、华能水电、国电电力、国投电力公司公告，国金证券研究所

备注：国能大渡河口径采用国电电力披露的水电上网电价

来源：公司公告，国金证券研究所

备注：净利润为扣非归母净利润剔除投资净收益

图表31：各公司水电站建设成本

电站	装机容量/万千瓦	总投资/亿元	单位投资/元/千瓦	留川批复电价/元/千瓦时
二滩	330	284.7	8627	0.2685
锦屏一级	360	401.77	11160	
锦屏二级	480	380.56	7928	0.2811
官地	240	159.93	6664	
两河口	300	664.57	22152	0.3766
桐子林	60	62.57	10428	0.2974

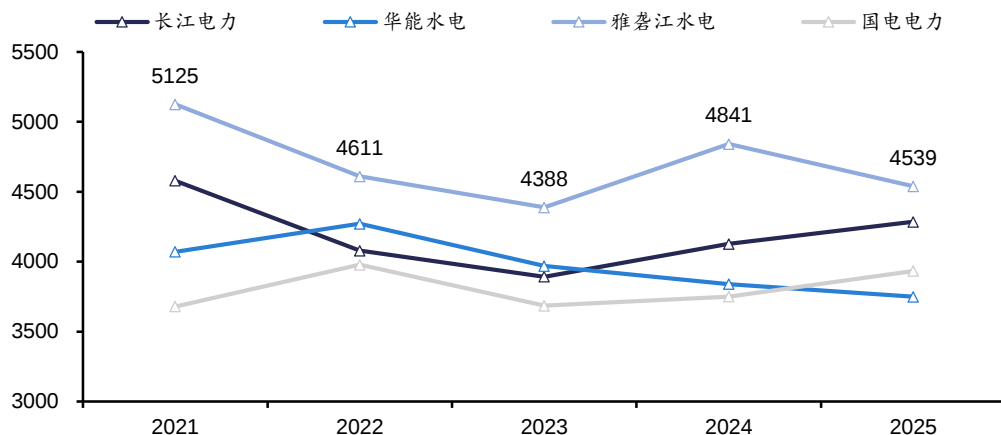


大岗山	260	174.43	6709	-
瀑布沟	360	254	7056	-
乌东德	1020	1200	11765	-
白鹤滩	1600	1724	10775	-

来源：雅砻江水电债券募集说明书，三峡建工官网，国金证券研究所

利用小时数方面，雅砻江水电 2025 年为 4539 小时，虽受近年流域来水偏枯影响有所回落，但仍持续领先主要可比公司。较高利用小时意味着同等装机下具备更强发电能力和固定成本摊薄效应，体现了雅砻江水电的资源禀赋。

图表32：雅砻江水电利用小时数领先可比公司



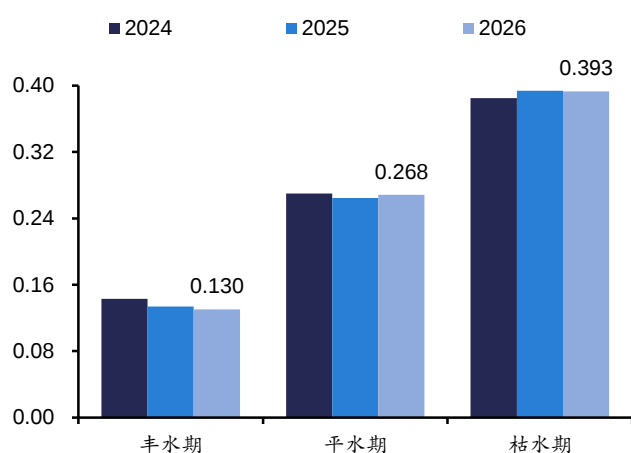
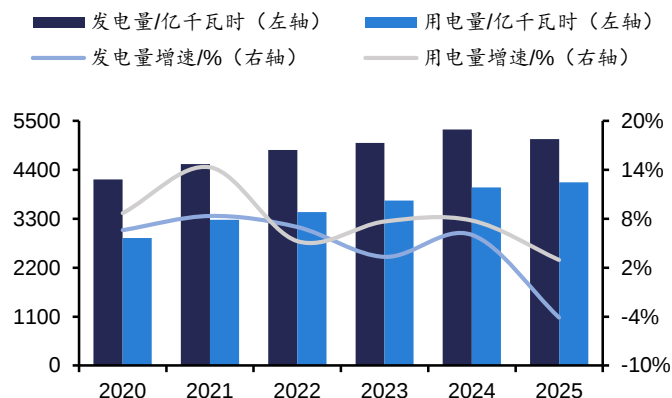
来源：公司公告，国金证券研究所

备注：国电电力为其水电利用小时数

四川电力供需趋紧、丰枯价差大。近年来四川省内用电需求增速持续高于发电量增速，2025 年全省用电量 4117 亿千瓦时，同比增长 2.9%；发电量 5088 亿千瓦时，发用电量差进一步收窄，省内消纳格局边际改善。同时，四川发电量中水电占比约 75%，省内电价体系对丰枯变化高度敏感。以 2026 年年度集中交易为例，四川丰水、平水、枯水期均价分别为 0.130、0.268、0.393 元/千瓦时，近三年枯丰价差小幅走扩，调节性水电蓄丰补枯带来的电价优势更加明显。

图表33：四川省用电量增速持续高于发电量增速

图表34：四川年度集中交易电价丰枯价格（元/千瓦时）



来源：i

2.2 国能大渡河投产高峰将至，消纳与调节改善驱动盈利修复

大渡河流域水能资源禀赋突出，也是川投能源重要的权益水电资产。大渡河是我国 13 大水电基地之一，国能大渡河是流域主要开发主体。根据 2004 年四川省人民政府批复的《四



川省大渡河干流水电规划调整报告》，大渡河干流水电规划三库 22 级开发方案，总装机容量 2340 万千瓦，年发电量 1123.6 亿千瓦时。结合后续国家批复，国能大渡河可开发并运营管理 17 个梯级电站，总装机容量约 1800 万千瓦。

2026 年国能大渡河进入投产高峰，新增装机占现有在运装机 32%。公司当前在建水电站 611 万千瓦，拟建水电站 41 万千瓦，已批准开发运营的水电站均已进入在建或拟建序列，中短期成长主要来自既有项目投产兑现。根据当前项目进展，预计双江口、金川、枕头坝二级、沙坪一级水电站将在 2026 年密集投产，总装机容量达 352 万千瓦，占公司大渡河流域内在运装机 1110 万千瓦的 32%，新增装机弹性突出。

