

# 长江电力 (600900.SH)

## 稀缺的现金牛资产，稳定增长兼具高股息

买入

### 核心观点

**公司是全球最大的水电上市公司，逐渐构成世界最大的清洁能源走廊。**公司还从事投融资、抽水蓄能、智慧综合能源、新能源和配售电等业务。公司水资源得天独厚，拥有世界前12大水电站中的5座，目前境内运营管理六座梯级电站，在长江干流水电装机容量达7169.5万千瓦，全球排名第一。2023年公司营收和归母净利为781/274亿元，2013-2023年CAGR为13%/12%。

**多次水电资产注入带来营收利润规模阶梯式提升，利用投资收益平滑业绩。**公司多年来逐步收购三峡集团旗下的水电资产，装机规模增长是业绩提升的核心驱动力。2023年乌白两座电站注入，公司升级为“六库联调”，预计每年额外增发电量60~70亿千瓦时。公司在受来水波动影响较为明显的年份中，通过增厚投资收益平滑业绩；2022年投资收益占归母净利润比例达22%。

**公司是典型的大水电现金牛，充沛现金流支撑高分红高股息。**公司享受成熟水电站带来的充沛现金流及高利润，近10年经营净现金流维持在归母净利润的1.4-2倍左右。2016-2025年公司在章程中承诺高分红，2016年以来现金分红占归母净利润比重为61%~94%，近三年公司股息率稳定在3.6%以上。

**电价提升、财务费用及折旧减少、风光储一体化发展是公司业绩核心增长点。**短期看，乌白电站外输高电价已确定，公司市场化电量和高电价电量占比有望提升，进而带动综合电价上行。中期看，随着水电站持续运营，机组折旧陆续到期、财务费用逐渐减少，公司现金流和净利润有望逐渐抬升。长期看，公司积极筹划“水风光储一体化”项目开发，或将成为新的业绩增长点。

**全球降息预期背景下公司的防御属性更加凸显，配置价值提升。**我国处于低利率阶段，一方面，低利率有助于公司降低融资成本并节约财务费用；另一方面，低利率也可通过降低WACC提升公司内在价值。在全球弱宏观环境且有降息预期背景下，我们认为公司凭借稳健增长的业绩、高分红承诺和高兑现预期的优势，预计对投资者有持续较强吸引力。

**盈利预测与估值：**考虑2023年来水偏枯对业绩造成不利影响，我们下调盈利预测，预计2023-2025年EPS为1.12/1.40/1.49元（前值为1.24/1.35/1.42元，下调幅度为9.7%/3.6%/2.3%），对应PE为22/17/16x。通过多角度估值，预计公司合理估值为28-29元/股，较目前股价有15%-22%的溢价空间，维持“买入”评级。

**风险提示：**来水不及预期，电价有所下降，政策变化。

### 盈利预测和财务指标

	2021	2022	2023E	2024E	2025E
营业收入(百万元)	55,646	52,060	78,062	87,140	90,061
(+/-%)	-3.7%	-6.4%	13.4%	11.6%	3.4%
归母净利润(百万元)	26273	21309	27389	34265	36495
(+/-%)	-0.1%	-18.9%	15.4%	25.1%	6.5%
每股收益(元)	1.16	0.94	1.12	1.40	1.49
EBIT Margin	57.2%	52.1%	50.9%	54.9%	55.0%
净资产收益率(ROE)	14.5%	11.5%	13.5%	16.1%	16.3%
市盈率(PE)	20.9	25.8	21.6	17.2	16.2
EV/EBITDA	15.9	17.8	16.3	13.9	13.2
市净率(PB)	3.03	2.96	2.91	2.77	2.64

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测 注：摊薄每股收益按最新总股本计算；2023年因公司发生同一控制下企业合并，对比较期间财务数据进行相应追溯调整，2023年营收和利润增速为调整后数据，其他历史数据暂未调整。

### 公司研究·深度报告

#### 公用事业·电力

**证券分析师：黄秀杰** 021-61761029  
huangxiujie@guosen.com.cn  
S0980521060002

**证券分析师：李依琳** 010-88005029  
liyilin1@guosen.com.cn  
S0980521070002

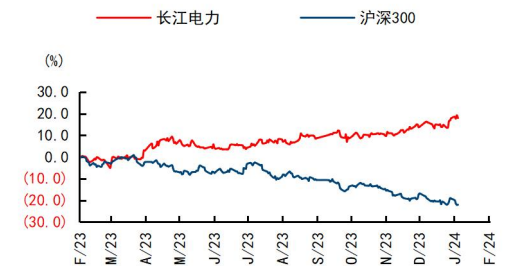
**证券分析师：郑汉林** 0755-81982169  
zhenghanlin@guosen.com.cn  
S0980522090003

**联系人：崔佳诚** 021-60375416  
cuijiacheng@guosen.com.cn

#### 基础数据

投资评级	买入(维持)
合理估值	28.00 - 29.00元
收盘价	24.15元
总市值/流通市值	590907/568643百万元
52周最高价/最低价	24.50/20.02元
近3个月日均成交额	1439.17百万元

#### 市场走势



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

#### 相关研究报告

《长江电力(600900.SH)-来水偏丰驱动发电量提升，三季度业绩显著增长》——2023-11-01

《长江电力(600900.SH)-来水偏枯拖累23H1业绩，装机规模及现金流大幅增长》——2023-09-07

《长江电力(600900.SH)-23Q1来水改善致业绩回升，水风光储一体化持续推进》——2023-05-03

《长江电力(600900.SH)-来水欠佳致三季度业绩下滑，风光水一体化及抽蓄布局稳步推进》——2022-11-06

## 内容目录

<b>水电行业：新型电力系统中的稀缺资产</b> .....	<b>6</b>
赛道禀赋：水电集环保清洁、安全稳定等诸多优点于一身 .....	6
商业模式：水电企业可穿越周期，上市公司有“类债券”属性 .....	7
行业发展：水电开发进程步入中后期，优质大水电有较强稀缺性 .....	12
<b>长江电力：稳定增长兼具高股息的水电龙头</b> .....	<b>15</b>
公司简介：全球最大水电上市公司，坐拥长江流域核心水电资产 .....	15
业务分析：主营水力发电业务，产业链向下游配售电延伸 .....	18
发展优势：水资源优势得天独厚，具备较强水电营销和消纳能力 .....	21
<b>财务分析：装机增长拉动经营业绩稳步提升</b> .....	<b>22</b>
盈利能力：多次水电资产注入带来营收和利润规模阶梯式提升 .....	22
偿债能力：多年来信用评级良好，资产负债率维持在合理水平 .....	27
现金流量：充沛现金流支撑高分红，利用投资收益平滑业绩 .....	28
<b>投资价值：低利率环境有利于公司估值提升</b> .....	<b>32</b>
股价走势：公司股价与国债收益率多数时间呈反向走势 .....	32
超额收益：装机规模提升和高分红驱动累计超额收益趋势向上 .....	36
投资展望：全球降息预期背景下公司配置价值提升 .....	36
<b>未来展望：水风光储一体化打开长期盈利空间</b> .....	<b>37</b>
电力供需偏紧下，公司有望充分享受水电市场化交易改革红利 .....	37
乌白注入带动市场化交易电量和电价提升，水电发展再迈新台阶 .....	38
电站折旧到期后毛利率有望提升，盈利能力有望持续稳健增长 .....	40
积极推进水风光储一体化全产业链布局，盈利空间进一步拓宽 .....	42
<b>盈利预测</b> .....	<b>47</b>
假设前提 .....	47
未来 3 年业绩预测 .....	50
盈利预测情景分析 .....	50
<b>估值与投资建议</b> .....	<b>50</b>
投资建议：公司业绩稳健增长兼具高股息，维持“买入”评级 .....	53
<b>风险提示</b> .....	<b>53</b>
<b>附表：财务预测与估值</b> .....	<b>55</b>

## 图表目录

图 1: 我国 2023 年电力行业发电量结构 .....	6
图 2: 我国 2023 年电力行业装机容量结构 (万千瓦) .....	6
图 3: 我国 2018-2023 年清洁能源发电量情况 (万亿千瓦时) .....	6
图 4: 我国各电源 2022 年和 2023 年新增装机容量 (亿千瓦) .....	6
图 5: 各电源龙头 2022 年平均度电成本 (元/千瓦时) .....	7
图 6: 各电源龙头 2022 年平均上网电价 (含税, 元/千瓦时) .....	7
图 7: 全国各电源 2023 年利用小时数和同比变动数 (小时) .....	7
图 8: 各电源类型龙头 2022 年厂用电率 (%) .....	7
图 9: 水电公司盈利模式图解 .....	8
图 10: 2018-2023 年我国各电源利用小时数变化情况 .....	9
图 11: 梯级电站联合调度可平抑来水波动并减少弃水 .....	9
图 12: 2007-2018 年我国平均上网电价变化情况 .....	10
图 13: 2018-2022 年水电龙头企业水电上网电价 (元/千瓦时) .....	10
图 14: 2013-2020 年四川和云南地区弃水情况 .....	10
图 15: 2016-2022 年广东市场电价差和我国电力交易占比情况 .....	10
图 16: 近五年水电头部企业折旧占营业总成本比例情况 .....	11
图 17: 近五年水电头部企业财务费用占营业总成本比例情况 .....	11
图 18: 我国水电龙头公司 2022 年度电营业成本 (元/千瓦时) .....	11
图 19: 我国水电龙头公司 2022 年度电净利润情况 .....	11
图 20: 2018-2022 年底水电行业与沪深 300 指数股息率 (%) .....	12
图 21: 近五年水电行业与沪深 300 年度现金分红/归母净利润 .....	12
图 22: 我国十三大水电基地分布图 .....	13
图 23: 我国 2011-2023 年常规水电装机容量和未来预测 .....	14
图 24: 我国 2011-2023 年水电年发电量情况 .....	14
图 25: 2018-2023 年我国水电每月累计发电量情况 .....	15
图 26: 2018-2023 年我国三峡水库每月平均入库流量 .....	15
图 27: 公司成立至今历史大事沿革 .....	17
图 28: 公司股权结构图 (更新至 2023 年三季报) .....	18
图 29: 公司业务体系 .....	18
图 30: 公司六座电站分布情况 .....	20
图 31: 2005-2023 年公司历年发电量情况 .....	20
图 32: 2018-2023 年公司六座梯级电站各自发电量情况 .....	20
图 33: 公司 2003-2023 年前三季度营业收入及增速 .....	24
图 34: 公司 2003-2023 年前三季度归母净利润及增速 .....	24
图 35: 公司 2016 年-2023 年三季度单季度营业收入情况 .....	25
图 36: 公司 2016-2023 年三季度单季度归母净利润情况 .....	25
图 37: 公司上网电量和市场化交易电量占比情况 .....	26

图 38: 云南水电市场化电价和公司平均上网电价变动情况 .....	26
图 39: 公司 2018-2022 年营业总成本构成 .....	27
图 40: 公司 2018-2022 年折旧和财政规费占总成本比例的变化 .....	27
图 41: 公司 2018-2023 年前三季度毛利率和净利率 .....	27
图 42: 公司 2018-2023 年前三季度与同业可比公司毛利率 .....	27
图 43: 公司 2018-2023 年前三季度总负债及资产负债率 .....	28
图 44: 公司 2018-2023 年前三季度财务费用率和融资成本 .....	28
图 45: 公司 2018-2023 年前三季度现金流情况 (亿元) .....	29
图 46: 公司 2018-2022 年历史分红及股息率情况 .....	29
图 47: 公司经营性净现金流金额和占营收及利润的比例 .....	29
图 48: 公司带息债务变动情况 .....	29
图 49: 2014-2022 年公司累计原始投资额和新增对外投资额 .....	30
图 50: 公司长期股权投资占累计原始投资额和占总资产比重 .....	30
图 51: 公司投资收益对归母净利润的贡献情况 .....	30
图 52: 公司投资收益和剔除投资收益后的归母净利润增速 .....	30
图 53: 2014-2022 年公司长期股权投资金额及同比增速 .....	31
图 54: 2014-2022 年公司以权益法核算的长期股权投资收益 .....	31
图 55: 2014-2022 年公司处置长期股权投资产生的投资收益 .....	32
图 56: 2019-2022 年处置其他非流动金融资产取得的投资收益 .....	32
图 57: 2019 年来公司其他权益工具持有期间取得的投资收益 .....	32
图 58: 2019 年来持有其他非流动金融资产取得的投资收益 .....	32
图 59: 公司 2010-2023 年股价 (元/股) 和年度超额收益走势 .....	33
图 60: 2012-2023 年 SW 公用事业板块外资持股占总市值比例 .....	34
图 61: 2016-2023 年长江电力陆股通持股市值占流通 A 股比例 .....	34
图 62: 公司基本每股收益变化情况 (元/股) .....	34
图 63: 2010-2023 年公司 PE (TTM) 与国债收益率走势对比 .....	34
图 64: 2010-2023 年公司股价与国债收益率走势对比 .....	35
图 65: 2010-2023 年公司累计超额收益与国债收益率走势对比 .....	35
图 66: 2012-2023 年三峡水库历年来水情况 (亿立方米) .....	35
图 67: 2022-2023 年单季度三峡水库来水情况 (亿立方米) .....	35
图 68: 公司 2010-2023 年股价 (元/股) 和累计超额收益走势 .....	36
图 69: 公司 2010-2022 年股息率、分红率和 PE 估值变化情况 .....	37
图 70: 公司 2010-2022 年每年节水增发电量 (亿千瓦时) .....	38
图 71: 葛洲坝、向家坝和溪洛渡电站计划扩机增容规模达 390 万千瓦 .....	40
图 72: 2022 年公司固定资产净值构成情况 .....	41
图 73: 2022 年公司固定资产折旧构成情况 .....	41
图 74: 2021-2030 年三峡水电站机组设备每年折旧计提较上一年减少金额测算 .....	42
图 75: 2010-2030 年我国抽水蓄能已投产装机规模和展望 .....	44
图 76: 截至 2022 年底我国抽水蓄能在运装机格局 .....	44

表 1: 国家政策鼓励可再生能源优先消纳 .....	9
表 2: 我国水能资源分布表 .....	12
表 3: “十三五”期间国家出台一系列政策以规范水电市场、引导解决弃水问题 .....	13
表 4: 几大电力公司在建及规划的水电站情况 .....	14
表 5: 公司与海外水电头部公司估值与财务数据对比 .....	1
表 6: 公司与我国五大发电集团的水电业务与装机容量对比 .....	16
表 7: 全球十二大水电站梳理 .....	17
表 8: 公司水电站售电区域和电量分配及定价方法 .....	22
表 9: 收购乌白电站前后公司控股水电装机规模变化 .....	23
表 10: 2023 年公司以发行股份及支付现金的方式支付乌白水电站资产的交易对价 .....	23
表 11: 标的公司与可比公司截至评估基准日 2022 年 1 月 31 日的市盈率和市净率情况 .....	23
表 12: 2023 年向 19 名特定对象发行股份募集配套资金前后上市公司股本结构变化情况 .....	24
表 13: 标的资产云川公司的财务数据和评估作价情况及与公司 2022 年相关财务数据比较 .....	24
表 14: 2021-2023 年公司在运水电站发电量情况 .....	25
表 15: 公司部分国内参股上市公司持股情况（更新至 2023 年三季度末） .....	30
表 16: 乌东德和白鹤滩水电站不同地区上网电价定价情况 .....	39
表 17: 公司固定资产折旧方法 .....	40
表 18: 2016-2022 年公司机器设备年计提折旧额和单位装机年折旧额测算 .....	42
表 19: 2021 年以来国家出台政策支持抽水蓄能发展 .....	43
表 20: 2014 年以来抽水蓄能电价机制相关的政策 .....	45
表 21: 公司部分抽水蓄能项目情况梳理 .....	46
表 22: 公司业务拆分和盈利预测 .....	49
表 23: 未来 3 年盈利预测表 .....	50
表 24: 情景分析（乐观、中性、悲观） .....	50
表 25: 公司盈利预测假设条件（%） .....	51
表 26: 资本成本假设 .....	51
表 27: 公司 FCFF 估值表 .....	52
表 28: 绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析（元） .....	52
表 29: 公司与可比公司主要经营业务和财务情况对比 .....	53
表 30: 同业可比公司估值比较（更新至 2024 年 2 月 1 日） .....	53

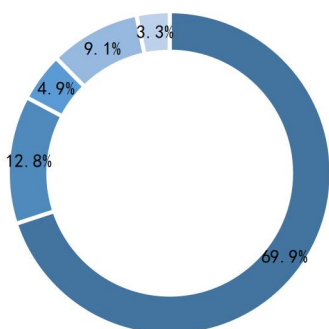
## 水电行业：新型电力系统中的稀缺资产

### 赛道禀赋：水电集环保清洁、安全稳定等诸多优点于一身

火电是我国电力供应的最主要电源，近年清洁能源发展迅猛、占比逐渐提升。目前火电仍是我国电力供应的最主要电源，2023 年我国火电发电量占比 70.0%。2023 年我国水电、核电、风电、太阳能发电等清洁能源发电量为 26771.6 亿千瓦时，同比增长 3.1%，发电量占比 30.0%。截至 2023 年底，我国清洁能源装机规模达 15.3 亿千瓦，同比增长 24.6%；装机占比 52.4%，同比提升 4.5pct。2023 年我国新增并网太阳能发电装机容量 2.2 亿千瓦，占新增发电装机总容量比重达 58.5%。

图1：我国 2023 年电力行业发电量结构

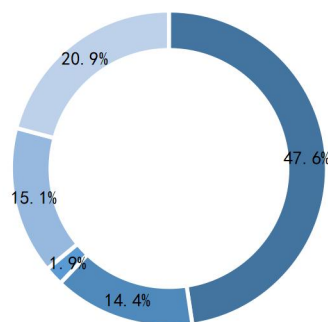
■ 火电 ■ 水电 ■ 核电 ■ 风电 ■ 太阳能发电



资料来源：Wind、国家统计局、国信证券经济研究所整理

图2：我国 2023 年电力行业装机容量结构（万千瓦）

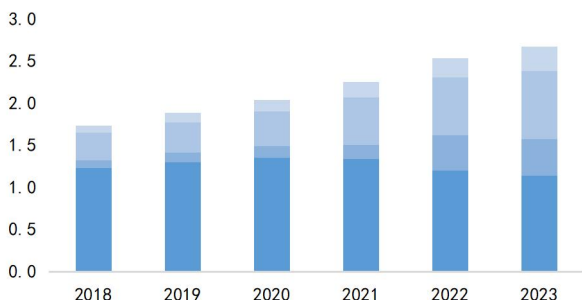
■ 火电 ■ 水电 ■ 核电 ■ 风电 ■ 太阳能发电



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

图3：我国 2018-2023 年清洁能源发电量情况（万亿千瓦时）

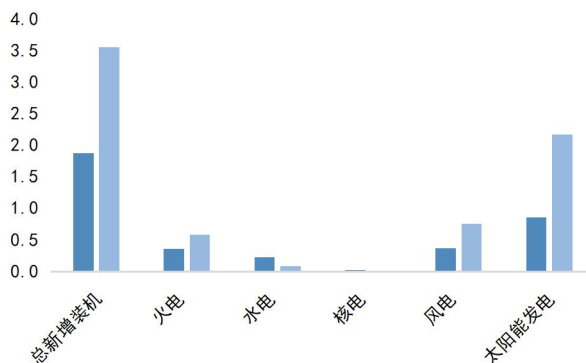
■ 水电 ■ 核电 ■ 风电 ■ 太阳能发电



资料来源：Wind、国家统计局、国信证券经济研究所整理

图4：我国各电源 2022 年和 2023 年新增装机容量（亿千瓦）

■ 2022 ■ 2023

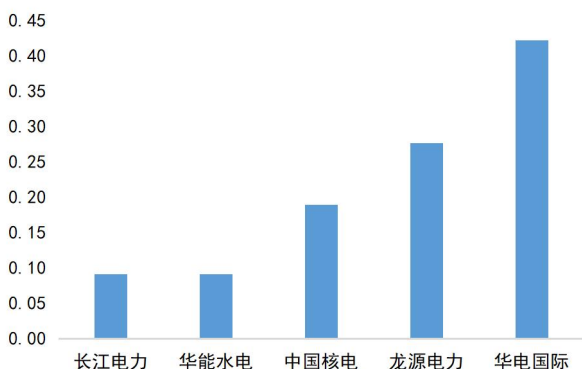


资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

从全社会综合成本角度衡量看，水电是最优的电源类型，集环保清洁、可再生、成本低廉、安全稳定、高效等诸多优点于一身。

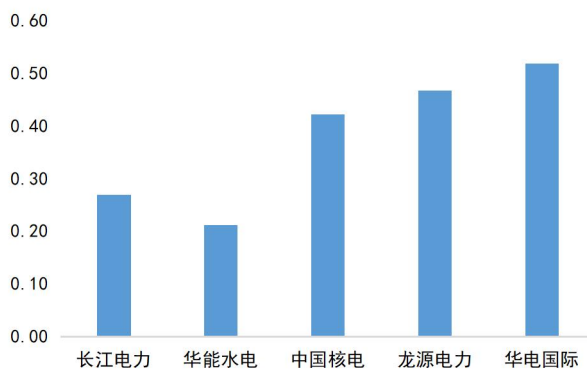
- ◆ 1) 水电是清洁环保的可再生能源。水电是利用水流的位能差产生电能，不需要燃料，是清洁环保的可再生资源。
- ◆ 2) 水电发电成本低廉。由于水电从能量获取成本角度看是最优的，水电的上网电价远低于其他电源类型。如长江电力2022年水电的平均度电成本是0.09元/千瓦时，是核电的1/2左右、火电的1/3左右。

图5: 各电源龙头 2022 年平均度电成本 (元/千瓦时)



资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

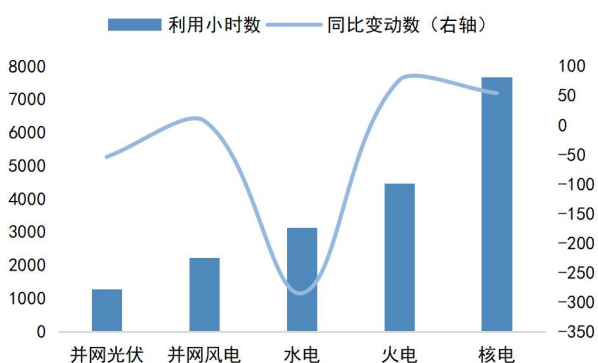
图6: 各电源龙头 2022 年平均上网电价 (含税, 元/千瓦时)



资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

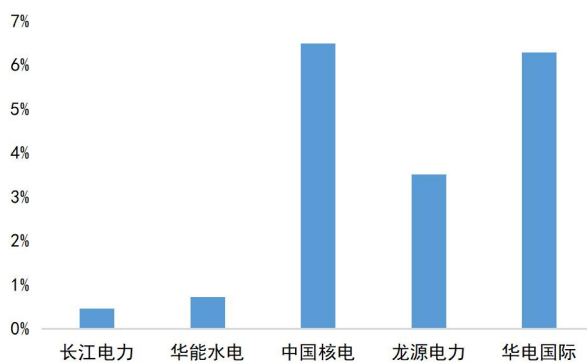
- ◆ 3) 水电发电安全且稳定。水电具有发电出力稳、调峰能力强、启停速度快、调度灵活性高等特点。水电利用小时优于风电和光伏、次于核电和火电，在调峰选择上仅次于火电。

图7: 全国各电源 2023 年利用小时数和同比变动数 (小时)



资料来源: 中电联、国家能源局、国信证券经济研究所整理 注: 数据口径为全国 6000 千瓦及以上电厂的发电设备利用小时。

图8: 各电源类型龙头 2022 年厂用电率 (%)