图表35：公司大渡河流域水电装机梳理

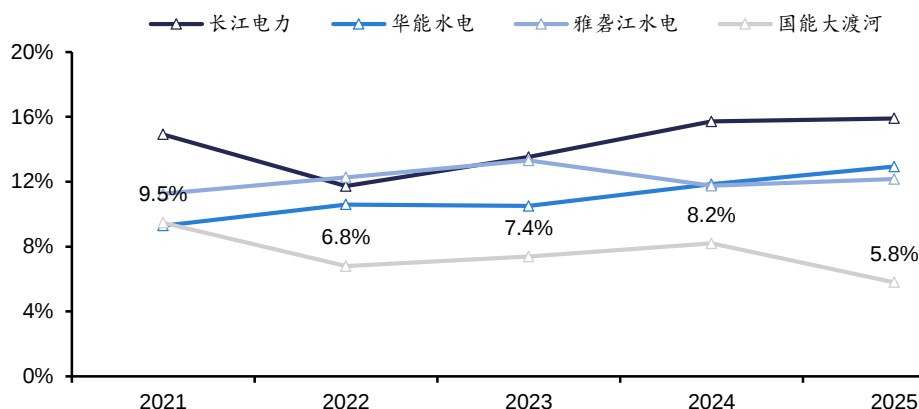
水电站	状态	投产时间/预计首	装机容量/万千	大渡河持股比	权益装机/万千	调节能力
		台投产时间	瓦	例	瓦	
猴子岩	投运	2018	170	100%	170	季调节
大岗山	投运	2015	260	80%	208	日调节
瀑布沟	投运	2010	360	100%	360	季调节
深溪沟	投运	2011	66	100%	66	日调节
枕头坝一级	投运	2015	72	100%	72	日调节
沙坪二级	投运	2018	35	100%	35	日调节
龚嘴	投运	1978	77	100%	77	日调节
铜街子	投运	1994	70	100%	70	日调节
投运合计			1110		1058	
双江口	在建	2026	200	63%	126	年调节
金川	在建	2026-5	86	100%	86	日调节
枕头坝二级	在建	2026-4	30	100%	30	日调节
沙坪一级	在建	2025-10	36	100%	36	日调节
老鹰岩二级	在建	2029	42	85%	36	日调节
老鹰岩一级	在建	2029	30	85%	26	日调节
丹巴	在建	2031	115	56%	64	日调节
巴底	在建	-	72	-		日调节
在建合计			611		403	
安宁	拟建		41			
拟建合计			41			
全部梯级合计			1762			

来源：国能大渡河债券募集说明书，国金证券研究所

大渡河盈利能力弱于主要水电平台，主要受低电价、外送不足和调节能力偏弱影响。公司 ROE 长期在 8% 左右，2025 年受一次性非经常性损益扰动及来水偏枯影响，ROE 进一步下滑至 5.8%。拆分来看，较高市场化交易比例导致上网电价偏低，同时此前流域缺少专属送出线路、外送能力不足，叠加调节库容有限，使丰水期水能资源难以充分消纳。2025 年大渡河水能利用率仅 92.58%，显著低于全国其他主要流域，弃水问题是压制利用小时和盈利能力的重要因素。



图表36: 主要水电公司 ROE 情况



来源: 公司财报, 国金证券研究所

图表37: 全国主要流域水能利用率

主要流域	2020	2021	2022	2023	2024	2025
金沙江	99.20%	99.99%	99.99%	100.00%	99.86%	99.81%
雅砻江	93.54%	96.96%	98.15%	97.50%	98.36%	96.90%
乌江	98.34%	99.75%	99.16%	100.00%	99.91%	99.43%
长江干流上游	99.85%	99.97%	100.00%	100.00%	100.00%	99.96%
黄河干流上游	93.14%	99.73%	99.85%	100.00%	99.48%	98.44%
南盘江-红水河	99.26%	99.61%	99.51%	100.00%	99.77%	99.63%
澜沧江	99.88%	99.95%	100.00%	100.00%	99.85%	99.94%
大渡河	86.81%	92.83%	94.94%	95.11%	93.21%	92.58%

来源: 国家能源局, 国金证券研究所

后续看, 送出通道改善与龙头水库投产有望共同推动盈利修复。四川省内发用电量差持续收窄, 消纳格局边际改善。川渝 1000 千伏特高压已于 2024 年底建成投运, 也将缓解川西水电送至成都等负荷中心的通道瓶颈, 带动大渡河流域弃水改善。消纳改善叠加后续调节能力提升, 有望推动大渡河水能利用率和利用小时修复。



图表38：四川省际联网工程规划示意图



来源：《四川省“十四五”能源发展规划》，国金证券研究所

双江口作为大渡河流域具有年调节能力的水库电站，投产后可增加下游电站枯水期发电量66亿千瓦时。将增发电量按照装机比例分配，剔除非国能大渡河旗下电站，考虑金川等三座在建电站与双江口投产时间接近，将对其的增发效应也考虑在内，测算双江口可为国能大渡河下游电站增发电量36.17亿千瓦时。

图表39：双江口下游电站增发测算

所有电站	装机/万千瓦	发电量按装机分配/亿千瓦时	投资主体	状态
双江口	200		国能大渡河	在建
金川	86	2.47	国能大渡河	在建
安宁	38	1.09	国能大渡河	拟建
巴底	72	2.06	国能大渡河	在建
丹巴	115	3.30	国能大渡河	在建
猴子岩	170	4.87	国能大渡河	在运
长河坝	260	7.45	大唐国际	在运
黄金坪	85	2.44	大唐国际	在运
泸定	92	2.64	华电国际	在运
硬梁包	111.6	3.20	华能水电	在运
大岗山	260	7.45	国能大渡河	在运
龙头石	70	2.01	中旭投资	在运
老鹰岩一级	30	0.86	国能大渡河	在建
老鹰岩二级	42	1.20	国能大渡河	在建
瀑布沟	360	10.32	国能大渡河	在运
深溪沟	66	1.89	国能大渡河	在运
枕头坝一级	72	2.06	国能大渡河	在运
枕头坝二级	30	0.86	国能大渡河	在建
沙坪一级	36	1.03	国能大渡河	在建
沙坪二级	34.8	1.00	国能大渡河	在运
龚嘴	77	2.21	国能大渡河	在运
铜街子	70	2.01	国能大渡河	在运



沙湾	48	1.38	中国水电集团	在运
安谷	77.2	2.21	中国水电集团	在运
增发电量合计/亿千瓦时		66		
国能大渡河增发电量/亿千瓦时		36.17		

来源：国能大渡河债券募集说明书，大唐四川发电官网，华电国际年报，国金证券研究所

双江口可为国能大渡河增发电量 36.17 亿千瓦时，四川省执行丰枯期电价政策，假设增发电量全部在枯水期，取省内 2025 年水电枯水期直接交易均价 0.3760 元/千瓦时，测算可为国能大渡河增加 8.38 亿元净利润；按川投能源 20%持股比例测算，贡献权益利润约 1.68 亿元。

图表40：双江口对下游电站增益测算

项目	数值
发电量/亿千瓦时	36.17
厂用电率	0.64%
上网电量	35.94
上网电价（含税）	0.376
售电收入/亿元（不含税）	11.96
水资源费/亿元	0.18
库区基金/亿元	0.29
税金及附加/亿元	0.47
利润总额	11.02
所得税	2.65
净利润	8.38

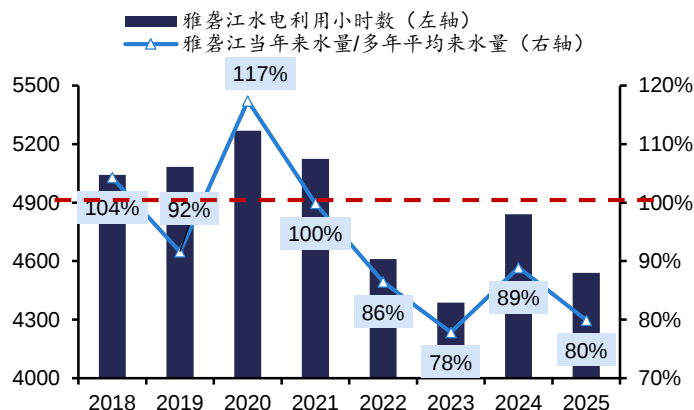
来源：国能大渡河债券募集说明书，国金证券研究所

三、水文低基数修复，在建项目接续成长

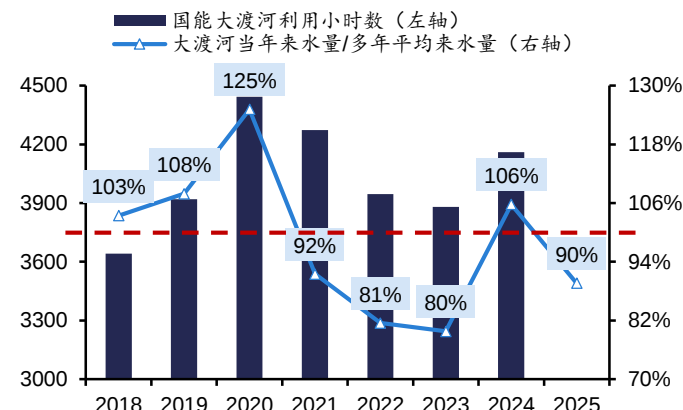
3.1 雅砻江及大渡河 2025 年来水偏枯，低基数下改善幅度可期

雅砻江及大渡河流域来水持续偏枯，水文低基数特征突出。雅砻江与大渡河地理位置接近，来水枯丰情况有一定相似性。2018-2021 年雅砻江来水量整体围绕多年均值波动，其中 2020 年达到多年均值的 117%；但 2022 年以来连续四年低于多年均值，2022-2025 年分别为 86%、78%、89%、80%，其中 2023 年与 2025 年均处于 30 年一遇的极端偏枯年份。大渡河 2018-2020 年来水偏丰，其中 2020 年达到多年均值的 125%，但 2021 年以来来水整体偏枯，2022、2023 年分别为多年来水量均值的 81%和 80%，2025 年为 90%仍相对偏枯。雅砻江及大渡河连续多年偏枯、其中两年显著偏枯，对流域电站发电量形成明显压制。

图表41：近四年雅砻江流域来水持续偏枯



图表42：2025 年大渡河流域来水偏枯



来源：雅砻江公司公告，四川省水文水资源勘测中心，国金证券研究所

来源：国能大渡河募集说明书，四川省水文水资源勘测中心，国金证券研究所

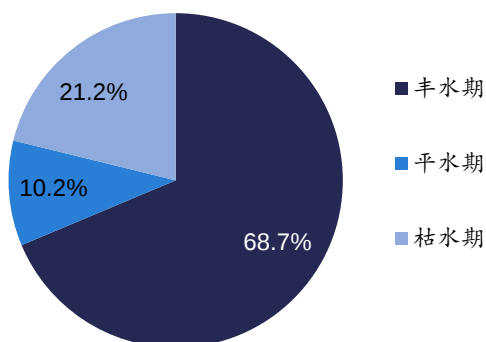


备注：2025 年国能大渡河经营数据未出

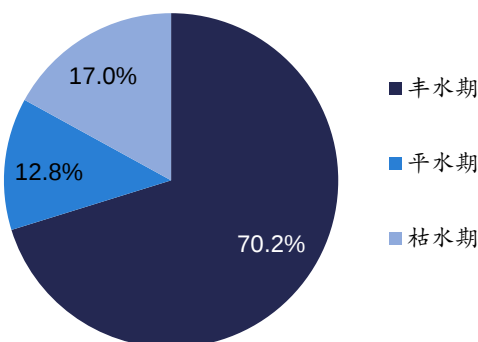
月度维度看，雅砻江及大渡河流域来水高度集中于丰水期，占全年来水的 70%左右。近四年雅砻江及大渡河流域来水均呈现枯水期偏多、丰水期偏枯的特征。雅砻江流域尤其明显，其中雅砻江 2025 年 7-10 月来水分别仅为多年平均来水的 56%、54%、62%、43%，对全年发电量形成主要拖累。

2026 年 5 月 14 日，根据美国气候预测中心（NOAA/CPC）预测，2026 年 5-7 月有 82% 的概率出现厄尔尼诺状态，并将持续到 2026-2027 年冬季。厄尔尼诺发展年夏季将使我国南方部分地区降水偏多，新水文年已开启，2026 年汛期来水有望在低基数上修复。若雅砻江及大渡河 2026 年来水向多年均值回归，则电量和利润均具备显著修复空间。