资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

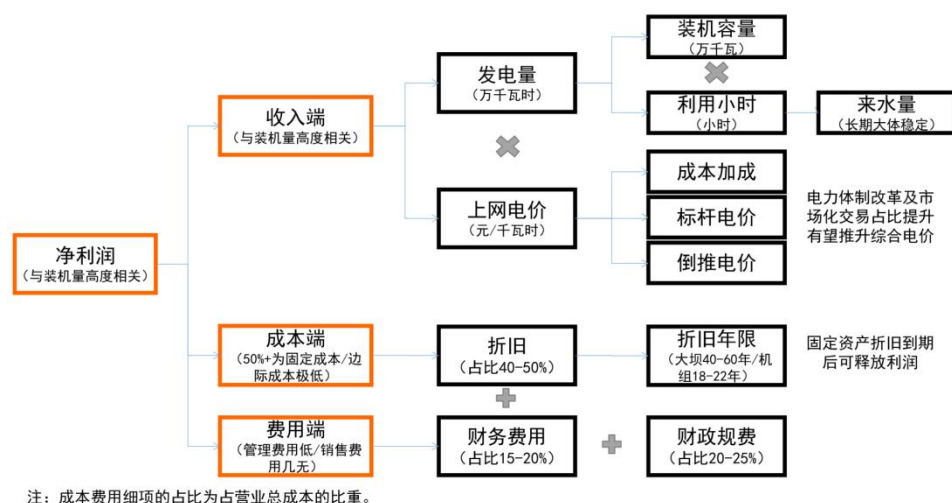
**水电站虽建设门槛较高、工程投入大、投资回报期长，但运营后盈利能力强、现金流充沛。**水电站需修建在水能蕴藏量较为丰富的河流或者湖泊之上，一般地处深山峡谷中，受自然资源、地形、地质、水文气象条件等因素的影响很大，存在较高的技术、资金、资质等壁垒，建设周期长、投资大，如三峡工程建设工期长达 17 年，总投资高达 2035 亿元。水电站初期的建设工程几乎不产生任何回报，但一旦投产，具有利润率高、盈利能力强、业绩持续稳定、现金流充沛等优势。

**商业模式：水电企业可穿越周期，上市公司有“类债券”属性**

水电的商业模式在各电源中最优，水电企业的盈利能力受宏观经济影响较小。水电企业的价格和成本基本稳定，共同构建了穿越周期的基础，具备较强的抗风险能力。其一，电价方面，除了部分跨省跨区域送电的水电站以外，单个水电站的上网电价很少发生变动。其二，成本方面，水电无燃料成本，经营成本较为平稳且可控。其三，现金流和利润率方面，水电项目运营后现金流充沛、且电站寿命大约在 100 年甚至更长，可带来稳定且丰厚的利润。

水电企业的营收=发电量×上网电价，发电量(万千瓦时)=装机容量(万千瓦)×利用小时数(小时)。发电量主要取决于来水量和利用小时。利用小时主要取决于来水量和电量消纳情况。

图9：水电公司盈利模式图解



资料来源：国信证券经济研究所整理

水电站的运营期可分为三个阶段。阶段一：还本付息+折旧期，这期间公司大量偿还债务，财务费用逐渐下降，经营现金流和净利润逐渐抬升。阶段二：付息+折旧期，这期间公司保持稳定的低利息支出，经营现金流和净利润在较高水平保持稳定。阶段三：折旧结束期，这期间公司折旧到期，经营现金流稍有回落后保持稳定（折旧的税盾消失），净利润在更高水平保持稳定。

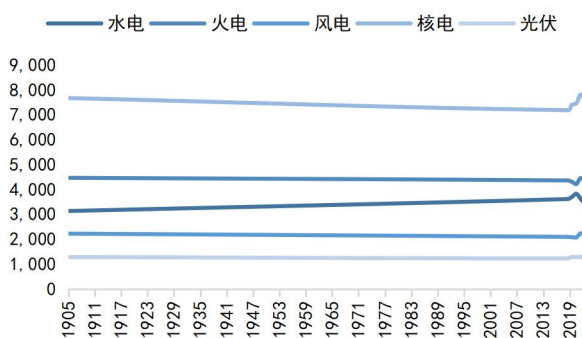
影响水电行业盈利的核心要素包括装机容量、利用小时、电价和成本费用。

- ◆ 1) **装机容量**：水电站的运营规模主要取决于装机容量，装机容量也是影响水电站发电量的核心要素之一。目前我国水电已探明可开发装机容量约 6.87 亿千瓦。2022 年末我国常规水电（不含抽水蓄能）装机容量 3.68 亿千瓦，连续 17 年稳居世界首位，约占我国水电技术可开发量的 53.57%。近 10 年来，我国水电装机增速呈逐渐放缓趋势，现今我国水电开发进程已过半，存量优质大水电资产愈发稀缺。
- ◆ 2) **电量消纳**：水电属于清洁可再生且价格低廉的资源，国家政策鼓励下上网优先级别较高，在电网调度排序中水电上网优先级仅次于新能源发电。我国水资源分布不均衡，西南地区水资源充沛但消纳能力有限。随着我国外送电网建设逐渐完善和具备梯度联合调度能力的电站逐渐增多，弃水损失逐渐减少。水电利用小时数短期受来水影响较为明显，但长期看整体平稳。2021 年、2022 年、2023 年我国水电设备平均利用小时同比分别减少 5.3%、5.8%、8.2%，



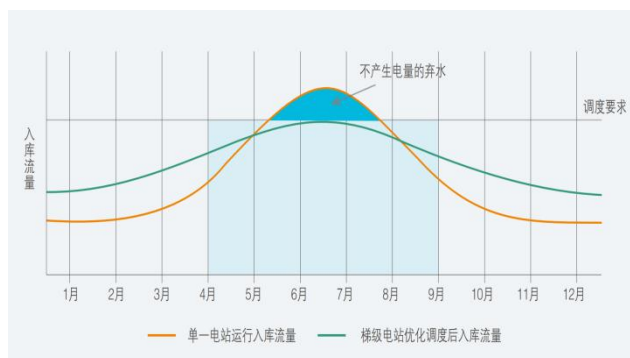
主要系来水有所偏枯。

图10: 2018-2023 年我国各电源利用小时数变化情况



资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理

图11: 梯级电站联合调度可平抑来水波动并减少弃水



资料来源: 《长江电力价值手册 2021》、国信证券经济研究所整理

表1: 国家政策鼓励可再生能源优先消纳

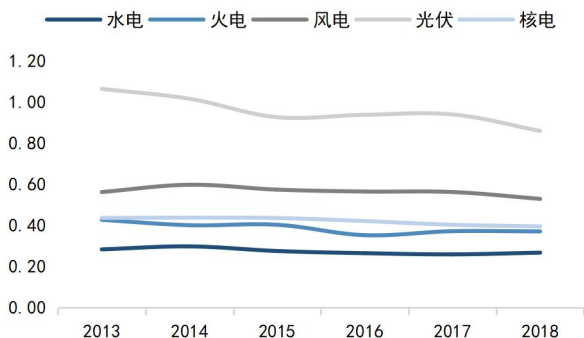
发布时间	发文单位	相关政策	重点内容
2005年2月	全国人大常委会	《中华人民共和国可再生能源法》	电网企业应当与依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议, 全额收购其电网覆盖范围内可再生 能源并网发电项目的上网电量, 并为可再生能源发电提供上网 服务
2009年12月	全国人大常委会	《中华人民共和国可再生能源法(修正案)》	电网企业应当与按照可再生能源开发利用规划建设, 依法取得 行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议, 全额收购其电网覆盖范围内符合并网技术标准的可再生 能源并网发电项目的上网电量
2016年11月	国家发改委、能源局	《水电发展“十三五”规划》	积极有序推进大型水电基地建设, 严格控制中小流域、中小水 电开发; 坚持开发与市场消纳相结合, 统筹水电的开发与外送, 完善市场化消纳机制, 基本解决四川、云南水电消纳问题
2017年10月	国家发改委、能源局	《关于促进西南地区要求加快水电送出通道建设, 鼓励富余水电通过参与受电地区 水电消纳的通知》	市场竞价扩大外送比例等措施, 增加“西电东送”等
2018年3月	国家能源局综合司	《可再生能源电力配在电力市场改革方案中鼓励和支持保障可再生能源电力优先消 纳及考核办法(征求意见稿)》	建设和运行管理

资料来源: 中华人民共和国国务院办公厅、国家发改委、国家能源局、国信证券经济研究所整理

- ◆ **3) 电价:** 近些年水电电价大体稳定, 市场化交易占比提升是电价上涨的主要动力。2015年以来电力体制改革不断深化, 水电竞价上网是大势所趋。2016-2017年西南地区水电供应丰裕枯余、弃水问题突出, 且当时电力市场化发展处在初期, 外送电广东地区竞争激烈使得广东市场电让利幅度较大, 因而虽水电市场化交易比重提升, 但水电上网电价有所下滑。

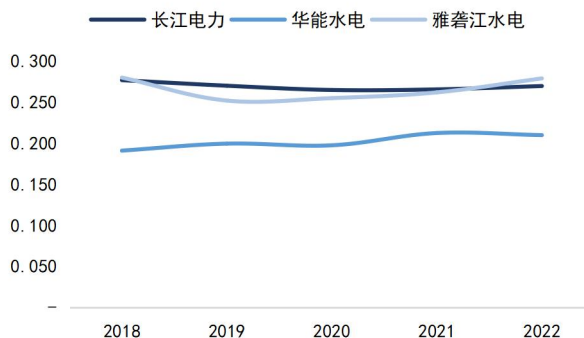
2017年之后随着电力需求提升, 弃水情况好转, 市场电折价幅度缩窄。双碳目标下, 2021年10月发改委出台《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》, 火电上浮阀门打开带动电价上涨, 进而抬升整体电价中枢。综合影响下, 2018年以来水电龙头上网电价略有上涨。展望未来, 考虑水电相较其他电源有明显成本优势, 随市场化比重提升, 水电电价仍有上涨空间。

图12: 2007-2018 年我国平均上网电价变化情况



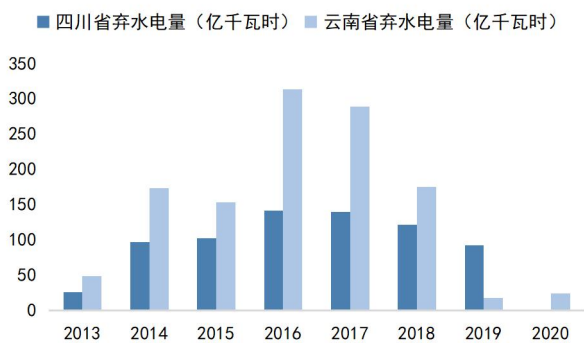
资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理 注: 数据仅统计到 2018 年。

图13: 2018-2022 年水电龙头企业水电上网电价 (元/千瓦时)



资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理

图14: 2013-2020 年四川和云南地区弃水情况



资料来源: 四川发改委、云南能源局、国信证券经济研究所整理

图15: 2016-2022 年广东市场电价差和我国电力交易占比情况

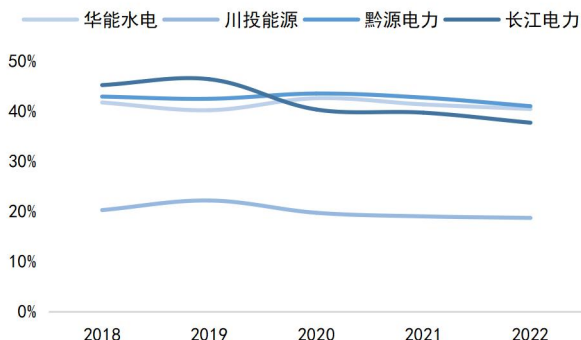


资料来源: 广东电力交易中心、Wind、国信证券经济研究所整理

- ◆ **4) 成本费用:** 水电企业的成本费用总体稳定可控, 成本以折旧为主, 费用以财务费用为主。水电的营业成本中固定成本可占到 60-70%, 其中固定资产折旧通常可占到营业总成本的 40-50%, 折旧主要与工程建设难度和单位装机建造成本有关; 可变成本主要由库区资源费、水资源费、各项财政规费、及人工成本等构成。水电的边际成本极低, 除十分有限的水资源费外几乎没有边际成本。此外, 水电的财务费用占营业总成本 20-30%左右, 与有息债务有关。

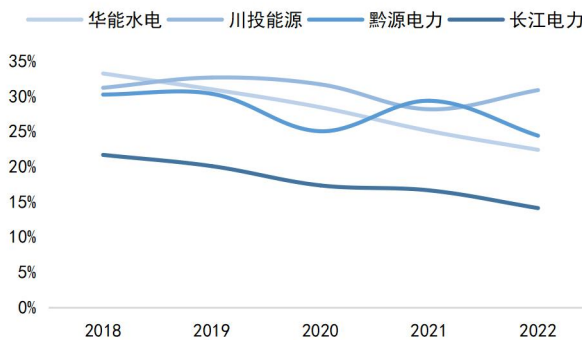
**水电站运营后期, 折旧和财务费用会显著下降, 提升盈利水平。**水电站大坝和机组的实际使用年限远超会计折旧年限, 在水电站运营的后期, 一方面, 折旧计提完毕后能释放一部分利润; 另一方面, 随着企业逐渐还债和置换高息债务, 负债规模逐渐降低且融资成本可逐渐下降, 财务费用也随之逐渐下降, 进而释放利润。

图16: 近五年水电头部企业折旧占营业总成本比例情况



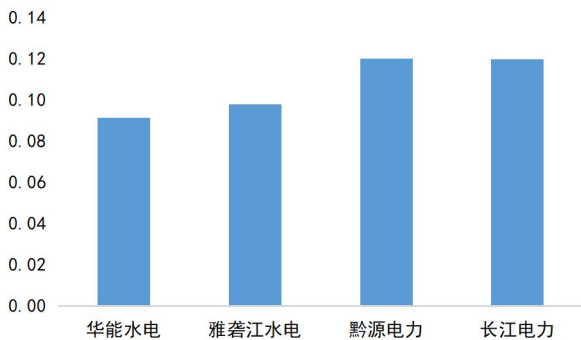
资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理

图17: 近五年水电头部企业财务费用占营业总成本比例情况



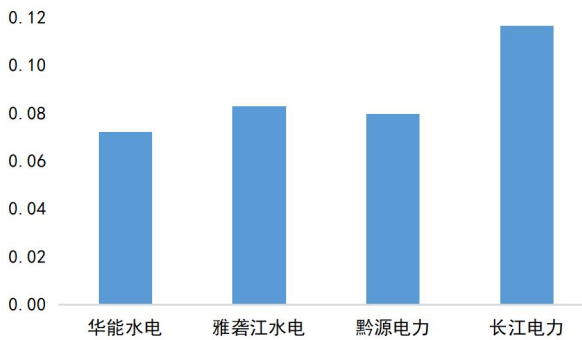
资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理

图18: 我国水电龙头公司 2022 年度电营业成本 (元/千瓦时)



资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理

图19: 我国水电龙头公司 2022 年度电净利润情况

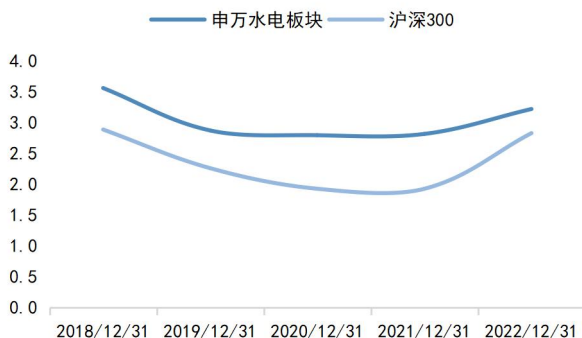


资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理

**相较于其他电源类型，水电是稀有的真正的公用事业股。**1) **电量角度**，水电作为清洁可再生且价格低廉的资源，消纳优先级别较高。虽发电量受来水波动影响，但随着流域调节水库增加，梯级水库联合优化调度可以平抑来水波动、提高水能利用率、增加发电量。2) **电价角度**，水电电价相较于其他电源相对较低，近些年整体较为稳定，未来随着市场化改革持续推进，水电电价有上涨可能。3) **成本角度**，火电的上游煤炭价格、风电和光伏等新能源的上游硅料、金属等原材料价格均会受到宏观经济走势影响，而水电无燃料成本。

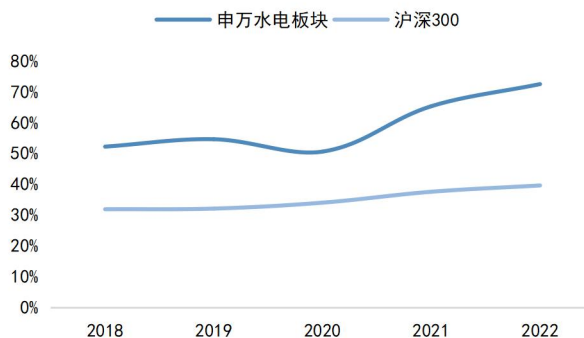
我国水电公司还普遍有较高的分红比例，因而兼具“类债券”属性。基于水电公司充沛稳定的现金流和高分红，水电股价波动相对较小且长期持有的超额收益丰厚，股息率常年高于十年期国债收益率，防御属性明显。市场将水电股视为债券市场表现欠佳时的替代性投资证券。以长江电力为例，2010年初至2023年12月底公司相较于沪深300指数的超额收益为344%，年均超额收益为14%。

图20: 2018-2022 年底水电行业与沪深 300 指数股息率 (%)



资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理

图21: 近五年水电行业与沪深 300 年度现金分红/归母净利润



资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理

### 行业发展：水电开发进程步入中后期，优质大水电有较强稀缺性

我国水电开发进程步入中后期。我国是全球水电资源最丰富的国家之一，2005 年我国发布的全国水力资源复查结果中提到，我国水电理论蕴藏装机量达 6.94 亿千瓦，居世界第一，技术可开发装机 5.42 亿千瓦。根据国家能源局发布的最新数据，目前我国水电已探明可开发装机容量约 6.87 亿千瓦。根据中电联数据，2023 年末我国常规水电（不含抽水蓄能）装机容量 3.71 亿千瓦（同比增长 0.8%），连续 18 年稳居世界首位，约占我国水电技术可开发量的 54%。

表2: 我国水能资源分布表

地区	水能蕴藏量			可开发的水资源		
	装机容量 (MW)	年发电量 (亿 kW.h)	占全国比重 (%)	装机容量 (MW)	年发电量 (亿 kW.h)	占全国比重 (%)
华北	12,299	1,077	1.8	692	232	1.2
东北	12,127	1,062	1.8	1,199	384	2.0
华东	30,049	2,632	4.4	1,790	688	3.6
中南	64,084	5,614	9.5	6,743	2,974	15.5
西南	473,312	41,462	70.0	23,234	13,050	67.8
西北	84,177	7,374	12.5	4,194	1,905	9.9
<b>全国</b>	<b>676,047</b>	<b>59,222</b>	<b>100.0</b>	<b>37,853</b>	<b>19,233</b>	<b>100.0</b>

资料来源:《长江电力价值手册 2021 版》、国信证券经济研究所整理 注: 开发水资源数据截至 2020 年底。

- ◆ 1) “十二五”期间水电大发展。“十二五”期间，国家大力推进西部大型水电基地建设，同时支持小水电大力发展，2015 年底我国常规水电新增装机超额完成目标，总装机规模达 2.97 亿千瓦，超过规划目标 3700 万千瓦。但这一期间，随着国家经济发展进入新常态、用电需求增速放缓等因素影响，西南地区因电力消纳能力不足出现连年弃水和弃水率上升的问题。
- ◆ 2) “十三五”期间严控中小水电，水电装机增速放缓。为统筹水电开发与外送，出于开发与市场消纳相结合、基本解决云南与四川弃水等问题的考量，国家在十三五期间出台了多项政策。2016 年 11 月国家能源局发布的《水电发展“十三五”规划》中，明确提出严格控制中小流域、中小水电开发；合理布局能源富集地区外送，建设特高压输电和常规输电技术的“西电东送”输电通道。小水电是指单站装机容量在 5 万千瓦(含)以下的水力发电站，装机容量 5-25 万千瓦为中型水电站，装机容量大于 25 万千瓦为大型水电站。

表3: “十三五”期间国家出台一系列政策以规范水电市场、引导解决弃水问题

发布时间	发文单位	相关政策	重点内容
2015年3月	中共中央国务院	《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》	要求理顺电价形成机制,完善市场化交易机制
2015年11月	发改委、能源局	《关于同意云南省、贵州省开展电力体制改革综合试点的复函》	同意两省开展电力体制改革综合试点
2016年11月	发改委、能源局	《水电发展“十三五”规划》	积极有序推进大型水电基地建设,严格控制中小流域、中小水电开发;坚持开发与市场消纳相结合,统筹水电的开发与外送,完善市场化消纳机制,基本解决四川、云南水电消纳问题
2017年7月	能源局	《关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》	发挥跨省跨区特高压输电通道消纳可再生能源的作用
2017年10月	发改委、能源局	《关于促进西南地区水电消纳的通知》	要求加快水电送出通道建设,鼓励富余水电通过参与受电地区市场竞争扩大外送比例等措施,增加“西电东送”等
2018年9月	能源局	《关于加快推进一批输变电重点工程规划建设工作的通知》	要求加快推进青海至河南特高压直流、白鹤滩至江苏、白鹤滩至浙江特高压直流等9项重点输电工程建设,合计输电能力5700万千瓦
2019年12月	中共中央、国务院	《长江三角洲区域一体化发展规划纲要》	推进电网建设改造与智能化应用,优化皖电东送、三峡水电沿江输电通道建设

资料来源: 政府官网、国信证券经济研究所整理

- 3) “十三五”开始水电开发逐渐向上游转移, 优质水电资源日益稀缺。“十二五”期间水电大发展之后, 我国主要河流中下游的优质水电资源基本开发完毕, 水电“十三五”期间金沙江、雅砻江、大渡河、澜沧江等几大主要流域的规划项目大多集中在上游。目前我国优质水电资源基本开发完毕, 剩余待开发的水利资源主要集中在西南地区且开发难度大、成本高。

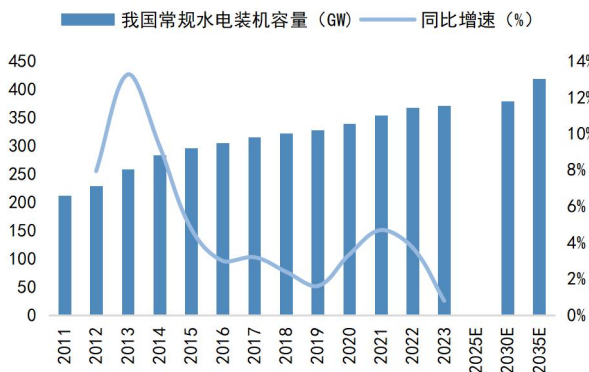
图22: 我国十三大水电基地分布图



资料来源: 《长江电力价值手册 2021 版》, 国信证券经济研究所整理

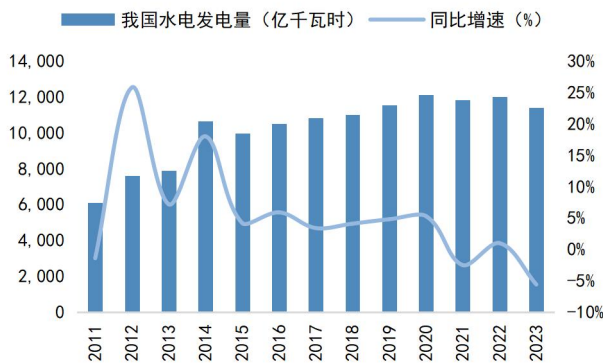
预计 2025 年我国常规水电装机量达到 3.8 亿千瓦。2021 年国务院印发的《2030 年前碳达峰行动方案》提出, “十四五”、“十五五”期间分别新增水电装机 0.4 亿千瓦左右。结合 2022 年国家能源局发布的“十四五现代能源体系规划”和中国水电发展远景规划, 预计 2025 年和 2030 年我国常规水电装机分别达到 3.8 亿和 4.2 亿千瓦, 对应 2022-2030 年 CAGR 为 1%。2023 年末我国常规水电(不含抽水蓄能)装机容量为 3.7 亿千瓦, 较上年同期增长 0.8%。