图表43：雅砻江丰枯期来水量比例



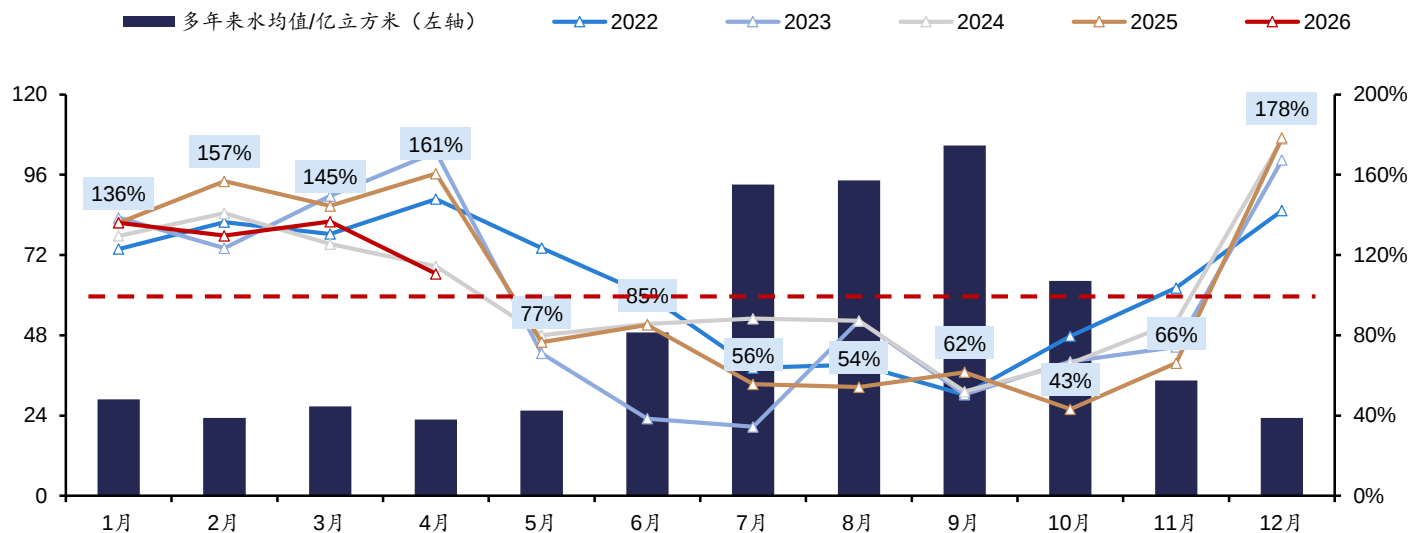
图表44：大渡河丰枯期来水量比例



来源：四川省水文水资源勘测中心，国金证券研究所

来源：四川省水文水资源勘测中心，国金证券研究所

图表45：雅砻江流域来水偏枯情况集中在汛期阶段

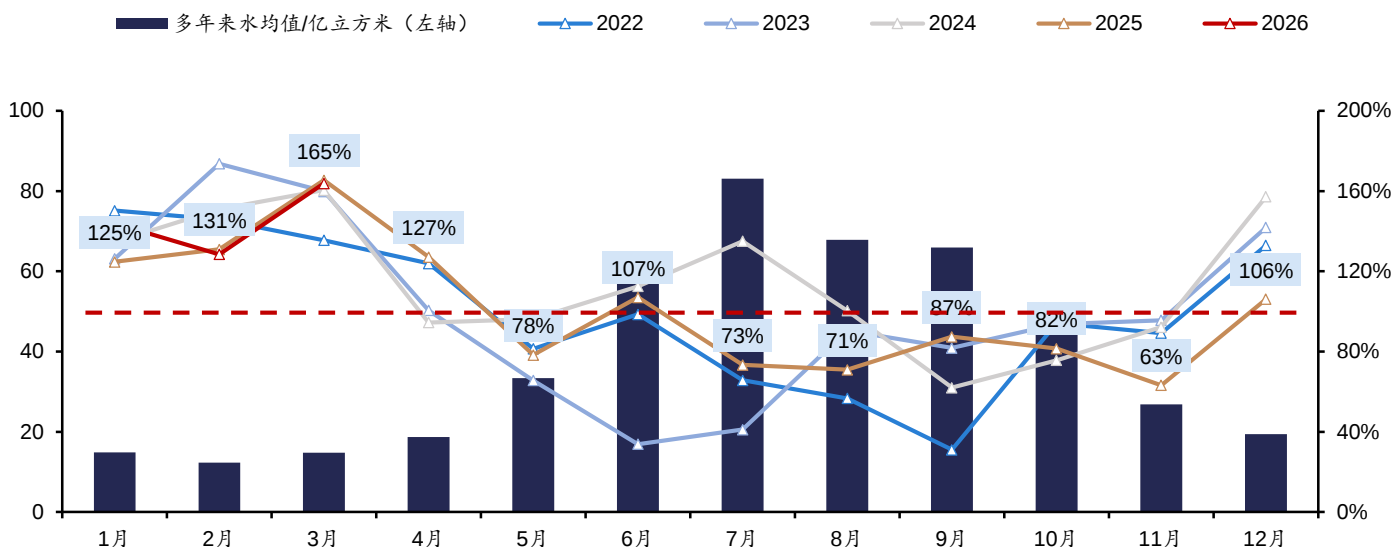


来源：四川省水文水资源勘测中心，国金证券研究所

备注：2022-2026 折线图为雅砻江当年该月来水量/多年平均该月来水量 (右轴)



图表46：大渡河流域月度来水情况

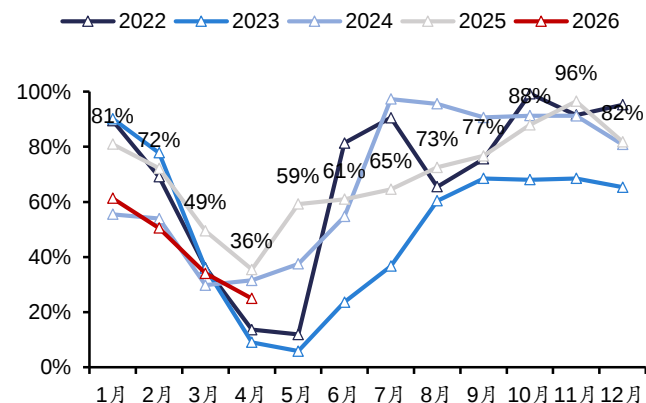


来源：四川省水文水资源勘测中心，国金证券研究所

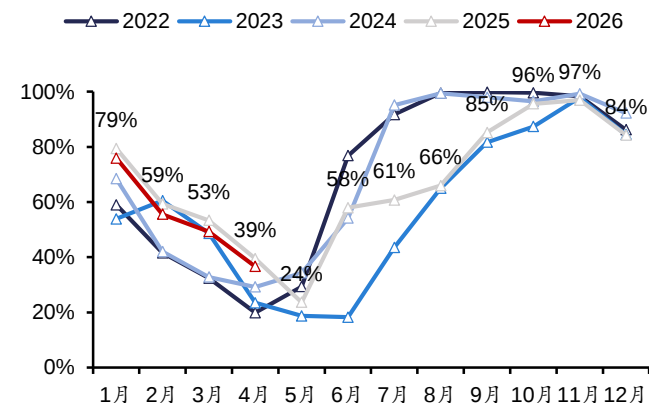
备注：2022-2026 折线图为大渡河当月该月来水量/多年平均该月来水量（右轴）

两河口水电站 2022 年投产后四年来水持续偏枯，补偿调节效应尚未完全释放。从雅砻江具有调节效应的水库水位看，正常来水情况下水库在 7-11 月水位应接近满蓄，以在 12 月至来年 1-4 月的枯水期放水发电。但近四年两河口水库水位恢复进度明显受限，仅在 2024 年 10 月达到过一次满蓄，年内高水位维持时间较短。来水不足时，两河口难以充分形成高水位运行和跨期调节能力，其对下游电站的补偿增发效应未能完全体现。若 2026 年汛期来水在低基数下改善，两河口水库水位及蓄能水平有望修复，进而推动下游梯级补偿调节效应加速释放。

图表47：锦屏一级水库水位分位数



图表48：二滩水库水位分位数

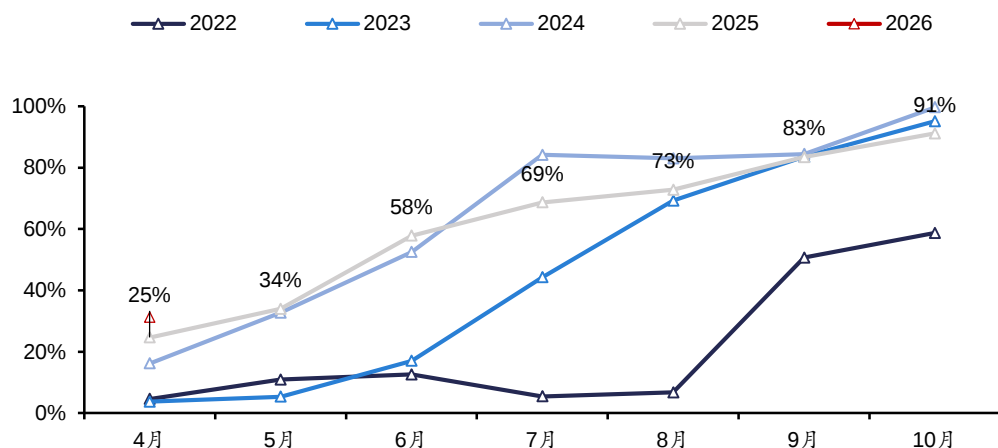


来源：四川省大中型水库水情，国金证券研究所

来源：四川省大中型水库水情，国金证券研究所



图表49：两河口水库水位分位数



来源：长江水文网，国金证券研究所

3.2 在建项目测算：雅砻江、大渡河与抽蓄项目共筑远期增量

四川省调节电站标杆电价执行丰枯电价机制。根据四川省电力交易中心，四川省对不同调节能力的电站制定不同的标杆电价，“径流式”、“季调节及不完全年调节”、“年调节及以上”水电标杆电价分别为每千瓦时 0.2974 元、0.338 元和 0.3766 元，丰枯电价机制下，枯水期电价上浮 24.5%，丰水期电价下浮 24%。雅砻江流域来水量丰：平：枯比例为 68.7%、10.2%、21.2%，假设年调节及以上电站、季调节电站分别可将 100%、25%调节库容水量从丰水期调节至枯水期，经两河口、锦屏一级和二滩调节后，丰：平：枯来水量占比变化为 47.8%、10.2%、42.0%。大渡河流域来水量丰：平：枯比例经双江口、瀑布沟、猴子岩调节后可由 70.2%、12.8%、17.0%变化为 63.9%、12.8%、23.3%。

图表50：雅砻江丰枯期来水比例

	天然来水量/亿方	比例	调节后来水量	比例
丰水期	405.19	68.7%	282.06	47.8%
平水期	59.98	10.2%	59.98	10.2%
枯水期	124.91	21.2%	248.04	42.0%

来源：四川省水文水资源勘测中心，雅砻江公司债券募集说明书，国金证券研究所

图表51：大渡河丰枯期来水比例

	天然来水量/亿方	比例	调节后来水量	比例
丰水期	330.74	70.2%	300.90	63.9%
平水期	60.21	12.8%	60.21	12.8%
枯水期	80.13	17.0%	109.97	23.3%