图23: 我国 2011-2023 年常规水电装机容量和未来预测



资料来源: 中电联、国信证券经济研究所整理 注: 数据统计口径不含抽水蓄能。

图24: 我国 2011-2023 年水电年发电量情况



资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理

**资源禀赋是决定水电资产质量的核心因素，存量优质大水电资产的稀缺性尤为凸显。**由于水电的发电量主要取决于水的流量大小、水头大小、时间分布，而这些因素都受到降水、地形、水文等流域自然条件很大影响。目前我国水电剩余可开发资源有限，十三大水电基地在建和将开发的水电站中，装机500万千瓦以上水电站增量近乎为零，存量优质大水电资产的稀缺性凸显。目前我国在建装机最大的水电站包括雅砻江孟底沟水电站和金沙江旭龙水电站，装机均为240万千瓦。

**十四五期间我国在建水电站集中于行业龙头，龙头的装机容量有不小提升空间。**2021-2022年，水电龙头长江电力对应的乌东德和白鹤滩两座电站相继投产，装机容量合计2620万千瓦，助推长江电力境内水电装机容量增加57.6%至7169.5万千瓦；除了新建电站，长江电力的增容扩机工作也在进行。2021-2022年国投电力和川投能源共同持股的雅砻江水电对应的两杨电站也相继投产，装机容量合计450万千瓦，带动雅砻江水电装机增加30.6%。

**其他预计在十四五期间投产的水电站还包括国家能源集团的玛尔挡电站（装机232万千瓦，预计2024年投产）、华能水电的托巴电站（装机140万千瓦，预计2024-2025年投产）、国投电力的印尼巴塘水电站（装机50万千瓦，预计2025年投产）、川投能源的银江水电站（装机39万千瓦，预计2025年投产）等。**

表4: 几大电力公司在建及规划的水电站情况

上市公司	开发流域	建设情况	水电站名称	规划装机容量/GW	预计投产时间
华能水电	澜沧江上游	在建	托巴	1.40	2025
		规划	侧格、约龙、卡贡、班达、如美、邦多、古学、古水	9.62	2035（如美）
	澜沧江中下游	规划	橄榄坝	0.20	-
	巴丹托鲁河中下游	在建	印尼巴塘	0.50	2025
国投电力	雅砻江	在建	卡拉	1.02	2029
		孟底沟	2.40	2032	
国家能源集团	金沙江上游	规划	牙根一级、牙根二级、楞古、上游10座电站	7.20	2029（牙根一级）、2033（牙根二级）、2035（楞古）
		在建	旭龙	2.40	2029
	黄河上游	在建	玛尔挡	2.32	2024
川投能源	金沙江中下游	在建	银江	0.39	2025

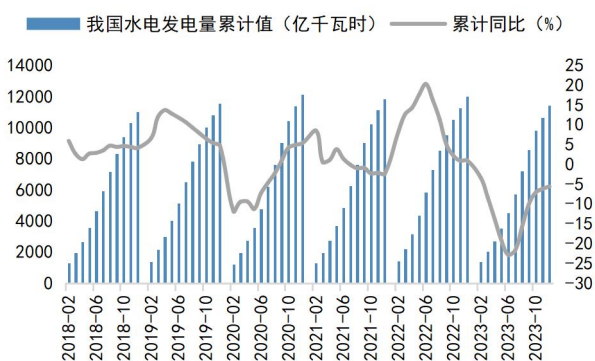
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

**长期视角看，水电公司的盈利能力稳步提升，是典型的现金牛。**水电是典型的重资产行业，虽然在建设期间资本开支很大，但投产后运维成本较低，且水电机组在延长寿命后运营期可以长达百年以上。因此水电公司在还本付息和折旧期结束后，现金流通常高于净利润，是典型的现金牛。此外，考虑我国电力行业市场化改革不断推进，以及目前我国电力供需紧平衡的状态有望持续，部分地区水电的上网电价存在一定的提升空间，利好水电企业的盈利能力提升。

**短期视角看，2023 年整体来水偏枯，影响水电发电量。**2023 年上半年我国主要流域来水偏枯，如长江流域乌东德和三峡水库来水同比偏枯 23%/30%。虽三季度长江乌东德和三峡水库来水同比偏丰 15%/36%，澜沧江来水偏丰 40-70%。但全年看来水整体仍偏枯，2023 年，长江上游乌东德水库来水总量约 1029.08 亿立方米，较上年同期偏枯 5.46%；三峡水库来水总量约 3428.46 亿立方米，较上年同期偏丰 0.71%。2023 年我国水电累计发电量为 11408.90 亿千瓦时，同比减少 5.58%。

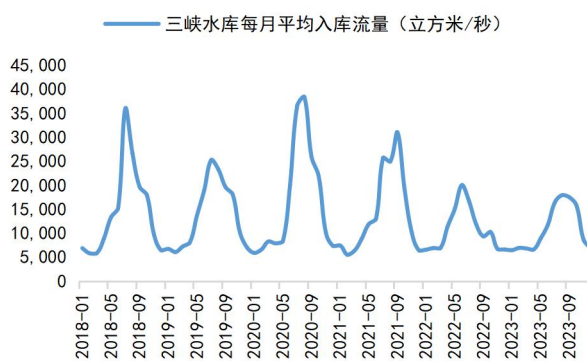
**厄尔尼诺预计持续到 2024 年春，来水或持续改善带动水电发电量回升。**厄尔尼诺是全球气候异常的重要推手。2023 年三季度受厄尔尼诺和进入汛期影响，除红水河流域外主要流域来水由枯转丰。近日我国气象部门研判，当前已形成中等强度厄尔尼诺事件，预计将持续到 2024 年春；预计今年冬季我国大部地区气温接近常年同期或偏高，南方降水偏多。

图25：2018-2023 年我国水电每月累计发电量情况



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

图26：2018-2023 年我国三峡水库每月平均入库流量



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

## 长江电力：稳定增长兼具高股息的水电龙头

**公司简介：全球最大水电上市公司，坐拥长江流域核心水电资产**

公司是全球最大的水电上市公司，是坐拥核心资产的水电龙头。公司创立于 2002 年 9 月，2003 年 11 月在上交所上市，主要从事水力发电、投融资、抽水蓄能、智慧综合能源、新能源和配售电等业务，经营区域覆盖中国、秘鲁、巴西、巴基斯坦等多个国家。公司通过多年持续的机组建设与注入，目前运营管理乌东德、白鹤滩、溪洛渡、向家坝、三峡、葛洲坝六座梯级电站，在长江干流水电装机容量达 7169.5 万千瓦，境内外水电控股总装机为 7179.5 万千瓦，是全球排名第一。

- 全球看，水电行业的头部公司主要分布在中国、巴西、加拿大等地。巴西水

力资源尤为丰富，巴西电力是巴西最大的电力公司，在美股上市。Verbund 是奥地利的电力公司。NHPC 是印度的电力公司，前身是印度国家水电。

表5: 公司与海外水电头部公司估值与财务数据对比

所属国家	公司简称	公司代码	主营业务	总市值 亿元	市盈率 PE (TTM)	市净率 PB (MRQ)	营业总收入		归母净利润		经营净现金流		ROE 2022	水电 装机 万千瓦
							2022 亿元	CAGR5 %	2022 亿元	CAGR5 %	2022 亿元	CAGR5 %		
中国	长江电力	600900.SH	主要从事水力发电、清洁能源和智慧综合能源、配售电以及投融资业务，在中国、秘鲁、巴西、巴基斯坦等多个国家开展相关业务。	5,904.2	26.6	3.0	520.6	0.4%	213.1	-1.5%	309.1	-6.1%	11.6%	4559.5
奥地利	Verbund	ONR1.L	欧洲最大的水电公司之一，主要从事水力和风力的电力生产和分销。	2,021.0	15.1	3.6	768.0	36.2%	127.5	39.2%	149.9	30.2%	27.0%	
巴西	巴西电力	EBR.N	巴西最大的电力公司，运营和维护水力发电厂、火电厂、核电站、风力/太阳能发电厂；同时运营管理和投资相关的能源部门政府性基金，并管理政府项目。	1,383.8	26.2	0.7	449.2	0.3%	47.9	-32.8%	122.3	12.1%	4.0%	4035.4
加拿大	布鲁克菲尔德可再生能源	BEP.N	公司是一家全球多元化、多技术的清洁能源资产所有者和运营商，包括北美、南美、欧洲和亚洲的水电、风能、太阳能和储能设施，总装机容量超过 20GW。	508.6	54.6	1.7	337.6	12.9%	9.6	55.4%	119.2	12.0%	1.7%	1346.2
印度	NHPC	533098.BO	从事水力发电厂发电，还从事合同、项目管理和咨询工作。	712.4	23.7	2.4	76.9	0.7%	29.5	5.1%	54.2	2.4%	10.4%	697.12
西班牙	伊维尔德罗拉	IBE.MA	是西班牙第二大电力公司和全球最大的风电运营商，在西班牙和国外从事电力和天然气活动。	5,381.8	18.1	1.7	2,823.9	280.5	0.9%	5.8%	585.2	-0.6%	10.2%	

资料来源：Wind、公司公告、公司年报、国信证券经济研究所整理 注：1. 上述指标均采用人民币计价；2. 股价和估值数据更新至 2024 年 1 月 26 日；3. CAGR 计算的是 2018-2022 年的复合增速；4. 水电装机数据截至 2022 年底；5. 伊维尔德罗拉公司财务数据截至到 2021 年底。

- ◆ 我国水电行业市场集中度不算高。除公司外，我国水电行业的其他主要参与者还包括中国五大国有发电集团，即中国华能集团、国家能源投资集团、中国大唐集团、中国华电集团和国家电力投资集团。

表6: 公司与我国五大发电集团的水电业务与装机容量对比

公司简称	水电装机容量 (万千瓦)	水电发电量 (亿千瓦时)	水电业务具体情况
长江电力	4559	1856	拥有长江干流三峡、葛洲坝、溪洛渡、向家坝水电站等 6 座水电站
华能集团	2759	1155	澜沧江上游水电、藏东南水电送粤港澳大湾区等
华电集团	3086	1007	拥有乌江水电、金沙江上游水电、怒江水电、福建建区域水电、四川区域水电、西藏区域水电、石龙坝发电厂等
大唐集团	2771	986	集团旗下有华银电力、桂冠电力等上市水电企业
国家电力投资集团	2463	1097	承担了中国 13 大水电流域基地中 2 个（黄河上游、湘西）流域基地开发任务
国家能源投资集团	1868	705	拥有龚嘴、瀑布沟、深溪沟、大岗山、猴子岩、（2021 年）双江口、金川等水电站等

资料来源：公司公告、各发电集团债券募集说明书和跟踪评级报告、国信证券经济研究所整理 注：数据截至 2022 年 12 月底，国家能源投资集团未披露 2022 年的水电发电量。



图27: 公司成立至今历史大事沿革



资料来源:公司公告,公司官网,国信证券经济研究所整理

公司拥有世界前12大水电站中的5座,构成了世界最大的清洁能源走廊。公司拥有世界12大水电站中的5座,运营70万千瓦及以上的水轮发电机组占世界总数的2/3,截至2023年9月底占我国水电装机和发电量的比例均为24%。公司有效保障了长江流域防洪、航运、补水和生态安全,在促进节能减排、推动绿色发展方面发挥了重要作用。2013年以来公司保持稳健增长的态势,2013-2022年营收和归母净利润从227/91亿元增长至521/213亿元,营收和净利润CAGR均为10%。

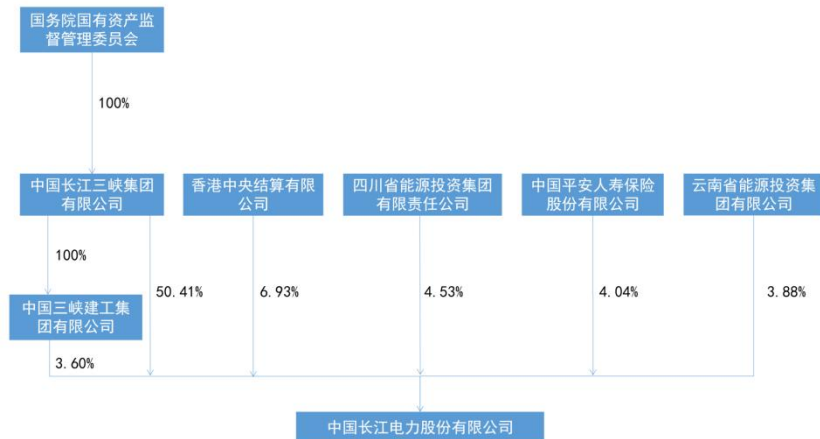
表7: 全球十二大水电站梳理

所属国家	水电站名称	所在流域	装机容量(万千瓦)	全面投产年份
中国	三峡	长江	2250	2012
中国	白鹤滩	金沙江	1600	2022
巴西、巴拉圭	伊泰普	巴拉那河	1400	1991
中国	溪洛渡	金沙江	1386	2014
巴西	美丽山	亚马孙河	1123	2019
委内瑞拉	古里	卡罗尼河	1030	1986
中国	乌东德	金沙江	1020	2021
加拿大	拉格兰德	拉格朗德河	874	1991
巴西	图库鲁伊	托坎廷斯河	854	2002
美国	大古力	哥伦比亚河	680	1980
中国	向家坝	金沙江	640	2014
俄罗斯	萨扬舒申斯克	叶尼塞河	640	1987

资料来源:三峡集团《2022年可持续发展报告》、国信证券经济研究所整理

公司是国资背景,股权结构集中且稳定,控股股东为三峡集团。公司自成立以来控股股东为中国长江三峡集团,截至2023年9月底其直接持股50.41%,另通过全资子公司中国三峡建工集团间接持股3.60%,合计持股54.01%。公司实际控制人为国务院国资委,对三峡集团100%持股,另外国资委通过中国核工业集团持有公司1.07%的股权。公司管理层稳定,核心高管均具有多年运营管理经验,其中公司董事长雷鸣山也是母公司三峡集团的董事长。

图28: 公司股权结构图 (更新至 2023 年三季报)



资料来源: 公司公告, Wind, 国信证券经济研究所整理

## 业务分析: 主营水力发电业务, 产业链向下游配售电延伸

水力发电是公司主营业务, 2022 年营收占比在 84%左右。2013 年以来公司水电业务营收占比保持在 84%以上。在水力发电业务之外, 公司还积极发展抽水蓄能业务、国际业务、智慧综合能源业务、新能源业务、配售电业务、投融资业务, 将产业链条从以发电为主拓展到“发-配-售”并举, 努力拓展新的业绩增长点。

图29: 公司业务体系



资料来源: 公司官网, 公司 2022 年度业绩推介材料, 国信证券经济研究所整理

- **1. 水力发电业务—逐步构建世界最大的清洁能源走廊:** 公司现拥有乌东德、白鹤滩、溪洛渡、向家坝、三峡、葛洲坝六座水电站的全部发电资产, 截至 2022 年底公司国内总装机容量为 7179.5 万千瓦, 2022 年发电总量达 2622.49 亿千瓦时, 节水增发电量达 85.98 亿千瓦时。2023 年 1 月公司完成乌东德、白鹤滩水电站资产收购, 国内水电装机容量由 4,549.5 万千瓦增长至 7,169.5 万千瓦, 增幅达 57.6%, 全球最大水电上市公司的地位更加稳固。
- **1) 乌东德水电站:** 位于云南、四川界河河段, 是我国第四、世界第五大水电

站，是公司在金沙江下游四个水电梯级的第一个梯级，总装机容量为 1020 万千瓦，共有 12 台单机容量为 85 万千瓦的机组，2022 年发电量为 278 亿千瓦时。乌东德电站以发电为主，兼具防洪、改善航运、促进地方经济社会发展等综合效益，主要供电广东和广西、并兼顾云南省用电需要。

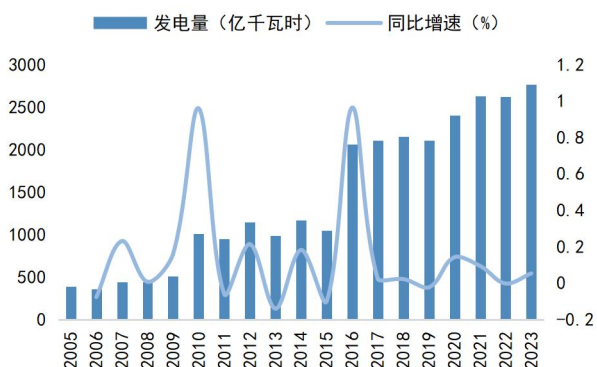
- **2) 白鹤滩水电站：**位于云南和四川境内金沙江下游，是我国第二、世界第二大水电站，是公司在金沙江下游四个水电梯级的第二个梯级，总装机容量为 1600 万千瓦，共有 16 台单机容量为 100 万千瓦的机组，2022 年发电量为 294 亿千瓦时。白鹤滩工程是世界级水电工程，电站以发电为主，兼顾防洪、拦沙、改善库区及下游河段通航条件等综合效益，装机规模仅次于三峡工程，主要供电浙江和江苏、并兼顾四川和云南两省用电需要。
- **3) 溪洛渡水电站：**位于云南和四川接壤的金沙江峡谷河段，是我国第三、世界第四大水电站，是世界首座千万千瓦级高拱坝电站，是年调节。总装机容量为 1386 万千瓦，共有 18 台单机容量为 77 万千瓦的机组，2013 年以来平均年发电量为 535 亿千瓦时（最高可达 636 亿千瓦时），主要供电浙江和广东、并兼顾四川和云南两省用电需要。溪洛渡水电站以发电为主，兼有拦沙、防洪和改善下游航运条件等综合利用效益，是我国“西电东送”骨干电源点。
- **4) 向家坝水电站：**位于云南和四川交界的金沙江峡谷出口处，是我国第七、世界第九大水电站，总装机容量为 640 万千瓦，有 8 台单机容量为 80 万千瓦的机组，2013 年以来平均年发电量为 305 亿千瓦时（最高可达 337 亿千瓦时），主要供电上海、并兼顾四川和云南两省用电需要。向家坝水电站以发电为主，兼有防洪、航运、灌溉、拦沙及反调节等综合功能，是季调节。目前向家坝电站扩机增容的前期工作正有序推进。
- **5) 三峡水电站：**位于湖北宜昌境内长江西陵峡中段，是世界上最大的综合性水利枢纽工程，是季调节，是我国“西电东送”和“南北互供”的骨干源点；总装机容量为 2250 万千瓦，有 32 台单机 70 万千瓦和 2 台单机 5 万千瓦的机组；2013 年以来平均年发电量为 953 亿千瓦时（最高可达 1118 亿千瓦时）；主要供电华中、华东和南方等十省市。三峡工程是治理和开发利用长江水资源的关键骨干工程，具有防洪、发电、航运、水资源利用等巨大的综合效益。
- **6) 葛洲坝水电站：**位于湖北宜昌境内长江三峡末端河段上，是长江干流上最早建成的大型水利枢纽工程，也是三峡电站的反调节水库，是日调节。总装机容量 273.5 万千瓦，有 2 台单机容量 17 万千瓦、19 台单机 12.5 万千瓦、1 台单机 2 万千瓦的机组；2013 年以来平均年发电量为 182 亿千瓦时，最高可达 193 亿千瓦时；主要供电华中和华东地区。2022 年葛洲坝电站 19 台 12.5 万千瓦机组改造增容完成，最大发电容量增加 47.5 万千瓦，增长 17.4%。

图30: 公司六座电站分布情况



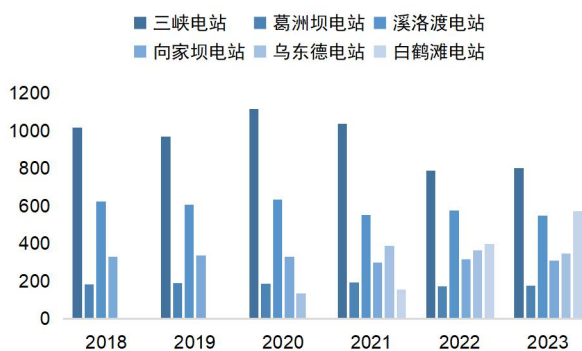
资料来源: 公司官网, 国信证券经济研究所整理

图31: 2005-2023 年公司历年发电量情况



资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

图32: 2018-2023 年公司六座梯级电站各自发电量情况



资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

- 2. 配售电业务—将产业链向下游延伸:** 配售电业务是公司发电业务的下游。公司抓住 2015 年电改机遇, 通过参股地方能源公司, 设立配售电公司。公司自 2017 年以来密集发力打造重庆区域配售电平台, 2017 年配售电板块全年售电量约为 150 亿千瓦时。公司 2017-2018 年间进一步增持三峡水利, 成为其单一大股东, 通过协同开展配电、售电、智能充电与分布式能源业务布局等有力举措, 实现了配售电业务的快速发展。目前三峡水利已成为公司实施国内配售电业务的唯一上市平台。

2020 年 4 月, 公司完成对秘鲁第一大配电公司路德斯的收购, 开启海外配网资产布局的新起点。2020 年 5 月, 公司以三峡水利为平台, 顺利实现重庆万州、涪陵和黔江区域的三张地方存量配网和两江新区配售电业务整体上市。

公司同步重点覆盖大水电消纳省市开展售电业务。2022 年公司签约电力零售用户约 600 家, 售电量约 45 亿 kWh, 同步市场化开发 4 万张国际绿证, 进一步提升售电业务附加值, 上海区域首次实现发售一体化, 承接消纳大水电入沪电量共计 7.3 亿 kWh。

- 3. 抽水蓄能+新能源业务—积极筹划“水风光储一体化”:** 抽水蓄能电站具有调峰、填谷、储能等多种功能, 启停灵活、反应速度快、调峰能力强, 是

建设新型能源体系、实现“双碳”目标的重要支撑。截至 2023 年 10 月底，公司已获取和重点跟踪的抽水蓄能项目有 30 个，装机总规模近 4200 万千瓦。2023 年 12 月，公司与控股股东三峡集团的全资子公司三峡建工（是公司长江梯级电站的主要建设管理方），共同出资设立四川江油抽水蓄能有限公司，助力公司实现金沙江下游能源基地“水风光储”一体化协同发展目标。

- **4. 智慧综合能源业务—创新形成城市绿色综合能源管家模式：**公司业务布局长江经济带、京津冀、粤港澳等战略区域 20 余个省市，截至 2022 年，在建、运营的分布式光伏项目总装机容量超 300MW，在建、运营的用户侧储能项目总装机容量约 200MWh，已建和在建项目投资总额超 30 亿元。
- **5. 国际业务—布局海外清洁能源资产：**公司通过中国长电国际（香港）公司和中国三峡国际电力运营公司，开展境外配售电与清洁能源项目的投资并购、绿地开发、投后管理、运维、技术咨询等业务，以水电产业为核心向全清洁能源产业延伸。目前公司参与管理的国际水电站主要包括三峡集团巴西水电站、巴基斯坦水电站、马来西亚沐若电站等。

2019 年 6 月，公司下属国际运营公司正式接管巴基斯坦风电项目，标志着公司首个海外实体项目开始运营管理。2020 年 4 月，公司成功收购秘鲁路德斯公司 83.6% 的股权。路德斯是秘鲁第一大电力公司，主要开展配售电业务，约占秘鲁全国 29% 的配电市场份额。2022 年路德斯公司实现收入 70.86 亿元人民币，同比增长 5.67%，主要受益于秘鲁路德斯公司配售电业务量价双升；实现利润总额 17 亿人民币；实现净利润约 1.7 亿美元，同比增幅超 20%。

目前，路德斯公司售电量已经恢复到疫情前的水平，基本接近 2019 年的售电量（历史最好值），预计 2023 年全年售电量将达到历史最高值。此外，秘鲁路德斯公司电价预计能够稳定上升，主要系秘鲁配电电价每四年由监管机构核定一次，在 2022-2026 年配电电价核定中，经过前期的充分沟通，路德斯公司最终的配电电价较 2018-2022 年周期上涨了 10.8%，增加了其收益。

- **6. 投融资业务—是实现业绩稳增长的重要调节手段：**公司围绕清洁能源、智慧综合能源、海外市场等领域稳健开展对外投资；通过大比例参股湖北能源、国投电力、川投能源、金中公司、桂冠电力等优质电力企业，不断提升权益装机，优化电源结构，积极推进长江流域水电资源联合调度，实现效益与规模同步增长。

近年来，公司年度投资收益逐年稳步增长，从“十三五”初期的 13 亿元增长至 2022 年 46 亿元，年复合增长率 23%。2022 年投资收益占归母净利润的比例达 22%，成为公司应对长江来水波动，实现业绩稳增长、促发展的调节器和重要手段。公司常年维持境内 AAA 级和穆迪 A1 级、惠誉 A+ 级国际信用评级，并获得伦交所“绿色经济标志”认证，同时，公司不断创新融资方式、拓展直接融资渠道，持续降低融资成本。

### 发展优势：水资源优势得天独厚，具备较强水电营销和消纳能力

公司是我国最大的水电上市公司，依托第一大河流长江，资源优势得天独厚，在手电站是最优质的水电资产。公司拥有中国最优水资源，在金沙江下游和长江上游共建有六座大型水电站——乌东德、白鹤滩、溪洛渡、向家坝、三峡、葛洲坝，从装机规模和流域区位看，都是我国水电站中最优质的资产。

公司具备流域梯级联合调度能力。调节水库增加可以减少弃水、提高水能利用率、增加发电量。公司逐渐形成调度世界最大清洁能源走廊的核心能力，2023 年公司

从“四库联调”升级为“六库联调”，有利于形成水库群梯级效应，熨平来水波动进而增加发电量。公司建成了世界水电企业规模最大、功能最全的水情遥测系统，2022年流域梯级电站汛期水情24小时预报精度达95.8%。

**公司具备跨大区水电营销能力和较强的电力消纳能力。**公司梯级电站均为国家能源重点工程和“西电东送”骨干电源，电能均为跨区跨省远距离消纳，电力外送区域均为东南沿海发达地区，加之水电作为清洁能源本就有优先消纳的权利，因而公司基本不存在下游消纳限制发电量形成弃水的问题。

**公司电站自然条件和经济区位优势佳，配套输电网络直送发达区域。**公司电站位置无论从自然条件还是经济区位看，都居于我国大型水电公司首位。其中，三峡电站地处我国中部，主要向华中、华东及广东地区送电，供电距离都在400-1000km的经济输电落围以内；葛洲坝电站在长江下游，也地处我国中部，临近负荷中心，送电至华东和华中；金沙江下游的四座电站虽外送线路长于三峡和葛洲坝电站，但在西南诸水电基地中最短。**公司各电站的售电区域及电量分配情况如下。**

表8: 公司水电站售电区域和电量分配及定价方法

电站名称	丰水期售电区域	枯水期售电区域	定价方法
三峡电站	广东 50%、华东 50%、超过区域设计输广东 16%、华东 32%、华中 52%，按电量比例消纳；电能力送华中消纳；重庆 40 亿千瓦时重庆 40 亿千瓦时		倒推电价
葛洲坝电站	华中、华东	华中、华东	成本加成
溪洛渡电站	浙江 50%、广东 50%	四川 15%、云南 15%、浙江 35%、广东 35%	倒推电价、市场化定价
向家坝电站	上海	四川 15%、云南 15%、上海 70%	倒推电价、市场化定价
乌东德电站	广东、广西、云南	留存云南 60 亿千瓦时 留存四川 100 亿千瓦时；以置换方式留存云南 40 亿	倒推电价、市场化定价
白鹤滩电站	浙江、江苏、四川、云南	千瓦时；其余电量外送浙江、江苏消纳（在过渡期倒推电价、市场化定价部分电量由江西等省市消纳）	

资料来源：公司公告、《长江电力价值手册 2020 版》、国信证券经济研究所整理

## 财务分析：装机增长拉动经营业绩稳步提升

### 盈利能力：多次水电资产注入带来营收和利润规模阶梯式提升

#### 成长能力分析

**新水电资产注入直接带来装机容量和业绩的阶梯式提升，装机规模增长是公司业绩提升的核心驱动力。**公司自 2002 年成立以来逐步分批收购母公司三峡集团旗下的大型水电资产。公司采用的资产注入模式是在机组投产后先让母公司代运营，待发电机组成熟后再进行收购，有效规避了建设过程中的种种风险，在收购完成之后装机规模和业绩均快速增长。2009 年三峡电站注入，2016 年溪向两座电站注入，2023 年乌白两座电站注入，公司的营收和归母净利润规模均出现阶梯式上涨。

- ◆ 2023 年 1 月，公司发行股份及支付现金的方式，收购了乌东德和白鹤滩两座水电站的投资运营主体——三峡金沙江云川水电开发有限公司（简称云川公司）100%股权。在交易完成后，公司拥有的长江干流梯级水电站增加至 6 座，控股总装机容量从 4559.5 万千瓦增加至 7179.5 万千瓦，增长 57.5%。

**表9: 收购乌白电站前后公司控股水电装机规模变化**

水电站类型/名称	交易前上市公司控股装机容量 (万千瓦)	交易后上市公司控股装机容量 (万千瓦)
<b>国内:</b>	4,549.5	7,169.5
三峡	2,250.0	2,250.0
葛洲坝	273.5	273.5
溪洛渡	1,386.0	1,386.0
向家坝	640.0	640.0
乌东德	-	1,020.0
白鹤滩	-	1,600.0
<b>国外:</b>	10.0	10.0
<b>合计</b>	<b>4,559.5</b>	<b>7,179.5</b>

资料来源: 公司公告、国信证券经济研究所整理 注: 控股装机容量指公司全资或控股的水电站总装机容量。

- 本次发行股份购买资产的发行对象为三峡集团、云能投、川能投。采用资产基础法评估结果, 本次交易作价 804.8 亿元。此外, 本次发行股份购买资产的发行价格为 18.27 元/股 (除权除息后为 17.46 元/股), 发行股份的数量为 9.22 亿股, 最终以股份支付 160.97 亿元; 以现金支付 643.87 亿元。本次发行后公司总股本为 236.64 亿股。现金资金来源包括本次交易配套融资所筹集资金、公司自有资金及以其他债权融资等自筹资金。

**表10: 2023 年公司以发行股份及支付现金的方式支付乌白水电站资产的交易对价**

交易对方	对应云川公司股权比例	交易对价 (亿元)	发行股份支付价格 (亿元)	现金支付价格 (亿元)
三峡集团	40.00%	321.94	80.48	241.45
三峡投资	30.00%	241.45	-	241.45
云能投	15.00%	120.73	40.24	80.48
川能投	15.00%	120.73	40.24	80.48
合计	100.00%	804.84	160.97	643.87

资料来源: 公司公告、国信证券经济研究所整理

- 本次交易中, 标的公司云川公司的市盈率为 18.11 倍, 略低于可比上市公司市盈率平均值; 标的公司市净率为 1.42 倍, 低于可比上市公司市净率水平。

**表11: 标的公司与可比公司截至评估基准日 2022 年 1 月 31 日的市盈率和市净率情况**

证券代码	证券简称	PE (TTM)	PB
600900.SH	长江电力	18.85	2.84
600025.SH	华能水电	19.99	2.13
600886.SH	国投电力	19.79	1.72
600674.SH	川投能源	15.82	1.60
600236.SH	桂冠电力	20.55	2.86
002039.SZ	黔源电力	17.11	1.54
均值		18.68	2.11
<b>云川公司</b>		<b>18.11</b>	<b>1.42</b>

资料来源: 公司公告、国信证券经济研究所整理

- 2023 年 4 月, 公司为募集配套资金, 面向 19 名特定对象以 20.01 元/股的价格发行股份 8.04 亿股 (有限售条件的流通股), 本次发行后公司的股份数量为 244.68 亿股。本次发行股份募集的配套资金净额全部用于支付本次购买资产的交易现金对价, 但因相对于购买资产的交易总金额较小, 未对股权结构产生较大影响, 且未导致上市公司控股股东、实际控制人发生变化。

表12: 2023 年向 19 名特定对象发行股份募集配套资金前后上市公司股本结构变化情况

项目	本次发行前		本次发行后	
	股份数量 (亿股)	股份比例	股份数量 (亿股)	股份比例
有限售条件股份	9.22	3.90%	17.26	7.06%
无限售条件股份	227.42	96.10%	227.42	92.94%
合计	236.64	100.00%	244.68	100.00%

资料来源: 公司公告、国信证券经济研究所整理

- ◆ 本次交易完成后, 公司总资产、净资产、收入和利润规模将得到提升。此外, 短期看, 公司负债规模、资产负债率、财务费用率会明显提升, 且各项偿债指标、利润率、每股收益会有所下降。但考虑公司梯级联合调度能力从“四库联调”扩充为“六库联调”, 可通过进一步熨平枯水期及丰水期来水的差异实现电力增发, 随着后续公司逐渐还本付息、置换高息债务、优化负债结构, 预计公司未来会有稳定而充足的经营活动现金流入, 盈利能力逐渐提升。

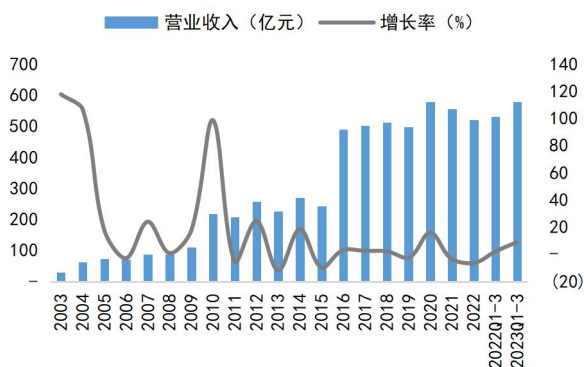
表13: 标的资产云川公司的财务数据和评估作价情况及与公司 2022 年相关财务数据比较

项目	标的资产		上市公司	占比
	财务数据	交易金额		
资产总额 (亿元)	2,327.59	804.84	3,272.68	71.12%
资产净额 (亿元)	538.08		1,954.88	27.52%
营业收入 (亿元)	127.34	/	520.60	24.46%

资料来源: 公司公告、国信证券经济研究所整理

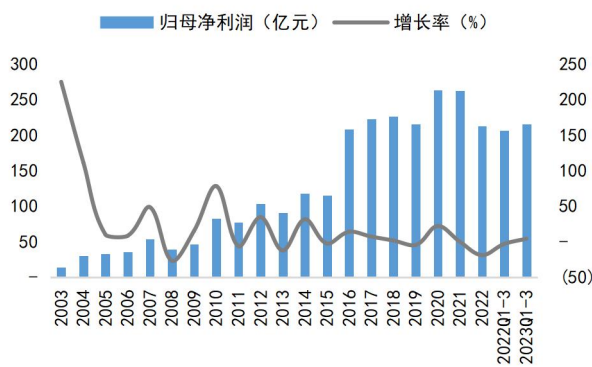
**在新资产注入前, 营收和利润规模保持相对稳定。**由于公司电能消纳具备相对优势, 发电量的波动主要取决于来水, 因公司跨流域联合调度能力可平抑来水波动, 加之电价变化每年影响有限, 公司的营收和利润规模在新资产注入前也维持相对稳定。2022 年, 公司营收和归母净利润为 521/213 亿元, 同比-6%/-19%, 主要受长江流域年度来水严重偏枯等因素影响; 2023 年前三季度, 公司营收和归母净利润为 579/215 亿元, 同比+9%/+4% (因 2023 年公司发生同一控制下企业合并, 这两个增速为追溯调整后数据), 主要受益于长江流域第三季度来水同比偏丰。

图33: 公司 2003-2023 年前三季度营业收入及增速



资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理。注: 因 2023 年公司发生同一控制下企业合并, 对比较期间数据进行了追溯调整, 本图中 2022 年前三季度营收金额和 2023 年前三季度营收增速这两个数据为追溯调整后数据。

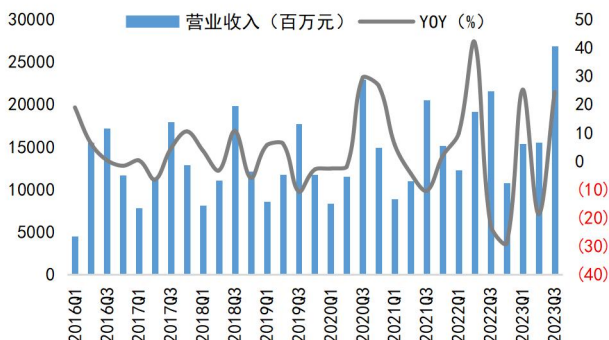
图34: 公司 2003-2023 年前三季度归母净利润及增速



资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理。注: 因 2023 年公司发生同一控制下企业合并, 对比较期间数据进行了追溯调整, 本图中 2022 年前三季度归母净利润金额和 2023 年前三季度归母净利润增速这两个数据为追溯调整后数据。

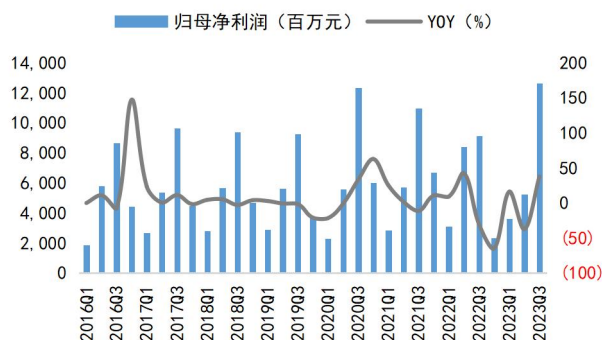


图35: 公司 2016 年-2023 年三季度单季度营业收入情况



资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理 注: 因 2023 年公司发生同一控制下企业合并, 对比较期间数据进行了追溯调整, 本图中 2022 年第三季度营收金额和 2023 年第三季度营收增速这两个数据为追溯调整后数据。

图36: 公司 2016-2023 年三季度单季度归母净利润情况



资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理 注: 因 2023 年公司发生同一控制下企业合并, 对比较期间数据进行了追溯调整, 本图中 2022 年第三季度归母净利润金额和 2023 年第三季度归母净利润增速这两个数据为追溯调整后数据。

**公司水电装机增加和流域梯级联合调度带来发电量增加。**2016 年公司完成溪向两座电站注入, 新增装机 2026 万千瓦, 装机容量达到 4549.5 万千瓦; 2023 年公司完成乌白两座电站注入, 新增装机 2620 万千瓦, 总装机容量达到 7179.5 万千瓦。来水量有“看天吃饭”的属性, 多级水电站的建设和联合调度是目前解决来水波动的最好方式之一, 多级水电站有效蓄水可使得汛期弃水量大大减少, 同时提升枯期发电水头。2023 年乌白电站注入带来装机容量提升, 在来水偏枯的情况下, 带动公司整体发电量同比提升 5.3% (调整后) 至 2762.6 亿千瓦时。

**短期来看年度发电量会受来水波动影响。**2022 年, 受长江流域年度来水严重偏枯、上游新建电站蓄水等因素影响, 公司发电量为 1856 亿千瓦时, 同比下降 11%; 上网电量占发电量的 99.4%, 售电量占发电量的 99.5%, 这两个占比数据基本多年维持稳定。2023 年公司发电量为 2762.6 亿千瓦时, 同比增加 5.3% (调整后)。2023 年上半年长江流域来水同比明显偏枯, 第三季度开始来水情况同比改善, 2023 年乌东德水库和三峡水库来水总量较上年同期分别偏枯 5.5%/偏丰 0.7%。

**长期来看整体机组利用小时数基本稳定。**利用小时数取决于来水, 长江流域来水整体围绕多年均值呈现周期性震荡。虽来水短期难以预测但长期来看来水会均值回归, 公司整体机组利用小时长期会基本稳定。我们测算 2014-2022 年公司整体机组利用小时保持在 4051-4953 小时区间。2022 年, 公司整体机组利用小时为 4051 小时, 同比-11%, 主要受长江流域来水偏枯影响; 其中三峡电站年平均利用小时为 3565 小时, 同比-23%, 葛洲坝电站年平均利用小时为 6675 小时, 同比-8%。

表14: 2021-2023 年公司在运水电站发电量情况

电站名称	2021 年		2022 年		2023 年	
	总发电量 亿千瓦时	同比变动	总发电量 亿千瓦时	同比变动	总发电量 亿千瓦时	同比变动
三峡电站	1,036	-7%	787.90	23.98%	802.71	1.88%
葛洲坝电站	192.56	4%	174.34	-9.46%	176.88	1.46%
溪洛渡电站	553.55	-13%	578.04	4.42%	549.34	-4.97%
向家坝电站	300.63	-9%	315.53	4.96%	311.32	-1.33%
乌东德电站	-	-	366.13	-	349.14	-4.64%
白鹤滩电站	-	-	400.56	-	573.24	43.11%
合计	2083.23	-8%	1855.81	-10.92%	2762.63	5.34%

资料来源: 公司公告、国信证券经济研究所整理 注: 1. 2022 年公司总发电量数据不包括乌东德和白鹤滩两座电站, 2023 年 1 月公司完成乌东德和白鹤滩两座电站的收购, 2023 年总发电量的同比增速为追溯调整

后的计算数据。2. 2023 年白鹤滩电站发电量增速高达 43%主要系 2022 年白鹤滩电站机组尚未全部投产。

**当前公司水电市场化交易占比较低。**公司 2018-2021 年市场化交易电量占比保持在 11%以上。2022 年市场化交易电量仅为 140 亿千瓦时，占上网电量为 7.6%，无论总量还是占比均为 2017 年以来的最低值，占比远低于 2020/2021 年的 14.2%/11.6%，主要系 2022 年电价抬升，受电省市削减市场化交易电量。

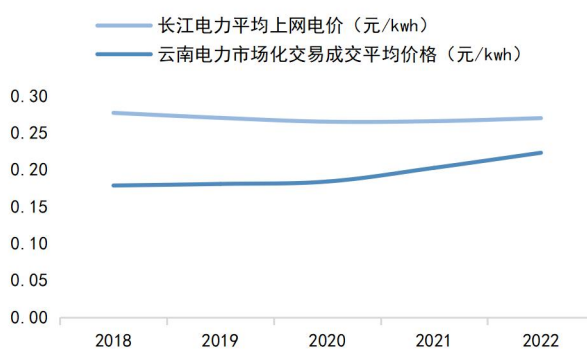
**未来市场化交易占比提升有助于推升公司电价。**近年在双碳目标和电力供需偏紧形势下，市场化电价呈上涨趋势，如云南电力市场化交易年均价格从 2018 年的 0.1785 提升至 2022 年的 0.2229 元/kWh，CAGR 为 5.7%。近些年公司电价呈现小幅波动向上的趋势，2015-2022 年平均上网电价（含税）从 0.2588 提升至 0.2697 元/千瓦时，2018 年最高时为 0.2768 元/千瓦时。2022 年公司平均上网电价为 0.2697 元/千瓦时，同比增长 1.5%。水电电价较其他电源明显偏低，在双碳要求和电力紧供需形势下，随着市场化交易比重提升，未来水电电价仍有上涨空间。

图37：公司上网电量和市场化交易电量占比情况



资料来源：公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

图38：云南水电市场化电价和公司平均上网电价变动情况



资料来源：昆明电力交易中心、Wind、国信证券经济研究所整理

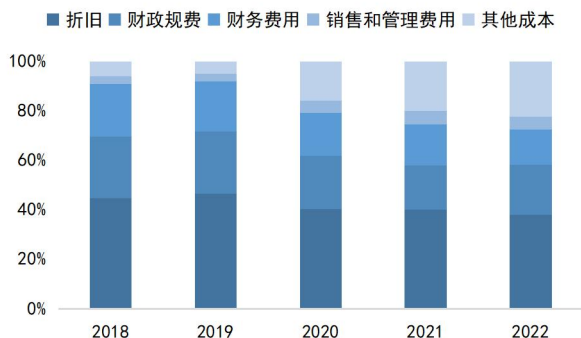
### 盈利能力分析

**公司的发电成本稳定，主要运营成本来自于折旧、财政规费和财务费用。**公司营业总成本稳定可控，根据 2018-2022 年报，公司营业总成本主要由折旧（约 38-46%）、各项财政规费（约 18-25%）、财务费用（约 14-21%）、税金及附加（约 4-5%）、管理费用（约 3-5%）、销售费用（约 0-1%）等组成，其中折旧、财政规费和财务费用占比较大，对净利润影响较大，但基本保持稳定。

**折旧随装机增长而增加，2018-2022 年折旧费占营业成本比重约 50-64%。**固定资产折旧是固定费用。公司折旧主要包括挡水建筑物，机械设备和房屋建筑物，折旧与装机容量高度相关，折旧随机组注入提升。2018-2022 年公司折旧占营业成本比重在 50-64%左右。2016 年来大坝每年计提折旧 32 亿元，机器设备每年计提折旧 57-65 亿元，2022 年大坝和机器设备折旧金额占当年利润总额的 12%和 22%。

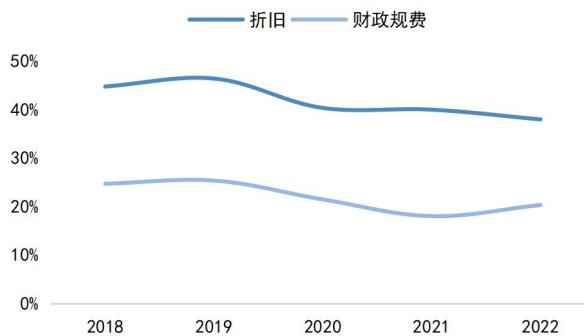
**财政规费随发电量增长而增加，近年财政规费金额基本稳定。**公司财政规费主要由水资源费和库区维护支出组成。水资源费征收标准为每千瓦时 0.8 分，库区维护支出征收标准为每千瓦时 0.8 分，这两项成本是变动费用，根据发电量计收。公司的可变成本较低，且波动很小，对业绩影响有限。

图39: 公司 2018-2022 年营业总成本构成



资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

图40: 公司 2018-2022 年折旧和财政规费占总成本比例的变化

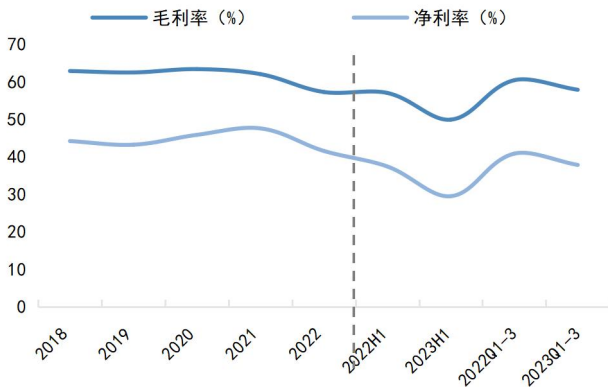


资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

**公司利润率保持长期稳定, ROA 和 ROE 维持在同业较高水平:** 公司毛利率 2013 年以来保持在 57-63% 区间, 净利率保持在 40-48% 区间, ROE 常年维持在 12-17% 区间, 在行业中处于领先地位。公司具备较强水电营销和消纳能力, 销售费用率较低, 近年保持在 0.02-0.3% 区间; 管理费用率也较低, 近年处在 1.7-2.8% 区间。