来源：四川省水文水资源勘测中心，国能大渡河债券募集说明书，国金证券研究所

分别测算雅砻江及大渡河 10 个在建电站的平均电价，其中双江口为年调节电站，平水期标杆电价执行 0.3766 元/千瓦时，其余电站均为日调节电站，平水期标杆电价执行 0.2974 元/千瓦时。测算雅砻江三座电站加权电价为 0.294 元/千瓦时，双江口加权电价为 0.340 元/千瓦时，大渡河其余六座电站加权电价为 0.228 元/千瓦时。

图表52：水电站上网电价测算

	卡拉	孟底沟	牙根一级	双江口	金川	枕头坝二级	沙坪一级	老鹰岩一级	老鹰岩二级	丹巴
平水期批复电价	0.2974	0.2974	0.2974	0.3766	0.2974	0.2974	0.2974	0.2974	0.2974	0.2974
加权平均批复电价	0.2939	0.2939	0.2939	0.3404	0.2688	0.2688	0.2688	0.2688	0.2688	0.2688



市场化比例	0%	0%	0%	0%	75%	75%	75%	75%	75%	75%
市场化电价					0.2145	0.2145	0.2145	0.2145	0.2145	0.2145
加权电价	0.2939	0.2939	0.2939	0.3404	0.2281	0.2281	0.2281	0.2281	0.2281	0.2281

来源：四川省水文水资源勘测中心，四川省发改委，国金证券研究所 备注：单位为元/千瓦时

雅砻江公司当前在建水电项目主要包括卡拉、孟底沟、牙根一级，预计分别于 2029、2032、2028 年投产，合计新增装机 372 万千瓦，对应设计年发电量 160.82 亿千瓦时。为测算电站运行平稳后的中枢利润，故假设剩余债务占初始债务比例为 50%，不考虑所得税三免三减半税率优惠。经测算三座电站投产后净利润分别为 2.55、7.29、0.14 亿元，合计约 9.97 亿元；川投能源对应权益净利润合计约 4.79 亿元。雅砻江在建项目投产节奏清晰，后续将持续抬升川投能源中长期利润中枢。

图表53：雅砻江公司在建水电项目对川投能源业绩影响测算

项目	卡拉	孟底沟	牙根一级	测算依据
预计投产时间	2029	2032	2028	
装机/万千瓦	102	240	30	
设计发电量/亿千瓦时	45.24	104.05	11.53	
厂用电率	0.55%	0.55%	0.55%	雅砻江公司 2025 年厂用电率
总投资/亿元	171.21	347.22	58.8	
可折旧资产占总资产比例	93%	93%	93%	2025 年（固定资产+在建工程）/总资产
综合折旧年限/年	35	35	35	雅砻江公司 2025 年综合折旧年限
项目资本金比例	20%	20%	20%	
贷款利率	3.00%	3.00%	3.00%	参考公司近三年平均有息负债利率假设
剩余债务占初始债务比例	50%	50%	50%	
平均上网电价（含税）/元/千瓦时	0.2939	0.2939	0.2939	
营业收入/亿元	11.70	26.91	2.98	
水资源费/元/千瓦时	0.005	0.005	0.005	
库区基金/元/千瓦时	0.008	0.008	0.008	
其他单位成本/元/千瓦	97	97	97	雅砻江公司 2025 年数据
管理、销售、税金费用率	6.50%	6.50%	6.50%	雅砻江公司 2024 年数据
增值税率	13%	13%	13%	
所得税率	15%	15%	15%	假设西部大开发政策 2030 年后延续
净利润/亿元	2.55	7.29	0.14	
川投能源持股比例	48%	48%	48%	
川投能源净利润/亿元	1.22	3.50	0.07	

来源：雅砻江公司财报，雅砻江公司债券募集说明书，国金证券研究所测算

国能大渡河 2032 年前预计投产的在建项目合计装机 539 万千瓦，对应设计年发电量 222.39 亿千瓦时。为测算电站运行平稳后的中枢利润，故假设剩余债务占初始债务比例为 50%，不考虑所得税三免三减半税率优惠。经测算七座电站投产后净利润合计约 8.39 亿元；川投能源按持股比例对应权益净利润约 1.25 亿元。其中，双江口、金川、枕头坝二级、沙坪一级有望于 2026 年集中投产，对应川投能源权益净利润约 0.87 亿元；2029 年后，老鹰岩一级、二级及丹巴项目仍将陆续贡献增量，支撑大渡河资产利润稳步提升。

图表54：国能大渡河在建水电项目对川投能源业绩影响测算

项目	双江口	金川	枕头坝二级	沙坪一级	老鹰岩一级	老鹰岩二级	丹巴	测算依据
预计投产时间	2026	2026	2026	2026	2029	2029	2031	
装机/万千瓦	200	86	30	36	30	42	115	



设计发电量/亿千瓦时	77.07	34.68	15.03	16.35	13.7	18.38	47.18	
厂用电率	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	国能大渡河 2025 年厂用电率
总投资/亿元	437.99	119.48	45.46	48.33	45.789	58.94	152.73	2025 年跟踪评级报告+投建项目公告
可折旧资产占总资产比例	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	2025 年（固定资产+在建工程）/总资产
综合折旧年限/年	40	40	40	40	40	40	40	国能大渡河 2025 年综合折旧年限
项目资本金比例	20%	20%	20%	20%	30%	20%	30%	
贷款利率	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	参考公司近三年平均有息负债利率假设
剩余债务占初始债务比例	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	
平均上网电价（含税）/元/千瓦时	0.3404	0.2281	0.2281	0.2281	0.2281	0.2281	0.2281	
营业收入/亿元	23.07	6.96	3.01	3.28	2.75	3.69	9.46	
水资源费/元/千瓦时	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	
库区基金/元/千瓦时	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	
其他单位成本/元/千瓦	124	124	124	124	124	124	124	国能大渡河 2025 年数据
管理、销售、税金费用率	6.70%	6.70%	6.70%	6.70%	6.70%	6.70%	6.70%	国能大渡河 2024 年数据
增值税率	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	
所得税率	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	假设西部大开发政策 2030 年后延续
净利润/亿元	3.24	0.93	0.65	0.71	0.50	0.65	1.72	
川投能源持股比例	13%	20%	20%	20%	17%	17%	11%	
川投能源净利润/亿元	0.41	0.19	0.13	0.14	0.08	0.11	0.19	

来源：大渡河公司财报，大渡河公司债券募集说明书，国电电力公告，国金证券研究所测算

备注：川投能源对应权益比例差异，主要由于国能大渡河对各项项目持股比例不同

在建抽蓄项目补充调节资产储备，远期贡献稳定容量收益。川投能源权益体系内在建抽蓄项目包括雅砻江公司旗下两河口混蓄、道孚抽蓄，以及公司控股的湖北远安抽蓄、屏山抽蓄，预计分别于 2028、2030、2029、2032 年投产，合计装机 570 万千瓦，对应设计年发电量 70.89 亿千瓦时。经测算四个项目投产后净利润合计约 4.13 亿元；川投能源按持股比例对应权益净利润约 2.80 亿元。

图表55：在建抽蓄项目对川投能源业绩影响测算

项目	两河口混蓄	道孚抽蓄	湖北远安抽蓄	屏山抽蓄	测算依据
预计投产时间	2028	2030	2029	2032	
装机/万千瓦	120	210	120	120	
设计发电量/亿千瓦时	14	30.09	13.4	13.4	
设计用电量/亿千瓦时	18.67	41.05	17.9	17.9	
总投资/亿元	87.49	151.11	81.99	82.63	
容量电价/元/KW	550	550	550	550	
标杆电价/元/千瓦时	0.4012	0.4012	0.4161	0.4012	各省煤炭标杆电价
可用率	95%	95%	95%	95%	



可折旧资产占总资产比例	93%	93%	90%	90%	2025 年（固定资产+在建工程）/总资产
综合折旧年限	40	40	40	40	
项目资本金比例	20%	20%	20%	20%	参考公司近三年平均有息负债利率假设
贷款利率	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	
剩余债务占初始债务比例	50%	50%	50%	50%	2025 年数据
营业收入/亿元	10.52	20.39	10.48	10.31	
其他单位成本/元/千瓦	97	97	110	110	雅砻江公司 2024 年数据，川投能源为假设
管理、销售、税金费用率	6.5%	6.5%	7%	7%	
增值税率	13%	13%	13%	13%	假设西部大开发政策 2030 年后延续
所得税率	15%	15%	15%	15%	
净利润/亿元	0.89	1.40	0.93	0.91	川投能源持股比例
川投能源持股比例	48%	48%	87%	98%	
川投能源净利润/亿元	0.43	0.67	0.81	0.89	

来源：雅砻江公司财报，雅砻江公司债券募集说明书，川投能源公告，国金证券研究所测算

根据以上测算，预计当前在建水电及抽蓄项目投产、叠加补偿增发效益后，将增厚公司约 10.52 亿元中枢利润，占公司 2025 年归母净利润的 22.1%。

图表56：全部在建水电抽蓄项目投产后有望增厚公司 10.52 亿元中枢利润

	项目净利润/亿元	川投能源权益净利润/亿元
雅砻江在建水电	9.97	4.79
国能大渡河在建水电	8.39	1.25
在建抽蓄项目	4.13	2.80
双江口增发	8.38	1.62
合计	30.88	10.52

来源：国金证券研究所测算

3.3 雅砻江算电融合项目投产，看好省属能源集团卡位价值

雅砻江算电融合项目投产，清洁能源基地价值进一步外延。2025 年 12 月，两河口算电融合示范项目在四川甘孜正式投运，项目由雅砻江公司与中国电信四川公司合作建设，是雅砻江流域水风光一体化基地首个算电融合项目。项目总投资约 3.5 亿元，包括 6 个算力舱，共部署 2000 张算力芯片，形成绿电供给、低能耗场址和电站运维模型应用相结合的场景闭环。随着算电协同的推进，电力公司在项目选址、长期供电、能耗管理和地方资源协调中的价值将进一步体现。我们看好以公司为代表的省属能源集团在算电融合中的卡位价值。



图表57：两河口算电融合示范项目



来源：新华网，国金证券研究所

四、盈利预测与估值

4.1 盈利预测

1) 雅砻江公司业绩预测

利用小时数：预计各水电站 2026 年利用小时数回归中枢，2027-2028 年，两河口补偿效应继续释放，利用小时数分别增长 1%/1%。

电价：送重庆电价为政府规定电价，保持不变；留川部分以政府批复电价为主，执行丰枯期电价政策，2026 年来水修复后，汛期电量占比提高，丰水期电价偏低，拉低整体平均电价，留川平均电价假设下降 3%，2027 年由于两河口补偿效应体现及省内供需偏紧，平均电价提升 2%，2028 年提升 1%；送江苏电价按照相关公式测算，2026-2028 年分别为 0.298、0.311、0.311 元/千瓦时。两河口延续 0.371 元/千瓦时的暂行电价，杨房沟为接收省份落地电价倒推，具体电价未出，假设为 0.290 元/千瓦时。

风电及光伏：依据十五五规划纲要口径，假设 2026-2028 年每年新增风电装机 60 万千瓦，新增光伏装机 180 万千瓦。风电、光伏度电成本分别为 0.20、0.17 元/千瓦时。2026-2028 年风电平均上网电价分别为 0.434、0.402、0.387 元/千瓦时，光伏分别为 0.327、0.307、0.305 元/千瓦时。

图表58：雅砻江水电经营数据预测

	水电				
	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
装机/万千瓦	1920	1920	1920	1920	1920
利用小时数/小时	4840	4538	4836	4884	4933
发电量/亿千瓦时	929	872	928	938	947
厂用电率/%	0.54%	0.55%	0.54%	0.54%	0.54%
上网电量/亿千瓦时	924	867	923	933	942
平均上网电价/元/千瓦时（含税）	0.301	0.308	0.302	0.308	0.309
营业收入/亿元	250.87	236.24	246.51	254.34	257.56
	风电				



	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
装机/万千瓦	66	66	126	186	246
利用小时数/小时	1723	1602	1209	1317	1365
发电量/亿千瓦时	11	11	15	25	34
厂用电率/%	2.65%	2.66%	2.67%	2.68%	2.69%
上网电量/亿千瓦时	11	10	15	24	33
平均上网电价/元/千瓦时（含税）	0.479	0.472	0.434	0.402	0.387
营业收入/亿元	5.02	3.68	5.70	8.48	11.20
光伏					
	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
装机/万千瓦	103	263	443	623	803
利用小时数/小时	1394	691	834	899	930
发电量/亿千瓦时	14	18	37	56	75
厂用电率/%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%
上网电量/亿千瓦时	14	18	36	55	73
平均上网电价/元/千瓦时（含税）	0.357	0.352	0.327	0.307	0.305
营业收入/亿元	4.97	5.02	10.41	14.82	19.64

来源：雅砻江水电募集说明书，国投电力公告，国金证券研究所

成本及费用假设：折旧年限 34 年保持不变，2026-2028 年税金及附加、管理费用率、销售费用率分别保持 3.2%、3.5%、0.1% 不变。

在上述假设下，预计雅砻江公司 2026-2028 年分别实现营业收入 262.61/277.63/288.41 亿元，同比+6.5%/+5.7%/+3.9%，实现归母净利润 100.80/105.10/109.12 亿元，对应川投能源投资收益 48.39/50.45/52.38 亿元，同比+9.4%/+4.3%/+3.8%。

图表59：雅砻江水电净利润预测

	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
营业收入/亿元	257.25	246.55	262.61	277.63	288.41
增速/%	5.1%	-4.2%	6.5%	5.7%	3.9%
营业成本/亿元	102.32	97.32	103.58	108.79	113.90
毛利润/亿元	154.9	149.2	159.0	168.8	174.5
毛利率/%	60.22%	60.53%	60.56%	60.82%	60.51%
税金及附加/亿元	7.67	8.49	8.40	8.88	9.23
财务费用/亿元	26.30	20.00	20.00	21.00	21.00
管理费用（含研发）/亿元	9.07	10.06	9.19	9.72	10.09
销售费用/亿元	0.33	0.31	0.34	0.35	0.37
利润总额/亿元	110.86	110.95	121.75	129.54	134.47
所得税/亿元	28.19	18.71	20.48	23.96	24.88
净利润/亿元	82.67	92.24	100.87	105.18	109.20
归母净利润/亿元	82.64	92.18	100.80	105.10	109.12
持股比例/%	48%	48%	48%	48%	48%
投资收益/亿元	39.66	44.25	48.39	50.45	52.38

来源：i

2) 国能大渡河公司业绩预测

利用小时数：预计存量电站 2026-2028 年利用小时数为 4050 小时。2026 年金川、枕头坝二级、沙坪一级利用小时数为完全投运后设计利用小时数的 50%、双江口为 30%，2027 年双江口利用小时数为设计值 80%，其余新建电站为设计值，2028 年四座新建电站利用小时数为设计值。



电价：存量电站中约 35%为政府优先发电量，电价相对固定，其余为市场化电量。考虑省内供需改善和双江口调节作用，预计 2026-2028 年存量电站平均上网电价为 0.238/0.241/0.243 元/千瓦时；双江口为年调节电站，标杆电价高，根据前文测算为 0.340/0.340/0.340 元/千瓦时；其余新建电站为日调节电站，标杆电价低且假设 75%为市场化电量，根据前文测算为 0.228/0.228/0.228 元/千瓦时。