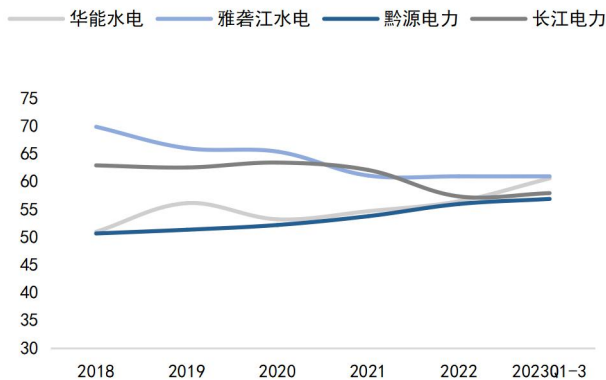
2023 年前三季度公司毛利率同比下降 2.5pct (调整后) 至 57.9%, 净利率同比下降 3.0pct (调整后) 至 37.9%; 主要系收购乌白电站资产后计提的折旧费用增加, 叠加 2023 年白鹤滩水电站全面投产开始全额计提折旧费用, 以及境外配售电业务量增加, 导致营业成本同比增加。

图41: 公司 2018-2023 年前三季度毛利率和净利率



资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理 注: 因 2023 年公司发生同一控制下企业合并, 对比较期间数据进行了追溯调整, 本图中 2022 年前三季度的毛利率和净利率这两个数据为追溯调整后数据。

图42: 公司 2018-2023 年前三季度与同业可比公司毛利率



资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

### 偿债能力: 多年来信用评级良好, 资产负债率维持在合理水平

**资产负债率连续 6 年下行。**水电的开发投资额巨大, 往往需要进行大量的债务融资。公司凭借充沛的现金流, 逐年偿还贷款, 债务规模逐渐降低。2013-2022 年, 公司资产负债率基本维持在 36-57% 之间, 2016 年因溪、向两座电站注入, 资产负债率从 36% 跃升至 57%, 2016 年之后逐年下降。2022 年公司资产负债率为 40%, 同比下降 2pct。

**财务费用率逐渐下降，推动业绩进一步增长。**财务费用是公司期间费用中占比最大的。公司常年维持国内 AAA 级和穆迪 A1 级、惠誉 A+级国际信用评级，融资成本近年呈现显著下行趋势，2022 年公司新增债券成本为 2.89%，较 2020 和 2021 年有所下降。在负债总额和融资成本双双下行的情况下，公司财务费用的金额和财务费用率也呈逐渐下降趋势。2013-2022 年公司财务费用率自 17% 逐渐降至 8%。

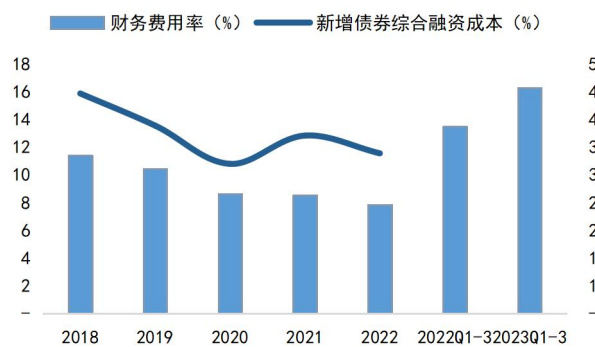
2023 年前三季度，公司负债总额较 2022 年底增长 15%（调整后）至 3707 亿元；资产负债率较 2022 年底增加 8pct（调整后）至 64%；财务费用率同比增加 3pct（调整后）至 16%，主要系并购云川公司后带息负债规模增加，利息费用相应增加，以及利息资本化金额同比减少。

图43：公司 2018-2023 年前三季度总负债及资产负债率



资料来源：公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理 注：2023 年公司发生同一控制下企业合并，对比较期间财务数据进行相应追溯调整，因此本图中 2022 年负债总额和资产负债率为调整后数据。

图44：公司 2018-2023 年前三季度财务费用率和融资成本



资料来源：公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理 注：2023 年公司发生同一控制下企业合并，对比较期间财务数据进行相应追溯调整，因此本图中 2022 年前三季度财务费用率为调整后数据。

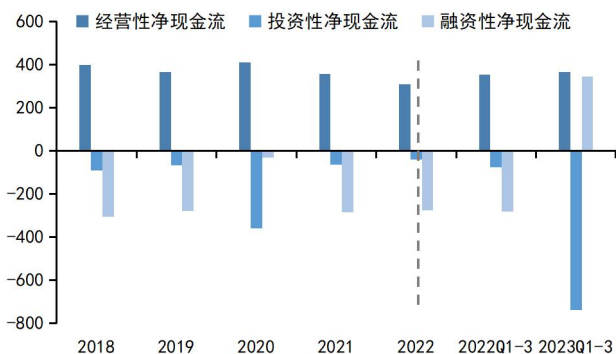
## 现金流量：充沛现金流支撑高分红，利用投资收益平滑业绩

公司有典型的大水电现金牛的财务特征，享受成熟水电站带来的充沛现金流。境内水电业务是公司最主要的营收和利润来源，2022 年营收占比为 84%。受益于水电进入运营期后折旧等非付现成本占比较高，公司体现出鲜明的“现金奶牛”属性，2018-2022 年公司折旧占营业成本的比重在 50-64% 左右。公司 2013-2022 年经营净现金流维持在归母净利润 1.4-2 倍左右；2018-2022 年经营性净现金流均值为 368 亿元，自 2003 年上市以来连续 20 年为正值；2018-2022 年末在手现金余额平均达 82 亿元。

高度充沛的现金流支撑多年的高分红高股息，近三年股息率稳定在 3.6% 以上。公司是中国资本市场首次在公司章程中明确长达 10 年高比例现金分红政策的企业。公司在章程中明确每年现金分红原则上不低于母公司当年实现可供股东分配利润的 50%，并承诺 2016-2020 年公司每股现金分红不低于 0.65 元，2021-2025 年公司分红比例不低于 70%。2016 年以来公司现金分红占归母净利润的比重处在 61%~94% 区间。2022 年公司现金分红比例为 94%，创上市以来历史新高。近三年公司股息率稳定在 3.6% 以上，2022 年股息率为 4.1%。

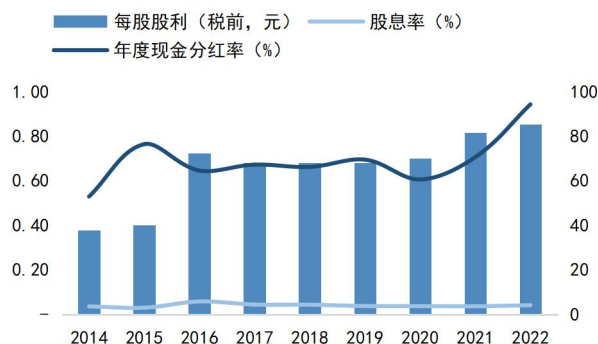
2023 年前三季度，公司投资活动净现金流量同比减少 660.2 亿、同比下降 857.9%（均为调整后），主要系支付并购云川公司交易对价；融资活动净现金流量同比增加 625.4 亿元、同比增长 222.2%（均为调整后），主要系因并购云川公司融资增加。

图45: 公司 2018-2023 年前三季度现金流情况 (亿元)



资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

图46: 公司 2018-2022 年历史分红及股息率情况

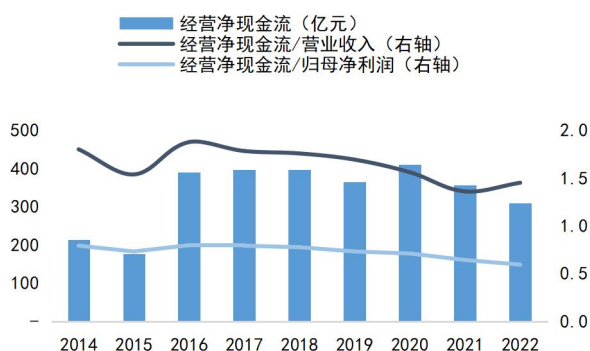


资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

**公司经营净现金流远大于净利润, 经营净现金流有分红、还债、投资三大去向。**公司每年均有大额的固定资产折旧, 因而经营净现金流远大于净利润, 公司 2013-2022 年经营净现金流维持在归母净利润 1.4-2 倍左右, 2018-2022 年经营性净现金流均值为 368 亿元。公司经营净现金流的去向主要包括:

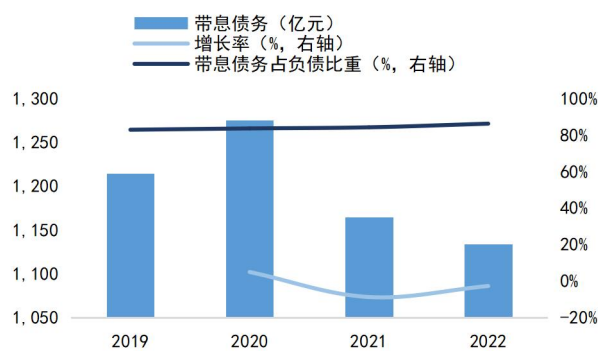
- ◆ **1) 分红:** 公司在《公司章程》中承诺了 2016-2025 年的分红比例, 2025 年后的比例暂未明确。2016 年以来公司现金分红占归母净利润的比例为 61%~94%, 2022 年达到历史最高点 94%。2022 年公司现金分红金额达到 201 亿元, 占经营净现金流的比重为 65%。
- ◆ **2) 还债:** 公司负债的绝大部分为有息负债, 近 3 年占负债比重在 84-86%左右。2016 年以来公司总负债有逐年降低的趋势, 其中 2020 年有所增加主要系收购了秘鲁配电等资产。近 2 年公司有息负债同比均有所减少。2022 年末公司有息负债为 1134 亿元, 同比减少 31 亿元, 偿债金额占经营净现金流的比重为 10%。多年来公司持续通过拓展直接融资渠道等举措尽量降低债务规模, 努力以更低成本的资金置换高息债务, 降低财务费用, 释放公司利润。

图47: 公司经营净现金流金额和占营收及利润的比例



资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

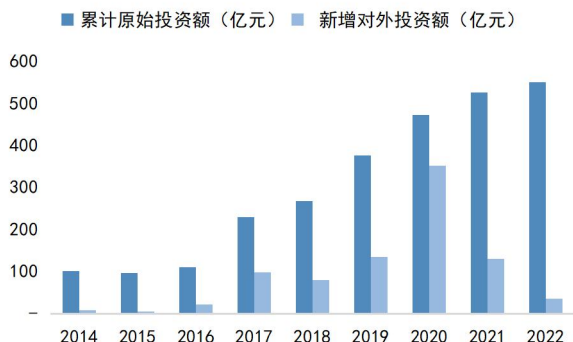
图48: 公司带息债务变动情况



资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

- ◆ **3) 投资:** 包括战略性投资和财务投资。截至 2022 年底, 公司共持有参股股权 63 家, 投资 ETF 基金 2 家, 累计原始投资额 550 亿元, 年内新增对外投资 35 亿元, 新增投资占经营净现金流的比重为 11%。2018-2022 年公司每年平均新增对外投资为 146 亿元, 其中长期股权投资占有很大比重。

图49: 2014-2022 年公司累计原始投资额和新增对外投资额



资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

图50: 公司长期股权投资占累计原始投资额和占总资产比重



资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

公司多年来围绕主业积极开展战略投资，得以在发电主营业务受来水波动影响较为明显的年份中，通过增厚投资收益平滑业绩。公司依托于稳定充沛的现金流，积极围绕清洁能源、区域能源平台、产业链上下游等领域参与股权投资：一级市场上，公司参股湖北能源、广州发展、三峡水利、上海电力等优质电力企业，涉及水电、风电、火电、核电等多领域电力资产及电力能源；二级市场上，公司投资了国投电力、川投能源、桂冠电力、湖北能源等优质水电公司股票。

表15: 公司部分国内参股上市公司持股情况（更新至2023年三季度末）

参股公司	三峡水利	国投电力	川投能源	湖北能源	广州发展	桂冠电力	申能股份
持股比例	13.98%	13.99%	10.87%	26.30%	13.97%	10.45%	9.45%
持股排名	第一大股东	第二大股东	第二大股东	第二大股东	第二大股东	第三大股东	第二大股东
投资意义	配售电业务	雅砻江流域联合调度	雅砻江流域联合调度	湖北发电侧业务	广东发电侧业务	广西发电侧业务	上海发电侧业务

资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

2018 年来公司年投资收益占归母净利润的比例超过 12%，2022 年达到 22%。对比水电同业公司，公司的投资收益占净利润的比重处于最高水平。2016-2022 年公司投资收益平均为 34 亿元（其中近 3 年超过 40 亿元），占归母净利润的比重在 6%-22%之间，2022 年占比达到阶段性的高点 21.6%。未来投资收益或继续提升，有助于公司业绩保持稳健增长态势。

图51: 公司投资收益对归母净利润的贡献情况



资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

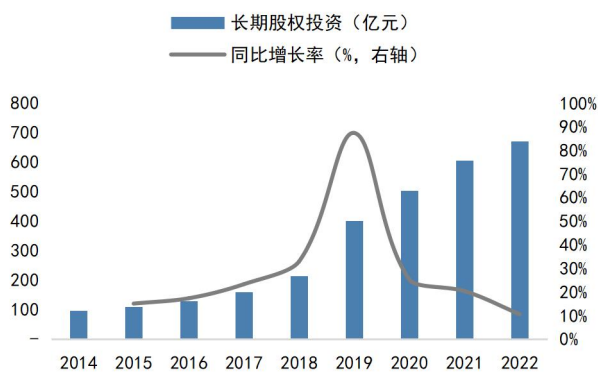
图52: 公司投资收益和剔除投资收益后的归母净利润增速



资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

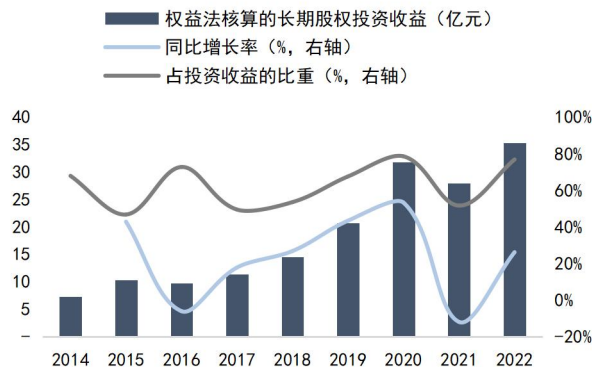
- 1) **长期股权投资是公司投资收益的主要来源**：公司 2014-2022 年长期股权投资体量稳步提升，CAGR 为 27%，2022 年该项资产达到 672 亿元，同比+11%。2018-2022 年公司权益法核算的长期股权投资收益呈波动上行趋势，占投资收益的比重最大，比重在 52-79%之间；2022 年该项收益为 35 亿元，同比增长 26%，占投资收益比重为 77%。

图53：2014-2022 年公司长期股权投资金额及同比增速



资料来源：公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

图54：2014-2022 年公司以权益法核算的长期股权投资收益



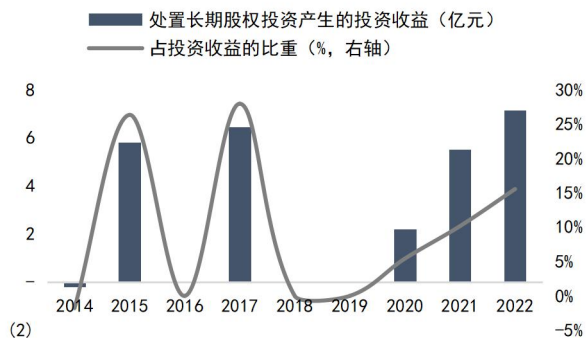
资料来源：公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

- 2) **处置长期股权投资产生的投资收益和处置其他非流动金融资产取得的投资收益是公司可调节性较强的项目**：这两项收益合计后，一般会在来水偏枯的年份金额和占投资收益的比重较高，在来水偏丰的年份金额和占投资收益的比重较低。

其一，处置长期股权投资产生的投资收益，在长江来水偏丰的 2014、2016、2018 年以及偏枯的 2019 年，该项收益几无（2019 年处置其他非流动金融资产取得的投资收益较多）；而在长江来水偏枯的 2015、2017、2021、2022 年，公司主动处置了部分长期股权投资，这几年该项收益分别为 5.8/6.5/5.5/7.2 亿元，占投资收益比重为 26%/28%/10%/16%。如在 2022 年，公司通过二级市场累计减持所持上海电力 6.1% 股权，减持股数 1.6 亿股，回收资金约 18.3 亿元，处置贡献投资收益约 7.1 亿元。

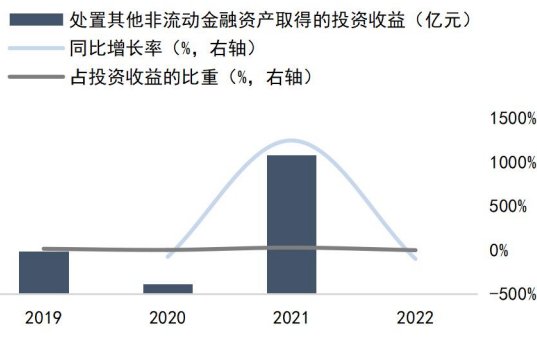
其二，处置其他非流动金融资产取得的投资收益，在长江来水偏枯的 2019 和 2021 年，该项收益为 5/16 亿元，占投资收益的比重为 16%/29%；而在来水偏丰的 2020 年以及来水偏枯的 2022 年该项收益占投资收益比重为 3%/0.01%（2022 年处置长期股权投资产生的投资收益较多）。

图55: 2014-2022 年公司处置长期股权投资产生的投资收益



资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

图56: 2019-2022 年处置其他非流动金融资产取得的投资收益

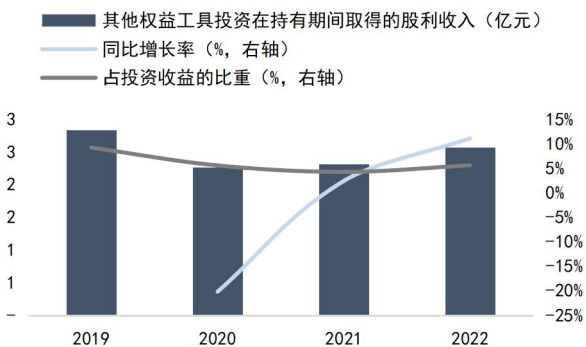


资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

- ◆ 3) 公司其他权益工具持有期间的股利收入和持有其他非流动金融资产取得的投资收益波动相对较小: 公司在二级市场持有的大量股票早年在资产负债表中记为可供出售金融资产, 随着 2019 年金融工具准则变化, 可供出售权益投资, 根据是否是交易性的, 分类到其他权益工具投资或其他非流动金融资产 (1 年以内, 就列示在交易性金融资产)。2019-2022 年, 这两项收益加总的金额在 2.9-4.6 亿元之间小幅波动, 占投资收益的比重在 6-12% 区间。

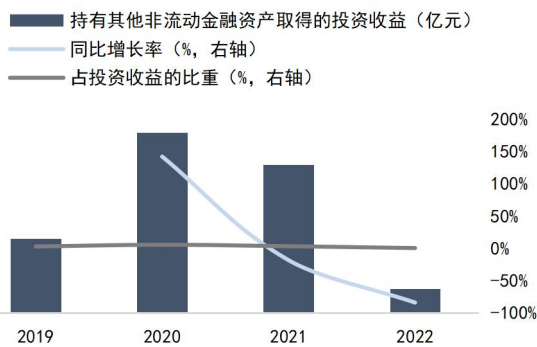
其一, 其他权益工具投资在持有期间取得的股利收入, 2019-2022 年该项收益基本稳定在 2.3-2.8 亿元之间, 2020-2022 年占投资收益的比重在 4-6% 区间。其二, 持有其他非流动金融资产取得的投资收益, 2019-2022 年该项收益在 0.3-2.3 亿元之间波动, 占投资收益的比重在 1-6% 区间。

图57: 2019 年来公司其他权益工具持有期间取得的投资收益



资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

图58: 2019 年来持有其他非流动金融资产取得的投资收益



资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

## 投资价值: 低利率环境有利于公司估值提升

### 股价走势: 公司股价与国债收益率多数时间呈反向走势

2010 年初至 2023 年末, 公司股价累计上涨 340%, 相对大盘累计超额收益为 344%。公司股价走势表现可以大致划分为两个阶段:

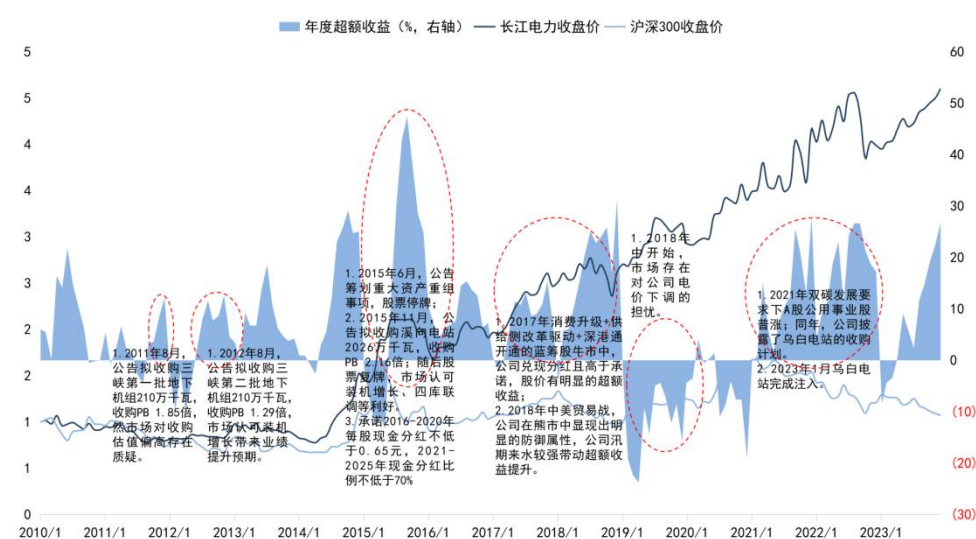
- ◆ 1) 2010-2014 年股价走势平平: 公司于 2004 年上市, 2011 年三峡机组资产



开始注入,2015年溪向电站完成注入(2014年市场开始有预期)。在2004-2014年间,公司股价走势平平,在较长时间内走势持平甚至向下,与沪深300指数走势联动性较强。主要原因是:一方面,这一期间公司暂未形成四库联调的能力,所以业绩受来水影响非常大,业绩稳定性较差;另一方面,基本上是在公司披露或者市场预期要收购机组做资产注入时,才会因业绩迈上新台阶有非常明显的股价抬升和超额收益。

- ◆ **2) 2014-2023年股价明显持续上行:**这一期间公司股价呈现明显的持续上行的趋势,与沪深300指数的相关性减弱,公司走出独立走势且在熊市中表现出较为明显的防御价值。公司估值体系的转折点是2016年左右。首先,公司在溪向电站注入后形成了四库联调的能力,具有平抑来水波动从而稳定业绩的能力;其次,公司在2016年4月承诺了未来10年的高分红;最后,在2016-2017年,外资明显的涌入,外资是主力增量资金同时偏好大盘蓝筹股。

图59: 公司 2010-2023 年股价 (元/股) 和年度超额收益走势



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理 注: 1. 收盘价已经过指数化处理; 2. 年度超额收益展示的是每月底相对于当年初累计的超额收益; 3. 数据更新至2023年12月31日。

长周期来看, 公司股票收益主要来源于以下几点因素。

- ◆ **1) 电站资产注入和装机规模提升驱动收入利润稳增长:**从2011-2012年三峡机组收购、2014-2015年溪向电站注入、2021-2022年乌白电站注入这三次资产重组前后的股价表现看, 资产收购及注入对公司股价超额收益有明显拉动作用, 主要系电站资产注入带来的装机规模提升能对公司业绩增长起到积极作用。
- ◆ **2) 业绩稳+分红高带来较强的防御属性:**公司具备“类债券属性”, 在经济疲软或大盘弱市中防御属性凸显, 如2015年和2018年大盘深度调整时, 公司均有显著超额收益。
- ◆ **3) 外资增量资金进入和持股比例提升带来估值体系重塑:**主要体现在2016-2017年。受2016年12月深港通开启、2017年6月A股纳入MSCI新兴市场指数、2017年人民币趋势性升值及美国国债收益率走低等因素影响, 2016-2017年外资这一增量资金大量流入A股。外资风格偏向大盘蓝筹股, 市场蓝筹股的估值整体有所抬升。公司作为全球稀缺的纯水电标的获得了大

量境外投资者的青睐，陆股通持股比例上升带来了公司估值体系重塑。

图60: 2012-2023 年 SW 公用事业板块外资持股占总市值比例



资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理 注: 统计范围包含陆股通、QFII/RQFII、外资私募。数据更新至 2023 年 12 月 31 日。

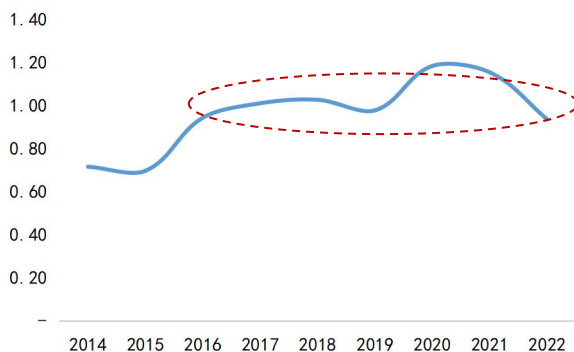
图61: 2016-2023 年长江电力陆股通持股市值占流通 A 股比例



资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理 注: 数据更新至 2023 年 12 月 31 日。

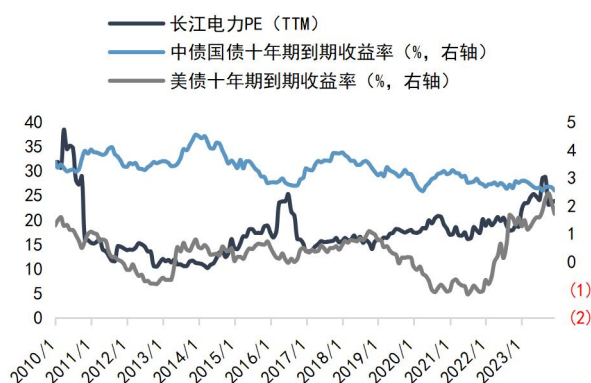
- ◆ **4) 低利率带来估值中枢提升:** 股价  $P = \text{每股收益 EPS} / \text{市盈率 PE}$ 。对于水电这类企业，其盈利这一分子端的变化相对较小，如公司 EPS 在 2016 年和 2022 年均均为 0.94 元/股，期间上下有所波动，因而分母端的变化对其估值的影响较为明显。近几年我国利率下行，带来水电股的估值中枢提升，公司的 PE (TTM) 从 2016 年底 15.2 倍提升至 2023 年 12 月底 23.9 倍，增幅为 58%。

图62: 公司基本每股收益变化情况 (元/股)



资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

图63: 2010-2023 年公司 PE (TTM) 与国债收益率走势对比



资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理 注: 数据更新至 2023 年 12 月 31 日。

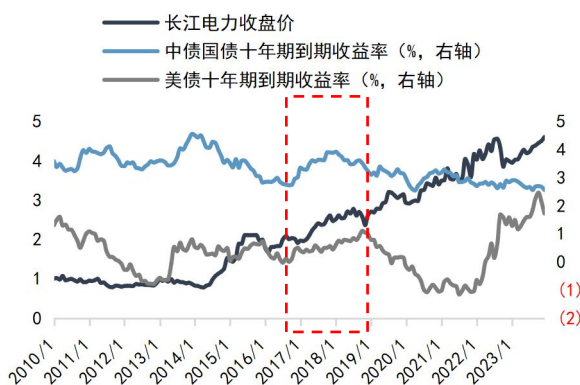
水电公司股票具备鲜明的“类债券”属性，低利率有助于提升公司内在价值。由于水电企业的经营稳定性突出，因此 DCF 模型较为适用。对于永续稳定的行业，当市场利率降低，折现率降低，估值会显著提升。结合历史经验，水电股在利率下行时会迎来估值扩张。对比 2010 年以来公司股价和国债收益率的走势可以发现，公司在近几年的低利率阶段较市场有明显超额收益：

- ◆ **1) 公司股价与国债收益率多数时间呈反向走势:** 除 2016-2017 年间，其余大多数时间公司股价与国债收益率呈现相反的走势，这主要是因为公司多年持续稳定的业绩表现和高分红预期，市场将公司视为债券市场表现欠佳时的替代性投资证券。
- ◆ **2) 公司股价与国收益率 2016-2017 年间呈同向走势:** 在 2017 年公司股价之

所以与国债收益率呈同向走势，主要系 2016-2017 年间美债收益率走低，外资对公司持股比例的提升打破了公司传统的估值体系，进而打破了公司股价与国债收益率走势的反向格局。

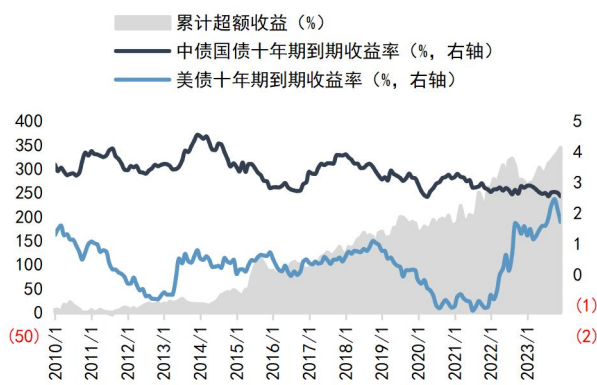
- ◆ 3) 公司股价与国债收益率 2018 年开始回到反向格局：从 2018 年开始，中债国债收益率跟随经济增速的走低逐渐下降，而公司股价在稳健的现金流和业绩以及高分红的驱动下整体呈上行趋势。这期间，公司股价与国债收益率的走势回到反向格局。此外，近两年在美联储多次加息的大背景下，美债收益率持续提升，水电的收益对外资的吸引力较之前有所减弱，使得资金短期大幅调动，2022 年沪深港通对公司的持股比例有所下降，2023 年又有所回升。

图64: 2010-2023 年公司股价与国债收益率走势对比



资料来源：公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理 注：数据截至 2023 年 12 月 31 日。

图65: 2010-2023 年公司累计超额收益与国债收益率走势对比



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理 注：1. 累计超额收益采用的是每月底相对于 2010 年 1 月初累计的超额收益；2. 数据截至 2023 年 12 月 31 日。

**公司股价虽也会受到来水丰枯和电价波动的影响，但影响偏短期。**

- ◆ 1) 来水丰枯：长江流域来水丰枯情况会直接影响公司当期（季度）业绩及股价表现，但长期看，长江来水多年平均视角下能保持稳定，加之公司跨区域联合调度能力可平抑来水波动，因而来水对股价的影响偏短期。
- ◆ 2) 电价调整：电价变化对公司每年营收和利润的影响有限，公司营收和利润规模显著提升主要受装机规模增长驱动。电价调降的消息或者事实会对公司股价产生直接明显的负面影响，如 2018 年市场传出四川将对公司征收过网费的消息，市场因此对公司电价下滑有一定担忧；此外，电价调升对公司股价有正面影响。

图66: 2012-2023 年三峡水库历年来水情况（亿立方米）

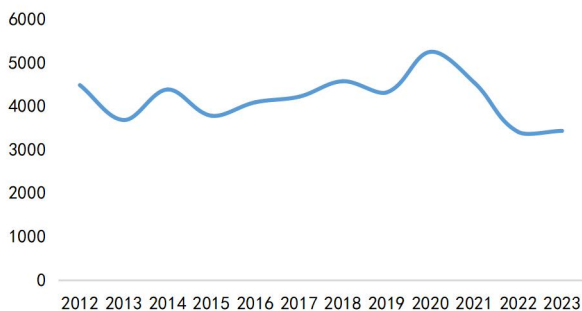
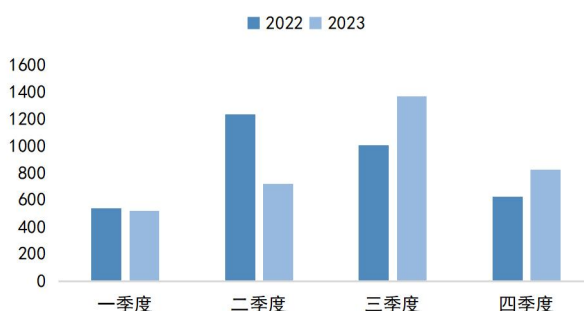


图67: 2022-2023 年单季度三峡水库来水情况（亿立方米）



资料来源：公司公告、国信证券经济研究所整理

资料来源：公司公告、国信证券经济研究所整理

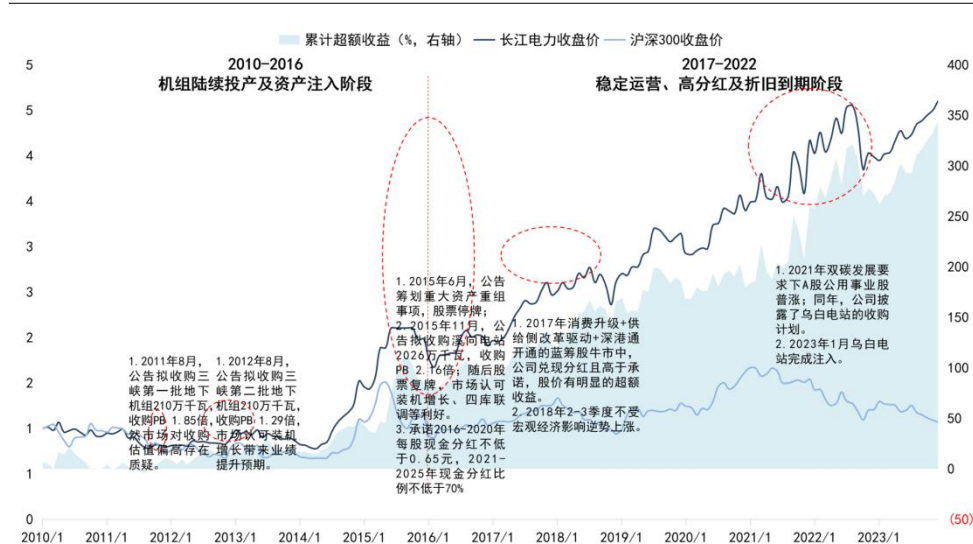
## 超额收益：装机规模提升和高分红驱动累计超额收益趋势向上

复盘长期股价表现，公司相对于大盘的超额收益整体趋势向上。复盘 2010 年以来公司股价走势，可以发现公司股价收益率相对于沪深 300 而言超额收益显著，超额收益虽阶段性的涨跌互现，但整体趋势稳健向上。

2016 年以前公司累计超额收益主要由资产注入因素主导，2016 年之后主要由高股息及高分红因素主导。若以 2010 年初为基点计算公司股价累计超额收益，按超额收益主要驱动因素的不同来划分，大体可分为两个阶段：

- ◆ 1) 2010-2016 年：公司累计超额收益增长趋势较平，超额收益主要来源于机组投产和资产注入。公司这几年累计超额收益增幅不甚明显，有些时候涨跌互现。但累计超额收益在公司披露水电资产注入的时间节点前后，或者说市场预期公司装机显著增加时上涨较为明显。
- ◆ 2) 2017-2022 年：公司累计超额收益呈现较为明朗的上升趋势，超额收益主要来源于高分红和估值提升。这一期间公司未有新的机组资产注入，除了 2021 年公司披露了乌白电站的收购计划时超额收益涨幅明显之外，多数时间超额收益的来源主要是公司随着机组稳定运营和折旧逐渐到期，连年保持着充沛的现金流和高现金分红比例，在宏观经济承压或者大盘熊市时展现出强防御价值，助力公司股价走出独立走势。

图 68：公司 2010-2023 年股价（元/股）和累计超额收益走势



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理 注：1. 收盘价已经过指数化处理；2. 累计超额收益采用的是每月月底相对于 2010 年 1 月初累计的超额收益；3. 数据更新至 2023 年 12 月 31 日。

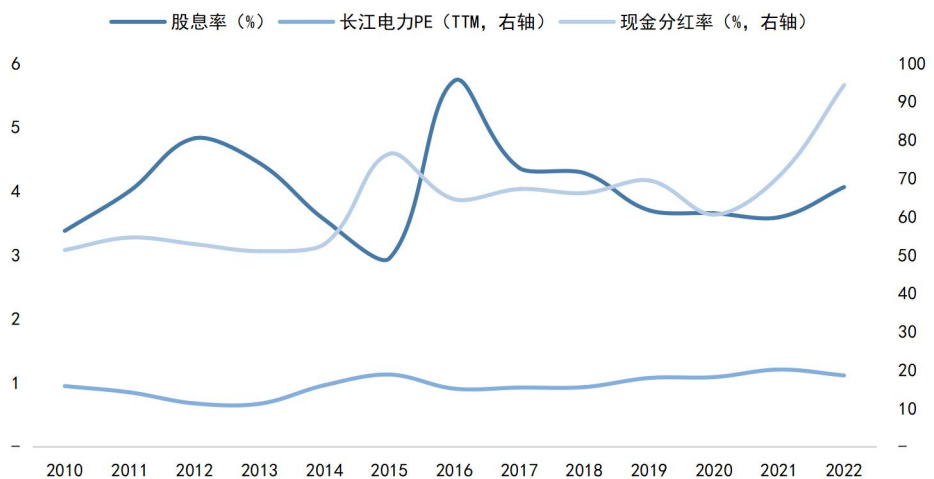
## 投资展望：全球降息预期背景下公司配置价值提升

在市场低迷阶段，市场对高股息资产更加看重。在宏观经济增长逐渐放缓的过程中，投资者的风险偏好降低，对股息率这一代表安全边际的指标更加重视。股息率主要受无风险收益率、利率环境、成长性折价、风险溢价四方面因素影响。2010-2021 年，公司的股息率经历了先上升、后下降、再稳定的阶段，主要系分

子端的分红率和分母端的 PE 均逐渐有所抬升，2022 年公司股息率回升至 4.06%。

- ◆ **无风险收益率：**无风险收益率是股息率的基础。无风险收益率越高，对于有吸引力的股息率的要求也越高。近些年我国无风险收益率逐渐降低，2014 年 1 季度我国无风险收益率高达 4.5%左右，目前降至 2.6-2.7%左右。
- ◆ **利率环境：**在低利率环境下，市场的流动性和风险偏好更高，更加偏好成长风格，也因此股息率市场分化，高的更高而低的更低；在高利率环境下，市场的股息率分化收敛，高股息的价值股因股价上涨而股息率下降，高 PE 的成长股因股价下跌而股息率提高，因此股息率会逐渐向无风险收益率靠拢。
- ◆ **成长性折价：**成长性较高的公司可享受更高的成长性溢价，高成长性可以弥补较低的分红收益，即对股息率的要求也相对较低。
- ◆ **风险溢价：**风险溢价与成长性折价正相关，风险溢价波动直接反映投资者风险偏好的变化。在传统估值体系中，成长性低的行业，需要更高的风险溢价水平，经营稳定、风险可控但成长性相对有限的央企往往身处估值洼地。在中国特色估值体系下，对于垄断性的国央企，风险溢价难有稳定的判断标准。

图69：公司 2010-2022 年股息率、分红率和 PE 估值变化情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

**全球降息预期背景下公司的防御属性更加凸显，配置价值提升。**目前我国处在低利率阶段，2023 年 12 月末 10 年期国债收益率下行至 2.56%，处在近 10 年来底部水平。一方面，低利率阶段有助于公司降低融资成本并节约财务费用；另一方面，低利率也可通过降低 WACC 提升公司内在价值。展望后续，在全球弱宏观环境且有降息预期背景下，我们认为公司凭借稳健的业绩、高分红承诺、高兑现预期的优势，预计对投资者的有持续较强吸引力。

## 未来展望：水风光储一体化打开长期盈利空间

电力供需偏紧下，公司有望充分享受水电市场化交易改革红利

相较于其他电源类型，水电电价预期稳健、波动风险低，未来电价或有提升空间。

- ◆ 水电较其他电源整体上网电价偏低，在电价市场化中有望率先受益。水电企

业合同售电和保障性收购占比较高，市场化交易比例仍有较大提升空间。基于水电电价偏低的优势，水电在电价市场化进程中或率先受益。

- ◆ 在电力供需偏紧背景下，水电落地电价倒推和市场化定价的方式或存在较大的价格上涨弹性。其一，落地电价倒推方面，江苏、广东已经提供了定价新范式，2022、2023年江苏省市场化交易均价均较基准价上浮近20%；2022、2023年广东省年度交易均价较基准价上浮7%和20%；其二，目前我国部分地区鼓励市场化定价，云南、四川等地已经顺利推行。

基于公司具有水电站核心资产地位较高、发电成本较低、下游市场支付能力较强等优势，公司在电力供需偏紧的形势下有较强的竞争力。

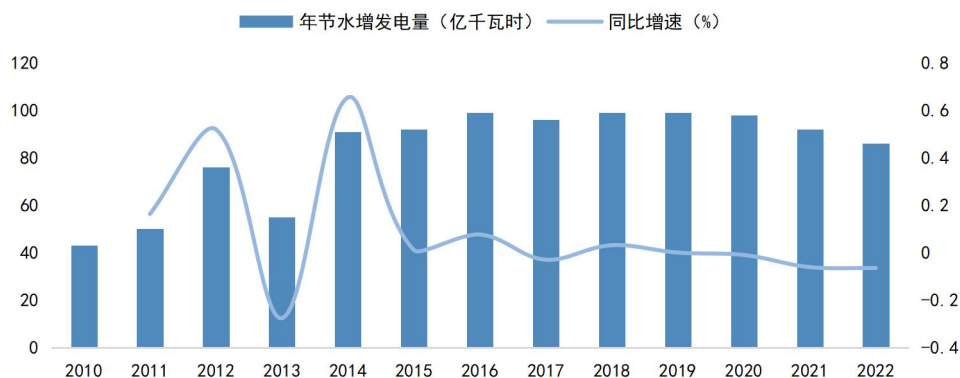
- ◆ 公司售电目标省市多为经济发达地区、电价承受能力较强。三峡电站主要送电至广东、华东、华中、重庆；葛洲坝电站主要送电至华中、华东，向家坝电站主要送电至上海、四川、云南，溪洛渡电站主要送电至浙江、广东、四川、云南。广东、上海、浙江是公司电力消纳的重点方向，也是我国经济发展的重点省市，无论是电量需求还是电价承受能力都较高。
- ◆ 公司较同业公司发电成本低，有望在竞价中获取更大的市场化电量。在电力市场化交易的竞价过程中，决定电力公司竞争力的核心是发电成本；公司的度电营业成本在主要水、火电公司中具备显著优势。如2022年公司水电度电平均成本为0.09元，三峡能源度电平均成本为光伏0.23元、风电0.20元，中国神华煤电度电成本为0.38元。考虑公司的成本结构高度稳定，这一竞争优势预计长期存在。

## 乌白注入带动市场化交易电量和电价提升，水电发展再迈新台阶

乌白电站注入带动装机容量提升，有望进一步带动公司经营收益提升。2023年1月公司完成乌东德、白鹤滩两座水电站合计26.2GW装机注入，占公司总装机的36.5%；境内水电装机总量增长至7169.5万千瓦，涨幅57.6%，达历史新高，为公司业绩增长提供新动能。

“六库联调”下公司预计每年额外增发电量约60-70亿千瓦时。2023年乌白电站资产注入后，公司水电站从“四库联调”升级为“六库联调”，保守估计将在四库联调基础上每年进一步增发电量约60-70亿千瓦时。公司披露2023H1联合调度节水增发电量近35亿千瓦时。但2023年受来水偏枯影响，乌白电站的联合调度效益未完全发挥。随着乌白水坝完成蓄水，流域来水逐步回归正常，预计2024年乌白电站联合调度增发电效益将更加明显。

图70: 公司2010-2022年每年节水增发电量（亿千瓦时）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

**乌白电站外输高电价已确定，公司市场化电量和高电价电量占比有望提升，进而带动综合电价上行。**公司溪向两座水电站的部分电量采用市场化定价。新注入的乌东德水电站除优先发电计划外，部分电量会参与市场化竞价，白鹤滩水电站在2022年过渡期后电价完全市场化。目前乌白电站外输高电价已确定，高于公司历史0.27元/千瓦时的上网电价含税均价。后续随着市场化电量占比提升，以及未来乌白电站向高电价地区输送的电量占比提升（公司在业绩说明会上表示，2023年乌白向高电价地区输送电量比例从60%提至80%），公司整体电价有望逐渐提升。

- ◆ **1) 白鹤滩送苏电价：**江苏发改委此前发布通知，对白鹤滩送苏落地电价按照“基准落地电价+浮动电价”确定，浮动电价参考江苏省年度交易成交均价，同时明确2023年白鹤滩电站送苏落地电价为0.4388元/千瓦时。此外，2024年江苏交易电价维持高比例上浮。2022-2024年江苏电力市场化交易均价分别为0.4667、0.46664、0.45294元/千瓦时（含税），与江苏燃煤基准电价0.391元/千瓦时相比，分别上浮19.36%、19.35%、15.84%。
- ◆ 按外送上网电价=（落地端电价-输电电价）\*（1-线损率）计算，2023年白鹤滩送江苏特高压输电价格为8.36分/千瓦时（含税），倒推白鹤滩送苏上网电价约为0.325元/千瓦时。
- ◆ **2) 白鹤滩送浙电价：**2023年白鹤滩电站送浙落地电价为0.4388元/千瓦时，2023年白鹤滩送浙特高压输电价格为8.14分/千瓦时（含税），倒推白鹤滩送苏上网电价约为0.323元/千瓦时。