弃水改善：预计 2026-2028 年每年增发 20 亿千瓦时，电价为 2025 年四川省内水电丰水期直接交易平均电价 0.1363 元/千瓦时。

双江口增发：根据前文测算，预计双江口补偿增发电量在 2026-2028 年分别为 7.23/21.70/36.17 亿千瓦时，上网电价 0.376 元/千瓦时。

图表60：国能大渡河水电部分经营数据预测

	2024A	2025E	2026E	2027E	2028E
装机/万千瓦	1174	1174	1526	1526	1526
利用小时数/小时	4182	3893	3617	4159	4422
发电量/亿千瓦时	491	457	552	634	675
厂用电率/%	0.64%	0.66%	0.65%	0.64%	0.64%
上网电量/亿千瓦时	488	454	548	630	670
平均上网电价/元/千瓦时（含税）	0.233	0.237	0.240	0.251	0.257

来源：国能大渡河募集说明书，国金证券研究所

成本及费用假设：折旧年限假设维持 40 年。财务费用 2026-2028 年分别较上年增加 8.0 亿元、增加 4.0 亿元、维持不变。税金及附加、管理费用率、销售费用率分别取前三年滚动平均值。

在上述假设下，预计大渡河公司 2026-2028 年分别实现营业收入 118.22/141.94/154.30 亿元，同比+23.3%/+20.1%/+8.7%，实现归母净利润 17.85/25.18/32.82 亿元，对应川投能源投资收益 3.80/5.44/7.10 亿元，同比+34.6%/+43.3%/+30.3%。

图表61：国能大渡河净利润预测

	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
营业收入/亿元	102.18	95.85	118.22	141.94	154.30
增速/%	5.4%	-6.2%	23.3%	20.1%	8.7%
营业成本/亿元	48.85	49.05	64.30	72.89	73.47
毛利润/亿元	53.3	46.8	53.9	69.0	80.8
毛利率/%	52.19%	48.83%	45.62%	48.64%	52.38%
税金及附加/亿元	3.65	3.77	4.37	5.30	5.84
财务费用/亿元	17.89	14.59	22.59	26.59	26.59
管理费用/亿元	2.13	2.31	2.53	3.14	3.48
研发费用/亿元	1.03	0.99	1.16	1.43	1.56
销售费用/亿元	0.03	0.05	0.06	0.07	0.07
利润总额/亿元	28.84	22.23	24.19	33.58	44.39
所得税/亿元	5.83	5.33	5.20	6.35	8.91
净利润/亿元	23.01	16.90	18.99	27.22	35.48
归母净利润/亿元	21.32	16.15	17.85	25.18	32.82
持股比例/%	20%	20%	20%	20%	20%
投资收益/亿元	3.86	2.82	3.80	5.44	7.10

来源：i

3) 公司主营业务盈利预测

经营假设：银江水电站已在 2025 年末全容量投产并计入装机，但 2025 年仅贡献约 62%的设计发电量。预计 2026 年起利用小时数恢复正常。上网电价随四川电力供需格局改善微增。


图表62：公司控股电站经营数据预测

	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
装机/万千瓦	151	190	190	190	190
利用小时数/小时	3851	3486	3985	4031	4089
发电量/亿千瓦时	58	66	76	77	78
厂用电率/%	1.89%	1.69%	1.69%	1.67%	1.66%
上网电量/亿千瓦时	57	65	74	75	76
平均上网电价/元/千瓦时（不含税）	0.221	0.206	0.210	0.212	0.211

来源：i

电力：基于以上假设预测 2026-2028 年公司电力业务收入分别为 15.65/15.96/16.16 亿元，毛利率分别为 48.2%/49.1%/49.6%。

软件产品、硬件产品及服务均为公司轨道交通电气自动化系统业务，三项业务预计保持稳定，营收增速 2%，毛利率分别为 55%、19%、65%。

其他业务：预计营收稳定，毛利率保持 6%。

图表63：公司细分业务营收拆分

板块		24	2025	2026E	2027E	2028E
电力	营收（百万元）	1276.22	1349.80	1565.34	1596.18	1616.01
	YOY	14.0%	5.8%	16.0%	2.0%	1.2%
	毛利率	53.3%	51.4%	48.2%	49.1%	49.6%
	毛利（百万元）	679.82	694.00	753.99	783.70	802.09
软件产品	营收（百万元）	190.15	149.73	152.73	155.78	158.90
	YOY	13.7%	-21.3%	2.0%	2.0%	2.0%
	毛利率	58.1%	55.1%	55.0%	55.0%	55.0%
	毛利（百万元）	110.54	82.47	84.00	85.68	87.39
硬件产品	营收（百万元）	123.84	103.34	105.40	107.51	109.66
	YOY	14.1%	-16.6%	2.0%	2.0%	2.0%
	毛利率	12.0%	19.9%	19.0%	19.0%	19.0%
	毛利（百万元）	14.92	20.61	20.03	20.43	20.84
服务	营收（百万元）	17.66	56.68	57.81	58.97	60.15
	YOY	-40.9%	220.9%	2.0%	2.0%	2.0%
	毛利率	54.3%	68.8%	65.0%	65.0%	65.0%
	毛利（百万元）	9.59	39.00	37.58	38.33	39.09
其他	营收（百万元）	30.98	23.02	23.02	23.02	23.02
	YOY	-73.6%	-25.7%	0.0%	0.0%	0.0%
	毛利率	8.2%	6.6%	6.0%	6.0%	6.0%
	毛利（百万元）	2.53	1.53	1.38	1.38	1.38
合计	营收（百万元）	1638.86	1682.56	1904.29	1941.46	1967.73
	YOY	6.2%	2.7%	13.2%	2.0%	1.4%
	毛利率	49.9%	49.8%	47.1%	47.9%	48.3%
	毛利（百万元）	817.40	837.61	896.97	929.51	950.79

来源：i

4.2 投资建议与估值



基于以上分析，我们预计 2026-2028 年公司分别实现营业收入 19.04/19.41/19.68 亿元，归母净利润 53.06/56.72/60.11 亿元，同比 +11.6%/+6.9%/+6.0%，对应 EPS 为 1.09/1.16/1.23 元。短期角度来看，公司分红提升叠加水文改善，控股股东整合后，资本运作与市值管理均有期待。目前来看，公司估值低于同业公司，给予公司 2026 年 18 倍 PE 估值，目标股价 19.59 元，首次覆盖，给予公司“买入”评级。

图表64：可比公司估值比较

股票代码	股票名称	股价(元)	EPS			PE		
			2026E	2027E	2028E	2026E	2027E	2028E
600900.SH	长江电力	27.75	1.47	1.52	1.56	18.91	18.27	17.81
600025.SH	华能水电	9.90	0.48	0.50	0.53	20.58	19.76	18.85
600886.SH	国投电力	14.30	0.94	0.99	1.04	15.18	14.41	13.76
600236.SH	桂冠电力	11.64	0.43	0.46	0.48	26.80	25.49	24.12
	中位数					19.74	19.02	18.33
	平均数					20.37	19.48	18.63
600674.SH	川投能源	15.44	1.09	1.16	1.23	14.19	13.27	12.52

来源：i

风险提示

来水不及预期：水电发电量受来水影响较大。若雅砻江、大渡河后续来水持续偏枯，公司参股水电资产发电量和投资收益可能低于预期；

电价波动风险：公司利润主要来自雅砻江水电。若留川市场化电价下行，或锦官电源组送苏电价低于预期，雅砻江盈利和公司投资收益将受到影响；

新项目建设进度不及预期：公司中长期业绩增长依赖控股及参股水电、抽蓄及新能源项目的投产进度，若项目建设进度慢于预期，或投产后盈利能力低于测算，公司业绩增速可能低于预期。