表16: 乌东德和白鹤滩水电站不同地区上网电价定价情况

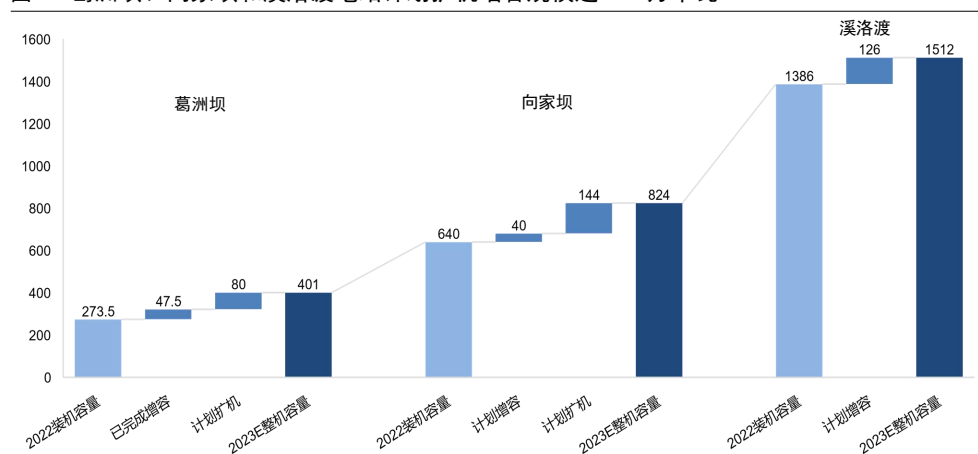
水电站	输电地区	定价方式	上网电价 (元/千瓦时)
乌东德	送广东（2021-2025年优先发电计划198亿千瓦时，2022年起逐年增加10%比例放开部分电量）	保量保价，未放开部分落地电价由合同确定，落地电价为0.421元/千瓦时，上网电价倒推为0.3132元/千瓦时电量 保量竞价，放开部分通过市场化交易形成，上网电价=广东燃煤基础电价+/-省内中长期交易加权平均涨/降幅 或与售电公司直接交易形成上网电价	0.3132 市场化
	送广西（2021-2025年优先发电计划119亿千瓦时，2021年为96亿千瓦时）	落地电价由合同确定，落地电价为0.35元/千瓦时，上网电价倒推为0.2543元/千瓦时	0.2543
	枯水期留存云南60亿千瓦时优先发电计划部分并纳入优先发电计划 其余部分电量	易平均价格 参加受电地区市场化竞价	市场化 市场化
	送浙江	落地电价由合同确定，2021年过渡期送电浙江落地电价为0.4203元/千瓦时，上网电价倒推为0.314元/千瓦时；2023年落地电价为0.4388元/千瓦时，上网电价倒推为0.323元/千瓦时	0.323
白鹤滩	送江苏	按市场化机制协商形成，落地电价按照“基准落地电价+浮动电价”确定，浮动电价参考江苏省年度交易成交均价；2022年落地电价为0.4289元/千瓦时，上网电价倒推为0.3195元/千瓦时；2023年落地电价为0.4388元/千瓦时，上网电价倒推为0.325元/千瓦时	0.325
	送江西等（过渡期） 留存四川100亿千瓦时、以置换方式留存云南40亿千瓦时	落地电价由合同确定，2021年过渡期送电江西落地电价为0.325元/千瓦时，上网电价倒推为0.2111元/千瓦时 2021年过渡期留存四川上网电价为0.2452元/千瓦时	0.2111 四川 0.2452

资料来源：公司公告、公司业绩说明会、国信证券经济研究所整理

公司积极推进扩机增容，目前计划增容规模合计 390 万千瓦，较当前已投产装机容量增长 5.4%。根据公司披露的 2022 年暨 2023 年 1 季度业绩说明会材料，目前公司虽无新增水电站计划，但在积极推进扩机改造增容。机组扩容不涉及水工建设成本，仅需较小成本，投资效益较高。

- ◆ 1) 容量调整方面计划增加 166 万千瓦装机：其中溪洛渡计划容量调整 18 台，单机 70 万调整至 77 万千瓦，合计增加 126 万千瓦；向家坝计划容量调整 8 台，单机 75 万调整至 80 万千瓦，合计增加 40 万千瓦。此外，葛洲坝已于 2022 年将 19 台单机容量 12.5 万千瓦的机组改造成 15 万千瓦的机组，最大发电容量增加 47.5 万千瓦，增长 17.37%。
- ◆ 2) 扩机方面计划增加 224 万千瓦装机：其中葛洲坝计划扩机 4 台，合计增加 80 万千瓦；向家坝计划扩机 3 台，合计增加 144 万千瓦。

图71：葛洲坝、向家坝和溪洛渡电站计划扩机增容规模达 390 万千瓦



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

## 电站折旧到期后毛利率有望提升，盈利能力有望持续稳健增长

各水电站大坝的实际使用年限远超会计折旧年限。公司采用平均年限法对所有固定资产计提折旧，大坝折旧年限在 40-60 年间，其中三峡大坝、向家坝大坝和溪洛渡大坝的折旧年限均为 45 年，葛洲坝大坝为 50 年。公司拥有旗下水电站的永久运营权，大坝的实际设计建筑寿命在 100 年以上，如美国胡佛大坝已经使用超过了 100 年。待大坝折旧到期后，可继续使用很长时间。

水电站机组的实际使用年限也超过会计折旧年限。公司在价值手册中提到，水轮机、发电机的折旧年限均为 18 年。发电机组在折旧到期后不会立即更换，而是会在适当的运维投入下持续运转发电。如葛洲坝电站 1981 年投产使用，其首台发电机组仍在运行发电，此外公司此前通过扩机增容计划对葛洲坝部分老旧发电机组进行更新改造，提升了机组使用时长。

表17：公司固定资产折旧方法

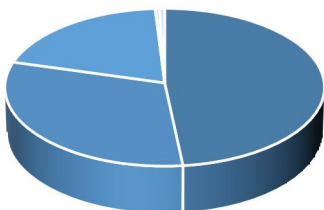
类别	折旧方法	折旧年限（年）	残值率	年折旧率
挡水建筑物	直线法	40-60	—	1.67-2.50
房屋及建筑物	直线法	8-50	0-3	1.94-12.50
机器设备	直线法	5-32	0-3	3.03-20.00
运输设备	直线法	3-10	0-3	9.70-33.33
电子及其他设备	直线法	3-12	0-3	8.08-33.33



资料来源：公司年报、国信证券经济研究所整理

图72：2022年公司固定资产净值构成情况

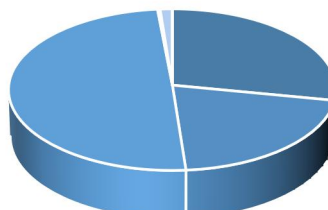
■ 挡水建筑物 ■ 房屋及建筑物 ■ 机器设备  
■ 运输设备 ■ 电子及其他设备 ■ 土地



资料来源：公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

图73：2022年公司固定资产折旧构成情况

■ 挡水建筑物 ■ 房屋及建筑物 ■ 机器设备  
■ 运输设备 ■ 电子及其他设备 ■ 土地



资料来源：公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

水电站机组折旧完成后，单位成本将进一步下降，该部分折旧有望释放业绩。为了测算水电站机组设备折旧计提减少对公司业绩的具体影响，我们统计了公司六座电站机组设备的投产时间、资产注入时间和折旧计提时间。通过比较，我们认为最近几年三峡电站的机组设备折旧计提完成对公司业绩提振的影响在六座电站中最为明显。

- ◆ 在假设六座电站的各台机组设备的折旧年限均为 18 年的前提下，葛洲坝电站全部机组的折旧已于 2007 年左右计提完毕，对公司报表的影响也早已体现；乌东德和白鹤滩电站于 2023 年 1 月刚完成资产注入，对报表的影响暂未体现；溪洛渡和向家坝电站的全部机组折旧完成时间是在 2030-2031 年左右；三峡电站全部机组的折旧于 2021 年左右计提完毕，对近几年报表相对影响最大。

为测算三峡水电站机组设备折旧计提完毕对公司业绩的影响，我们估算了三峡电站 32 台机组设备在 2021-2030 年折旧陆续到期的年间，每年折旧金额的减少情况。具体测算过程如下：

- ◆ 1) 假设电站机组设备折旧年限为 18 年，预计 2021-2030 年三峡电站 32 台机组设备的折旧会陆续计提完毕：三峡电站 2003 年第 1 批 6 台机组投产，2012 年 32 台机组全部投产。依据水轮机和发电机的折旧年限均为 18 年，假设机组设备的折旧年限均为 18 年，三峡电站第 1 批投产的机组折旧于 2021 年计提完毕，预计最后一批投产的机组于 2030 年计提完毕。
- ◆ 2) 估算 2021-2030 年三峡电站机组每年折旧额较上一年减少情况，2021 年测算的折旧减少金额与年报数据较为匹配：我们测算得 2021 年三峡电站机组折旧金额较上一年减少了 1.4 亿元，同时公司年报披露的机器设备的年计提折旧额较上年减少了 1.8 亿元，二者数据大体吻合，一定程度上验证了我们测算的合理性。此外，2022 年公司机器设备年计提折旧额较上年微增 0.16 亿元主要系乌白电站资产注入影响。
- ①假设机组单位装机设备年折旧额约为 147 万元/万千瓦，由此三峡电站单台机组年折旧额约为 1.03 亿元：假设所有电站机组设备折旧年限均为 18 年，经过梳理，三峡、溪洛渡、向家坝三座电站的全部机组全年 12 个月都在计提折旧的年份是 2015-2020 年。考虑溪向电站于 2016 年

完成资产注入，采用 2016-2020 年报披露的机器设备年计提折旧额测算单位装机的年折旧额。三峡电站 32 台机组的单机容量均为 70 万千瓦，由此估算出三峡电站单台机组年折旧额约为  $70 \times 147 / 10000 \approx 1.03$  亿元。

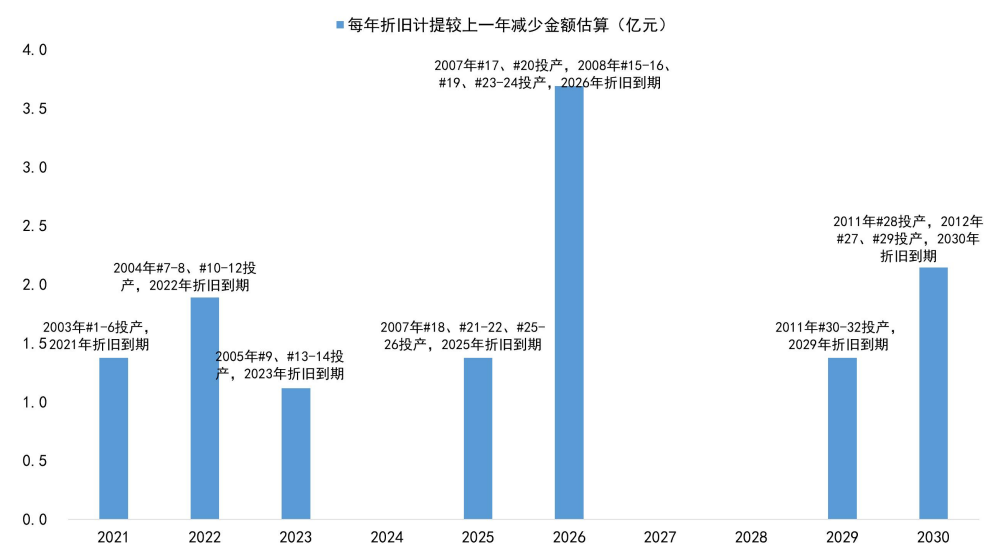
表 18: 2016-2022 年公司机器设备年计提折旧额和单位装机年折旧额测算

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
机组设备年计提折旧额 (亿元)	65.43	65.21	64.88	63.78	58.53	56.73	56.89
全部机组全年都在计提的电站装机容量合计 (万千瓦)	4411	4411	4411	4411	4411	-	-
单位装机容量年折旧额 (万元/万千瓦)	148.34	147.83	147.08	144.58	132.70	-	-

资料来源：公司年报、国信证券经济研究所整理 注：根据上述假设，2016-2020 年三峡、溪洛渡、向家坝三座电站的全部机组都在计提折旧，装机容量合计 4411 万千瓦。三峡电站全部机组在 2021 年折旧折旧计提完毕，但 2021 年可能并非全年 12 个月都有计提折旧。

- ②根据每台机组的投产日期估算折旧计提完毕的月份，进而估算当年较上一年的折旧减少额：假设单台机组月折旧额为  $1.03 / 12 = 0.086$  万元/万千瓦，考虑固定资产的折旧计提日期一般为固定资产入账或者安装完毕之后的下月。由此估算三峡每台机组在何年何月折旧计提完毕，以便较为精准的计算三峡机组设备在某一年的折旧较上一年的减少金额。

图 74: 2021-2030 年三峡水电站机组设备每年折旧计提较上一年减少金额测算



资料来源：公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理 注：图中标注了三峡电站 32 台机组的投产年份和折旧计提完毕的年份，数据测算的是 2021-2030 年每一年三峡电站机组的折旧额较上一年的减少金额。

## 积极推进水风光储一体化全产业链布局，盈利空间进一步拓宽

### 政策支持下抽水蓄能快速发展，国家规划十四五末装机规模达 6200 万千瓦以上

2021 年以来在政策推动下，我国抽水蓄能发展提速。抽水蓄能是未来相当时期内最佳的储能方式。自 2021 年国家发改委和国家能源局相继发布《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》、《抽水蓄能中长期发展规划(2021-2035 年)》等一系列文件以来，抽蓄项目开发建设提速。根据国家能源局数据，我国计划到 2025 和 2030 年将抽水蓄能投产规模分别增至 0.62 亿千瓦和 1.2 亿千瓦以上；2022 年全国新增投产抽蓄电站装机 880 万千瓦，创历史新高；全国新核准抽蓄电站 48 座，核准总装机规模 6890 万千瓦，年度核准规模超过之前 50 年的投产总规模。

表 19: 2021 年以来国家出台政策支持抽水蓄能发展

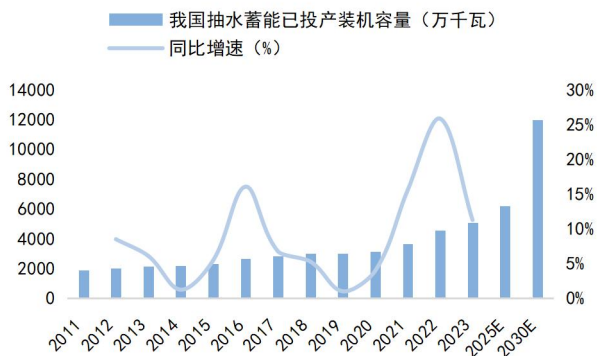
发布时间	部门	文件	重要内容
2021/03	全国人大	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	加快抽水蓄能电站建设和新型储能技术规模化应用。
2021/05	国家发改委	《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》	现阶段, 要坚持以两部制电价政策为主体, 进一步完善抽水蓄能价格形成机制, 以竞争性方式形成电量电价, 将容量电价纳入输配电价回收, 同时强化与电力市场建设发展的衔接, 逐步推动抽水蓄能电站进入市场。
2021/09	国家能源局	《抽水蓄能中长期发展规划(2021-2035 年)》	到 2025 年, 抽水蓄能投产总规模较“十三五”翻一番, 达到 6200 万千瓦以上; 到 2030 年, 抽水蓄能投产总规模较“十四五”再翻一番, 达到 1.2 亿千瓦左右; 到 2035 年, 形成满足新能源高比例大规模发展需求的, 技术先进、管理优质、国际竞争力强的抽水蓄能现代化产业, 培育形成一批抽水蓄能大型骨干企业。
2021/09	中共中央、国务院	《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》	积极发展非化石能源。加快推进抽水蓄能和新型储能规模化应用。
2021/10	国务院	《关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知》	制定新一轮抽水蓄能电站中长期发展规划, 完善促进抽水蓄能发展的政策机制; 到 2030 年, 抽水蓄能电站装机容量达到 1.2 亿千瓦左右, 省级电网基本具备 5% 以上的尖峰负荷响应能力。
2022/01	国家发改委、国家能源局	《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》	加快建设抽水蓄能电站, 探索中小型抽水蓄能技术应用, 推行梯级水电储能。完善抽水蓄能、新型储能参与电力市场的机制, 更好发挥相关设施调节作用。
2022/03	国家发改委、国家能源局	《“十四五”现代能源体系规划》	力争到 2025 年, 抽水蓄能装机容量达到 6200 万千瓦以上、在建装机容量达到 6000 万千瓦左右。
2022/06	国家发改委	《“十四五”可再生能源发展规划的通知》	完善抽水蓄能电站价格形成机制, 提升抽水蓄能电站开发建设积极性, 促进抽水蓄能大规模、高质量发展。
2023/05	国家发改委	《关于抽水蓄能电站容量电价及有关事项的通知》	核定在运及 2025 年底前拟投运的 48 座抽水蓄能电站容量电价。
2023/09	国家发改委、国家能源局	《关于加强新形势下电力系统稳定工作的指导意见》	有序推进具备条件的抽水蓄能电站建设, 探索常规水电改抽水蓄能和混合式抽水蓄能电站技术应用, 新建抽水蓄能机组应具备调相功能。

资料来源: 中共中央国务院、国家发改委、国家能源局、国信证券经济研究所整理

**目前我国抽水蓄能装机规模为 0.51 亿千瓦, 预计 2023-2030CAGR 为 10.6%。**根据 2023 年 6 月水电水利规划设计总院发布的《抽水蓄能产业发展报告 2022》, 截至 2022 年底, 我国抽水蓄能已建/在建装机规模为 0.46 亿千瓦/1.21 亿千瓦, 另有 1.77 亿千瓦正在开展预可行性研究。根据中电联, 截至 2023 年底我国抽水蓄能装机规模达 5094 万千瓦, 同比+11.2%。根据国家能源局规划, 预计 2023-2025 年抽水蓄能装机规模 CAGR 为 10.6%; 2025-2030 年投产规模 CAGR 为 14.1%。

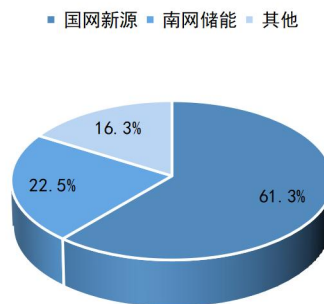
**我国抽蓄行业电站运营领头羊为国网和南网, 五大四小发电集团抽蓄快速发展。**截至 2022 年底, 国家电网旗下的国网新源和南方电网旗下的南网储能在运抽蓄总装机分别为 2806 万千瓦和 1028 万千瓦, 二者在运抽蓄装机占全国总量的 84%。截至 2021 年底, 国网在建抽蓄规模为 4578 万千瓦。2021 年南网提出, 2021-2035 年增加抽蓄装机 3600 万千瓦。未来我国抽蓄电站运营主体将往多元化发展, 五大和四小发电集团以及旗下上市公司主体正积极参与抽水蓄能电站项目建设运营。

图75: 2010-2030 年我国抽水蓄能已投产装机规模和展望



资料来源: Wind、中电联、国信证券经济研究所整理

图76: 截至 2022 年底我国抽水蓄能在运装机格局



资料来源: 公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理

**电价制度不断优化，抽水蓄能电站的盈利能力有望逐步提升。**抽水蓄能电站通过高峰价格与低谷价格的差价赚取利润。在 2020 年 7 月《关于进一步完善分时电价机制的通知》发布后，我国多地更新峰谷电价政策，合理拉大峰谷电价差为抽水蓄能电站打开更多盈利空间。2021 年 5 月《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（633 号文）发布，完善了抽蓄电站两部制价格形成机制及回收渠道。

- ◆ **目前两部制电价已经成为我国抽水蓄能的基本电价机制。**我国抽水蓄能电站电价发展经历过单一电价制、租赁制等，此后逐步建立和完善了两部制电价。两部制电价包括电量电价和容量电价，容量电价主要回收机组固定成本、电量电价主要回收变动成本。根据 633 号文规定，在两部制电价下，抽水蓄能通过电量电价获取的收益有限，容量电费是其最主要的收入来源；容量电价部分保证抽水蓄能项目 6.5%的资本金内部收益率。
- ◆ 2023 年 5 月国家发展改革委发布《关于抽水蓄能电站容量电价及有关事项的通知》，公布了在运及 2025 年底前拟投运的 48 座抽水蓄能电站容量电价。对比在运电站此次核准电价与前期省内核准电价，部分项目容量电价有所下降。虽短期看，此次核准电价或降低部分抽蓄电站盈利能力。但长期看，国家层面明确抽水蓄能容量电价，能更明确抽蓄盈利预期，充分调动各方面积极性，推动抽水蓄能稳定发展。

表20: 2014年以来抽水蓄能电价机制相关的政策

发布时间	部门	文件	重要内容
2014/07	国家发改委	《关于完善抽水蓄能电站价格形成机制有关问题的通知》	电力市场形成前, 抽水蓄能电站实行两部制电价。电价按照合理成本加准许收益的原则核定。其中, 成本包括建设成本和运行成本; 准许收益按无风险收益率(长期国债利率)加1%—3%的风险收益率核定; 电力市场化前, 抽水蓄能电站容量电费和抽发损耗纳入当地省级电网(或区域电网)运行费用统一核算, 并作为销售电价调整因素统筹考虑。
2019/05	国家发改委、国家能源局	《输配电定价成本监审办法》	抽水蓄能电站成本费用不得计入输配电定价成本。
2020/7	国家发改委	《关于进一步完善分时电价机制的通知》	优化分时电价机制, 科学划分峰谷时段, 合理确定峰谷电价价差; 强化分时电价机制执行; 加强分时电价机制实施保障。
2021/05	国家发改委	《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》	现阶段, 要坚持以两部制电价政策为主体, 进一步完善抽水蓄能价格形成机制, 以竞争性方式形成电量电价, 将容量电价纳入输配电价回收, 同时强化与电力市场建设发展的衔接, 逐步推动抽水蓄能电站进入市场。在电力现货市场运行的地方, 抽水蓄能电站抽水电价、上网电价按现货市场价格及规则结算; 在电力现货市场尚未运行情况下, 抽水蓄能电站上网电价按燃煤发电基准价执行, 抽水电价按燃煤发电基准价的75%执行。
2022/12	国家发改委、国家能源局	《关于做好2023年电力中长期合同签订履约工作的通知》	各地应结合实际情况, 制定同本地电力供需和市场建设情况相适应的中长期合同分时段价格形成机制, 合理拉大峰谷价差。
2023/05	国家发改委	《关于抽水蓄能电站容量电价及有关事项的通知》	核定在运及2025年底前拟投运的48座抽水蓄能电站容量电价; 2023年起, 执行单一容量制电价、单一电量制电价和两部制电价的抽水蓄能电站, 均按633号文规定的电价机制执行。
2023/05	国家发改委	《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》	对全国31家在运抽水蓄能电站进行成本监审。

资料来源: 中共中央国务院、国家发改委、国家能源局、国信证券经济研究所整理

### 目前公司已锁定抽水蓄能项目资源近4200万千瓦, 未来有望增厚公司业绩

**公司锁定抽蓄项目资源近4200万千瓦, 长远看有望带来业绩增量。**近几年公司依托长江流域资源、丰富的水电站运营经验和雄厚的资金实力布局抽水蓄能。根据公司2023年三季度投资者沟通情况通报, 截至2023年10月底公司已获取和重点跟踪的抽水蓄能项目有30个, 装机总规模近4200万千瓦。2023年公司首座抽水蓄能电站——甘肃张掖抽蓄电站顺利开工, 标志着公司抽蓄电站投资建设取得实质性进展, 电站总装机140万千瓦, 计划2028年实现首台机组投产发电。2023年重庆菜籽坝抽水蓄能120万千瓦项目也已开工, 计划2029年首台机组投产发电。

- ◆ **甘肃张掖抽水蓄能电站项目:** 2022年10月甘肃发改委核准批复, 同月开工建设, 是公司首个完成核准的抽水蓄能电站。总装机容量140万千瓦(4\*35), 计划年发电量16.37亿千瓦时, 计划年抽水电量21.83亿千瓦时, 综合利用效率约为75%。电站建成后主要承担甘肃电网调峰、填谷、储能、调频、调相、紧急事故备用等任务。计划2028年4月首台机组发电。本项目电量价格采用甘肃电网燃煤发电基准价0.3078元/千瓦时(含增值税), 电站容量价格为643元/千瓦(含增值税)。
- ◆ **重庆奉节菜籽坝抽水蓄能电站项目:** 总装机容量120万千瓦(4\*30), 计划年发电量约11.4亿千瓦时, 计划年抽水电量约15.2亿千瓦时, 综合利用效率约为75%。电站建成后主要承担重庆电网调峰、填谷、储能、调频、调相和紧急事故备用等任务。计划2030年6月首台机组发电, 2031年3月全部机组投产发电。根据《国家发展改革委关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》规定的抽水蓄能容量电价核定办法, 按资本金内部收益率6.5%测算, 电站容量价格654.4元/kW(含税), 年容量电费78,528万元。