附录：三张报表预测摘要
损益表 (人民币百万元)

	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E
主营业务收入	1,482	1,609	1,668	1,904	1,941	1,968
增长率	4.4%	8.5%	3.6%	14.2%	2.0%	1.4%
主营业务成本	-795	-786	-822	-1,007	-1,012	-1,017
%销售收入	53.6%	48.8%	49.3%	52.9%	52.1%	51.7%
毛利	687	823	845	897	930	951
%销售收入	46.4%	51.2%	50.7%	47.1%	47.9%	48.3%
营业税金及附加	-45	-46	-53	-61	-62	-63
%销售收入	3.1%	2.9%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%
销售费用	-21	-19	-20	-23	-23	-24
%销售收入	1.4%	1.2%	1.2%	1.2%	1.2%	1.2%
管理费用	-216	-202	-213	-244	-249	-252
%销售收入	14.5%	12.6%	12.8%	12.8%	12.8%	12.8%
研发费用	-32	-35	-37	-42	-43	-43
%销售收入	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%
息税前利润 (EBIT)	374	521	523	528	553	570
%销售收入	25.2%	32.4%	31.3%	27.7%	28.5%	28.9%
财务费用	-615	-456	-467	-493	-522	-553
%销售收入	41.5%	28.3%	28.0%	25.9%	26.9%	28.1%
资产减值损失	-44	-22	-19	-20	-20	-20
公允价值变动收益	0	0	0	0	0	0
投资收益	4,813	4,643	4,870	5,493	5,874	6,242
%税前利润	105.4%	98.7%	98.9%	99.4%	99.6%	99.8%
营业利润	4,543	4,701	4,923	5,523	5,900	6,254
营业利润率	306.5%	292.2%	295.2%	290.0%	303.9%	317.8%
营业外收支	22	1	-1	0	0	0
税前利润	4,565	4,702	4,922	5,523	5,900	6,254
利润率	307.9%	292.2%	295.2%	290.0%	303.9%	317.8%
所得税	-58	-72	-67	-77	-83	-88
所得税率	1.3%	1.5%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%
净利润	4,507	4,630	4,855	5,446	5,817	6,166
少数股东损益	107	122	101	140	145	155
归属于母公司的净利润	4,400	4,508	4,754	5,306	5,672	6,011
净利率	296.8%	280.2%	285.1%	278.6%	292.2%	305.5%

现金流量表 (人民币百万元)

	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E
净利润	4,507	4,630	4,855	5,446	5,817	6,166
少数股东损益	107	122	101	140	145	155
非现金支出	375	362	433	467	478	489
非经营收益	-4,188	-4,191	-4,407	-4,984	-5,331	-5,669
营运资金变动	-98	78	-117	129	-1	4
经营活动现金净流	596	879	763	1,057	963	990
资本开支	-714	-920	-1,186	-1,138	-1,120	-1,120
投资	-4,164	-1,714	-2,339	-3,114	-3,399	-3,547
其他	3,246	3,325	3,767	5,493	5,874	6,242
投资活动现金净流	-1,632	691	243	1,240	1,354	1,575
股权募资	48	71	72	50	50	50
债权募资	3,589	1,379	2,112	1,202	1,037	985
其他	-2,936	-2,659	-2,608	-3,164	-3,378	-3,579
筹资活动现金净流	701	-1,209	-424	-1,912	-2,291	-2,543
现金净流量	-335	362	582	386	26	22

资产负债表 (人民币百万元)

	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E
货币资金	515	874	1,457	1,827	1,839	1,846
应收账款	936	933	942	1,063	1,084	1,098
存货	69	79	100	110	111	111
其他流动资产	1,872	1,751	1,752	1,656	1,656	1,656
流动资产	3,392	3,637	4,251	4,656	4,689	4,712
%总资产	5.6%	5.6%	6.0%	6.2%	6.0%	5.7%
长期投资	46,535	49,810	53,095	56,308	59,707	63,254
固定资产	9,377	10,616	11,875	12,539	13,192	13,833
%总资产	15.5%	16.3%	16.9%	16.8%	16.8%	16.7%
无形资产	502	510	486	484	482	481
非流动资产	56,961	61,412	66,029	69,925	73,976	78,165
%总资产	94.4%	94.4%	94.0%	93.8%	94.0%	94.3%
资产总计	60,353	65,049	70,281	74,581	78,666	82,877
短期借款	6,474	3,943	4,760	5,063	5,200	5,285
应付款项	1,194	1,283	1,453	1,640	1,650	1,660
其他流动负债	1,352	404	385	453	462	471
流动负债	9,019	5,629	6,597	7,155	7,313	7,417
长期贷款	6,026	7,420	5,688	6,088	6,488	6,888
其他长期负债	6,715	8,113	11,264	11,764	12,260	12,756
负债	21,760	21,163	23,550	25,007	26,061	27,061
普通股股东权益	37,092	42,138	44,888	47,591	50,477	53,533
其中：股本	4,580	4,875	4,875	4,875	4,875	4,875
未分配利润	16,305	17,762	19,387	22,039	24,876	27,881
少数股东权益	1,501	1,748	1,843	1,983	2,128	2,283
负债股东权益合计	60,353	65,049	70,281	74,581	78,666	82,877

比率分析

	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E
每股指标						
每股收益	0.961	0.925	0.975	1.088	1.164	1.233
每股净资产	8.098	8.644	9.209	9.763	10.355	10.982
每股经营现金净流	0.130	0.180	0.157	0.217	0.198	0.203
每股股利	0.400	0.400	0.000	0.544	0.582	0.617
回报率						
净资产收益率	11.86%	10.70%	10.59%	11.15%	11.24%	11.23%
总资产收益率	7.29%	6.93%	6.76%	7.11%	7.21%	7.25%
投入资本收益率	0.67%	0.84%	0.78%	0.74%	0.74%	0.72%
增长率						
主营业务收入增长率	4.36%	8.54%	3.65%	14.19%	1.95%	1.35%
EBIT 增长率	41.29%	39.58%	0.22%	1.06%	4.80%	2.93%
净利润增长率	25.17%	2.45%	5.47%	11.60%	6.91%	5.98%
总资产增长率	10.31%	7.78%	8.04%	6.12%	5.48%	5.35%
资产管理能力						
应收账款周转天数	171.8	174.9	172.6	170.0	170.0	170.0
存货周转天数	39.2	34.5	39.8	40.0	40.0	40.0
应付账款周转天数	116.5	161.9	257.2	250.0	250.0	250.0
固定资产周转天数	1,547.2	2,320.5	2,362.9	2,047.1	1,983.9	1,931.7
偿债能力						
净负债/股东权益	35.07%	32.06%	34.00%	33.92%	33.92%	33.72%
EBIT 利息保障倍数	0.6	1.1	1.1	1.1	1.1	1.0
资产负债率	36.06%	32.53%	33.51%	33.53%	33.13%	32.65%

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
买入	3	6	18	26	47
增持	1	3	4	4	0
中性	0	0	0	0	0
减持	0	0	0	0	0
评分	1.25	1.33	1.18	1.13	1.00

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。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、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：北京市东城区建国门内大街 26 号

新闻大厦 8 层南侧

深圳

电话：0755-86695353

邮箱：researchsz@gjzq.com.cn

邮编：518000

地址：深圳市福田区金田路 2028 号岗厦商务中心

18 楼 1806



【小程序】
国金证券研究服务



【公众号】
国金证券研究