表21: 公司部分抽水蓄能项目情况梳理

名称	装机容量 (万千瓦)	投资 (亿元)	设计发电量 (亿千瓦时)	建设状态	预计投产时间
甘肃张掖抽水蓄能电站	140	静态投资 80.5 亿元, 总投资 95.7 亿元	年发电量约 16.4 亿千瓦时	在建	2028 年首次投产, 2029 年全面投产
重庆奉节菜籽坝抽水蓄能电站	120	静态投资 68.9 亿元, 总投资 84.0 亿元	年发电量约 11.4 亿千瓦时	在建	2030 年首次投产, 2031 年全面投产
重庆太和抽水蓄能电站	120			2021 年 3 月政府签约	
湖北黄柏河流域抽水蓄能电站	29			2021 年 12 月政府签约	
湖北白龙潭抽水蓄能电站	120	总投资 102 亿元		2022 年 4 月政府签约	
湖北房县吴山沟抽水蓄能电站	120	动态投资 73 亿元	年发电量约 13.3 亿千瓦时	2022 年 4 月房县抽水蓄能电站预可行性研究报告通过审查	
河北青龙冰沟抽水蓄能电站	100	总投资 77.2 亿元	年发电量约 16.7 亿千瓦时	2022 年 6 月政府签约	
重庆巫山大溪抽水蓄能电站	120			2022 年 8 月项目中标	
湖南溆浦大江口抽水蓄能电站	120	静态投资 60 亿元	年发电量约 13.2 亿千瓦时	2022 年 11 月项目中标	
湖北建始东龙河(石家湾)抽水蓄能电站	120	总投资 63.6 亿元		2023 年 1 月政府签约	
安徽休宁里庄抽水蓄能电站	120	静态投资 67.4 亿元, 动态投资 81.5 亿元	年发电量约 14.4 亿千瓦时	2024 年 1 月政府核准	2030 年首次投产

资料来源: 公司公告、公司官网、国信证券经济研究所整理

为进一步分析抽水蓄能业务的发展对公司业绩的贡献, 我们针对目前公司锁定的 30 个合计装机规模近 4200 万千瓦的抽水蓄能项目, 大体测算了未来项目投产后对公司净利润的影响。具体测算过程如下:

- 1) 假设公司锁定的这 4200 万千瓦抽蓄项目, 平均单位千瓦投资为 7000 元。截至 2023 年 10 月底, 公司已获取和重点跟踪的抽水蓄能项目有 30 个, 装机总规模近 4200 万千瓦, 我们按 4200 万千瓦估算。根据《中国可再生能源发展报告 2022》, 2022 年核准抽水蓄能电站工程平均单位千瓦总投资约为 6665 元。为简化测算, 我们假设 4200 万千瓦项目的单位千瓦投资为 7000 元。
- 2) 假设公司锁定的这 4200 万千瓦抽蓄项目, 平均资本金比例为 20%。国家发改委 2021 年 4 月发布的《抽水蓄能容量电价核定办法》, 在临时容量电价的核价参数标准的规定中, 明确资本金按照工程投资的 20% 计算。此外, 根据公司公告, 公司要求甘肃张掖抽水蓄能电站项目的资本金比例不低于 20%, 重庆奉节菜籽坝抽水蓄能电站项目的资本金比例为 20%。基于此, 我们假设 4200 万千瓦抽蓄项目的平均资本金比例为 20%。
- 3) 保守预计未来公司新增 4200 万千瓦抽蓄装机后, 净利润增加 38 亿元。基于上述分析, 我们测算未来 4200 万千瓦抽水蓄能项目投产后, 公司净资产增加约  $4200 \times 7000 \times 20\% / 10000 \approx 588$  亿元。此外, 参考 2021 年 4 月国家发改委发布的《抽水蓄能容量电价核定办法》, 抽水蓄能项目经营期内, 资本金内部收益率按 6.5% 核定。我们预计抽蓄项目全部投产后可为公司带来净利润增量约 38 亿元, 约占 2022 年公司归母净利润的 18%。

**公司积极通过内控外扩发展新能源产业, 水风光储一体化是未来重要增长点**

公司以大水电为基础, 积极筹建“水风光储一体化”可再生能源综合基地。2021 年公司成立长电新能源有限责任公司, 主营金沙江流域水风光储一体化可再生能源基地的清洁能源项目开发、投资和运营管理, 目前公司全力推进金沙江下游超 1500 万千瓦水风光储一体化基地开发建设, 首批新能源场站顺利投产运行。

**公司也在积极发展智慧综合能源业务, 创新形成了具有三峡特色的城市绿色综合**

**能源管家模式。**公司积极推进智慧综合能源市场拓展，业务布局长江经济带、京津冀、粤港澳等战略区域 20 余个省市，截至 2022 年，在建、运营的分布式光伏项目总装机容量超 300MW，在建、运营的用户侧储能项目总装机容量约 200MWh，已建和在建项目投资总额超 30 亿元。

**公司智慧能源业务规模、发展能力居于国内同类企业第一方阵。**公司建成了全国医疗卫生领域颇为先进的分布式能源站、湖北和上海等地最大的分布式光伏、用户侧储能等标杆项目，业务规模和品牌效益在上海、湖北等多地保持区域领先优势，实现了规模化发展，形成了良好的品牌形象和较强的行业影响力。

## 盈利预测

### 假设前提

我们的盈利预测基于以下假设条件：

值得注意的是，公司披露了 2023 年业绩快报，公告中提到，2023 年公司发生同一控制下企业合并，对比较期间财务数据进行相应追溯调整，因此下文中 2023 年营业总收入增速和归母净利润增速这两个增速为调整后数据，其他数据（包括历史数据和 2023 年分项数据）暂未调整。

**1、水电业务收入：**我们预计 2023-2025 年水电行业收入为 669.6/742.6/752.5 亿元，同比增长 53.6%（调整前）/10.9%/1.3%，毛利率为 60.2%/63.6%/64.2%。

**1) 装机容量：**2023 年 1 月，公司完成乌东德和白鹤滩水电站收购，境内外水电总装机容量增至 7179.5 万千瓦，较 2022 年增长 57.5%。十四五期间内，公司暂无新的电站投产计划。虽公司在推进葛洲坝、溪洛渡和向家坝电站的扩机增容工作，规划增容规模为 390 万千瓦，但考虑完成时间暂无法确定，预计 2023-2025 年公司水电总装机维持 7179.5 万千瓦不变。

**2) 利用小时和发电量：**2022 年长江来水严重偏枯，公司整体发电量同比下滑 10.9%。2023 年上半年来水偏枯，虽三季度开始来水情况转好，但 2023 年，乌东德、溪洛渡和向家坝 3 座电站各自的发电量同比依然下滑 4.6%/5.0%/1.3%，三峡和葛洲坝 2 座电站各自的发电量同比分别微增 1.9%/1.5%，白鹤滩电站的发电量因 2022 年未完全投产同比+43.1%。2023 年公司原有 4 座电站的发电量因来水偏枯同比微降 0.8%，乌白电站注入带动公司整体发电量较上年增加 48.9%（调整前）。

我们假设 2023-2025 年公司发电设备利用小时数为 3843/4272/4320 小时，同比变动-5.1%/+11.1%/+1.1%，主要基于：①公司披露 2023 年发电量为 2762.6 亿千瓦时，倒算 2023 年利用小时约 3843 小时。②2023 年公司蓄水情况较佳，截至 2023 年 10 月 20 日，6 座梯级水库蓄能 338 亿千瓦时，同比增加超 90 亿千瓦时，为 2024H1 打下良好基础。另外，2024 年春在厄尔尼诺影响下预计来水会继续恢复，预计 2024 年利用小时同比有所增加。③考虑长江来水具备多年均值回归倾向，2013-2023 年利用小时均值为 4406 小时，预计 2023-2025 年利用小时会向多年均值逐渐靠拢。

此外，2023 年公司从“四库联调”升级为“六库联调”，能进一步平滑来水波动增发电量，公司预计每年可增发 60-70 亿千瓦时电量。基于以上分析，我们预计 2023-2025 年公司发电量为 2763/3074/3109 亿千瓦时。

**3) 上网电价：**公司 2018-2022 年平均上网电价（不含税）在 0.234-0.238 元/千瓦时区间内波动。我们假设 2023-2025 年公司平均上网电价（不含税）分别为 0.243/0.242/0.243 元/千瓦时。主要基于：①短期看，目前乌白电站外送高电价

已经确定,如 2023 年白鹤滩送苏和送浙上网电价约为 0.325 和 0.323 元/千瓦时,高于公司 2015-2022 年 0.270 元/千瓦时的平均上网电价(含税)。②2023 年乌白电站向高电价地区输电比例有提升,预计会带动公司整体电价上涨。③长期看,未来水电市场化交易电量占比有望逐渐提升,有望拉动公司整体上网电价提升。

**2、其他业务收入:** 主要包含配售电业务、抽水蓄能业务、智慧综合能源业务、国际业务等。我们预计 2023-2025 年其他业务收入为 111.1/128.8/148.1 亿元,同比增长 31.2%/16.0%/15.0%,毛利率为 37.0%/38.0%/38.0%。

**3、投资收益:** 公司在受来水波动影响较为明显的年份中,通过增厚投资收益平滑业绩。2018-2022 年公司投资收益占归母净利润的比例从 12.0%逐年提升至 21.6%。公司对于投资较为谨慎,会结合市场实际情况调整投资额和投资动作。2023 年在市场表现一般的情况下,公司适时下调了投资规划额,前三季度公司实现投资收益 38.3 亿元,同比下降 8.4%。另外考虑未来宏观经济向好,投资环境有望转好。我们预计 2023-2025 年公司投资收益为 38.5/50.0/54.0 亿元,同比变动-16.3%/+29.9%/+8.0%。

**4、毛利率:** 2023 年因乌白电站注入,公司固定资产折旧有所增加,使得 2023 年前三季度毛利率同比下降 2.5pct(调整后)至 57.9%。考虑未来公司电站机组折旧陆续到期,折旧总额预计会逐渐小幅下降,带动水电业务毛利率逐渐小幅提升。同时,公司其他业务也在持续发展,营收占比有望逐渐提升,但因毛利率低于水电业务,长远看可能对公司整体毛利率有所拖累。基于此,我们假设公司 2023-2025 年整体毛利率为 56.9%/59.8%/59.9%。

#### 5、费用率:

**1) 销售费用率:** 考虑公司收入规模不断提升带来规模化效应,销售费用率有望逐步下降。我们预计公司 2023-2025 年销售费用率分别为 0.3%/0.2%/0.2%。

**2) 管理费用率:** 考虑公司收入规模不断提升带来规模化效应,以及合规管理水平不断提升,管理费用率有望逐步下降。基于此,我们预计公司 2023-2025 年管理费用率分别为 2.5%/2.0%/2.0%。

**3) 研发费用率:** 2022 年公司新增科研项目 370 余项,年度科技投入达 6.74 亿元,创历史新高。考虑公司加大研发投入,我们预计研发费用率先提升,后随着规模效应显现,逐渐稳定后下降。考虑 2023 年前三季度研发费用率为 0.4%,我们假设 2023-2025 年公司研发费用率为 0.4%/0.2%/0.2%。

**4) 财务费用率:** 2013-2022 年公司财务费用率自 17%逐渐降至 8%,主要得益于公司持续还本付息、优化负债结构,负债总额和融资成本双双下行。2023 年前三季度,公司财务费用率同比增加 2.8pct(调整后)至 16.3%,主要系并购云川公司后带息负债规模增加,利息费用相应增加,以及利息资本化金额同比减少。考虑后续公司逐渐还本付息、置换高息债务、优化负债结构,预计公司财务费用率会逐渐下行,预计 2023-2025 年财务费用率为 13.1%/11.6%/10.3%。



表22: 公司业务拆分和盈利预测

	2021	2022	2023E	2024E	2025E
<b>1、水电收入</b>					
收入(百万元) (=e*f*100)	48,752	43,599	66,957	74,258	75,247
增速(%)	-8%	-11%	54%	11%	1%
—a. 控股总装机容量(兆瓦)	45,595	45,595	71,795	71,795	71,795
增速(%)	0%	0%	57%	0%	0%
—b. 利用小时	4,547	4,051	3,843	4,272	4,320
增速(%)	-8%	-11%	-5%	11%	1%
—c. 发电量(亿千瓦时) (c=a*b/100000)	2,083	1,856	2,763	3,074	3,109
增速(%)	-8%	-11%	49%	11%	1%
—d. 厂用电率(%)	0.5%	0.5%	0.1%	0.2%	0.2%
—e. 上网电量(亿千瓦时) (e=c*(1-d))	2,073	1,847	2,759	3,067	3,102
增速(%)	-8%	-11%	49%	11%	1%
—f. 平均上网电价(元/千瓦时)	0.235	0.236	0.243	0.242	0.243
增速(%)	0%	0%	3%	0%	0%
毛利(百万元)	32,189	26,698	40,291	47,240	48,317
增速(%)	-8%	-17%	51%	17%	2%
毛利率(%)	66%	61%	60%	64%	64%
<b>2、其他收入</b>					
收入(百万元)	6,894	8,462	11,105	12,882	14,814
增速(%)	41%	23%	31%	16%	15%
毛利(百万元)	2,344	3,130	4,107	4,895	5,629
增速(%)	53%	33%	31%	19%	15%
毛利率(%)	34%	37%	37%	38%	38%
<b>3、营业总收入</b>					
总营收(百万元)	55,646	52,060	78,062	87,140	90,061
增速(%)	-4%	-6%	13%	12%	3%
毛利(百万元)	34,533	29,828	44,398	52,135	53,946
增速(%)	-5.7%	-13.6%	48.8%	17.4%	3.5%
毛利率(%)	62%	57%	57%	60%	60%
<b>4、投资收益</b>					
投资收益(百万元)	5,426	4,600	3,850	5,000	5,400
增速(%)	34%	-15%	-16%	30%	8%
投资收益/归母净利润(%)	21%	22%	14%	15%	15%
<b>5、期间费用</b>					
销售费用率(%)	0.3%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%
管理费用率(%)	2.3%	2.5%	2.5%	2.0%	2.0%
研发费用率(%)	0.1%	0.2%	0.4%	0.2%	0.2%
财务费用率(%)	9%	8%	13%	12%	10%
<b>6、归母净利润</b>					
归母净利润(百万元)	26,273	21,309	27,389	34,265	36,495
增速(%)	0%	-19%	15%	25%	7%
归母净利润率(%)	47%	41%	35%	39%	41%

资料来源:公司公告,国信证券经济研究所整理和预测 注:公司披露了2023年业绩快报,公告中提到,2023年公司发生同一控制下企业合并,对比较期间财务数据进行相应追溯调整,因此本表中2023年营业总收入增速和归母净利润增速这两个为调整后数据,其他数据(包括历史数据和23年分项数据)暂未调整。

综上所述,预计2023-2025年公司总营收为780.6/871.4/900.6亿元,同比增长13.4%(调整后)/11.6%/3.4%;毛利率为56.9%/59.8%/59.9%;归属母公司净利润273.9/343.7/365.0亿元,同比增长15.4%(调整后)/25.1%/6.5%。

## 未来 3 年业绩预测

表23: 未来 3 年盈利预测表

	2022	2023E	2024E	2025E
营业收入 (百万元)	52060	78062	87140	90061
营业成本 (百万元)	22233	33664	35005	36115
销售费用 (百万元)	165	248	174	180
管理费用 (百万元)	1360	2468	2296	2354
研发费用 (百万元)	90	344	139	144
财务费用 (百万元)	4092	10208	10151	9278
营业利润 (百万元)	26936	33192	42575	45361
利润总额 (百万元)	26313	32369	41937	44666
归属于母公司净利润 (百万元)	21309	27389	34265	36495
EPS (元)	0.94	1.12	1.40	1.49
ROE (%)	11.5%	13.5%	16.1%	16.3%

资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理和预测

按上述假设条件, 我们预计公司 2023-2025 年收入分别为 780.6/871.4/900.6 亿元, 同比增长 13.4% (调整后) /11.6%/3.4%; 归母净利润为 273.9/343.7/365.0 亿元, 同比增长 15.4% (调整后) /25.1%/6.5%, 对应摊薄 EPS 为 1.12/1.40/1.49 元。

## 盈利预测情景分析

表24: 情景分析 (乐观、中性、悲观)

	2021	2022	2023E	2024E	2025E
<b>乐观预测</b>					
营业收入 (百万元)	55646	52060	78062	89052	92187
(+/-%)	-3.7%	-6.4%	13.4%	12.2%	3.5%
归母净利润 (百万元)	26273	21309	27389	37042	39438
(+/-%)	-0.1%	-18.9%	15.4%	24.4%	6.5%
摊薄 EPS	1.16	0.94	1.12	1.51	1.61
<b>中性预测</b>					
营业收入 (百万元)	55646	52060	78062	87140	90061
(+/-%)	-3.7%	-6.4%	13.4%	11.6%	3.4%
归母净利润 (百万元)	26273	21309	27389	34265	36495
(+/-%)	-0.1%	-18.9%	15.4%	25.1%	6.5%
摊薄 EPS (元)	1.16	0.94	1.12	1.40	1.49
<b>悲观的预测</b>					
营业收入 (百万元)	55646	52060	78062	85242	87957
(+/-%)	-3.7%	-6.4%	13.4%	11.0%	3.2%
归母净利润 (百万元)	26273	21309	27389	31603	33676
(+/-%)	-0.1%	-18.9%	15.4%	25.9%	6.6%
摊薄 EPS	1.16	0.94	1.12	1.29	1.38
总股本 (百万股)	22742	22742	24468	24468	24468

资料来源: 国信证券经济研究所预测 注: 公司披露了 2023 年业绩快报, 公告中提到, 2023 年公司发生同一控制下企业合并, 对比较期间财务数据进行相应追溯调整, 因此本表中 2023 年营业总收入增速和归母净利润增速这两个为调整后数据, 其他数据 (包括历史数据和 23 年分项数据) 暂未调整。

## 估值与投资建议

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

绝对估值：28 元

未来 3 年估值假设条件见下表：

表25：公司盈利预测假设条件（%）

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
营业收入增长率	15.9%	-3.7%	-6.4%	13.4%	11.6%	3.4%
营业成本/营业收入	36.6%	37.9%	42.7%	43.1%	40.2%	40.1%
管理费用/营业收入	2.2%	2.3%	2.5%	2.5%	2.0%	2.0%
研发费用/营业收入	0.1%	0.1%	0.2%	0.4%	0.2%	0.2%
销售费用/销售收入	0.2%	0.3%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%
营业税及附加/营业收入	2.1%	2.1%	2.1%	2.1%	1.9%	1.9%
所得税税率	18.3%	18.3%	17.7%	14.1%	17.0%	17.0%
股利分配比率	73.4%	76.2%	105.8%	95.5%	70.0%	70.0%

资料来源：Wind，国信证券经济研究所预测 注：公司披露了 2023 年业绩快报，公告中提到 2023 年公司发生同一控制下企业合并，对比较期间财务数据进行相应追溯调整，因此本表中 2023 年营业收入增速为调整后数据，其他数据（包括历史数据和 23 年分项数据）暂未调整。

表26：资本成本假设

无杠杆 Beta	0.70	T	14.09%
无风险利率	2.50%	Ka	7.05%
股票风险溢价	6.50%	有杠杆 Beta	1.03
公司股价（元）	24.15	Ke	9.22%
发行在外股数（百万）	24468	E/(D+E)	64.31%
股票市值（E，百万元）	590907	D/(D+E)	35.69%
债务总额（D，百万元）	327955	WACC	6.94%
Kd	3.30%	永续增长率（10年后）	2.0%

资料来源：国信证券经济研究所假设 注：股价数据更新至 2024 年 2 月 1 日。

从估值方法特征来看，以 DCF、FCFF 为代表的绝对估值更适用于连续盈利、商业模式较为稳定的公司。水电行业盈利稳定，长江电力是水电行业龙头，现金流稳定充沛，业绩稳健增长兼具高股息。我们根据以上主要假设条件，采用 FCFF 估值方法，得出公司合理价值为 27.9 元，较 2024 年 2 月 1 日的股价有 15.3% 的溢价空间。

- EBIT：我们预计公司 2023-2025 年 EBIT 为 397/479/496 亿元，一方面，得益于公司水电业务收入稳健增长，其中 2023 年 1 月乌白电站注入后既带动公司发电量再上一个台阶，也带动了公司平均上网电价提升；另一方面，包括配售电、智慧能源等在内的其他业务平稳发展；另外，公司也通过在二级市场投资实现一定的投资收益，在来水偏枯的年份可对业绩缺口形成一定补充。
- 所得税税率：我们假设公司 2023-2025 年所得税率为 14.1%/17.0%/17.0%，其中 2023 年所得税率较低主要系乌白电站享受一定的所得税优惠。乌东德水电站免征 2020-2022 年企业所得税，减半征收 2023-2025 年企业所得税；白鹤滩电站免征 2021-2023 年企业所得税，减半征收 2024-2026 年企业所得税。之后至 2030 年，乌白电站按 15% 税率缴纳企业所得税。
- 折旧与摊销：我们假设公司 2023-2025 年折旧与摊销为 185/185/185 亿元。2023 年，因乌白电站注入带来固定资产大幅提升，我们预计公司折旧与摊销同比增加 74 亿元。2024-2025 年，我们预计公司折旧与摊销短期保持基本稳定。长远看，随着公司水电站机组折旧陆续到期，折旧会逐渐小幅缓慢下降。
- 营运资金净变动：我们假设公司 2023-2025 年营运资金的净变动为 3/18/13

亿元，其中 2023 年数值相对较小主要系 2023 年因乌白电站注入应收账款增加较多。2024-2025 年，随着公司逐渐收回乌白电站的电费等款项，预计公司应收账款较 2023 年逐渐减少。

- ◆ 资本性投资：我们假设公司 2023-2025 年资本性投资为 2489/11/11 亿元，其中 2023 年金额较大主要系公司并入乌白电站带来固定资产增加；2024-2025 年考虑公司不会新增水电站，预计资本性投资金额较 2023 年明显减少。
- ◆ FCFF：我们预计公司 2023-2025 年 FCFF 为-1834/515/489 亿元，其中 2023 年 FCFF 为负值主要系乌白电站注入；之后年份，基于公司水电业务有稳定充沛的现金流，预计 FCFF 转为正值且长远看预计小幅稳定增长。

表27: 公司 FCFF 估值表

	2023E	2024E	2025E
EBIT (百万元)	39,706.4	47,870.2	49,556.9
所得税税率	14.09%	17.00%	17.00%
EBIT*(1-所得税税率)(百万元)	34,110.5	39,732.3	41,132.2
折旧与摊销 (百万元)	18,457.9	18,468.3	18,489.0
营运资金的净变动 (百万元)	262.3	1,849.1	1,264.1
资本性投资 (百万元)	(248,937.6)	(1,100.7)	(1,100.7)
FCFF (百万元)	(196,106.8)	58,948.9	59,784.6
PV(FCFF) (百万元)	(183,379.1)	51,545.4	48,883.3
核心企业价值 (百万元)	938,369.6		
减: 净债务 (百万元)	256,926.0		
股票价值 (百万元)	681,443.6		
每股价值 (元/股)	27.85		

资料来源: 国信证券经济研究所预测

### 绝对估值的敏感性分析

该绝对估值相对于 WACC 和永续增长率较为敏感，下表为敏感性分析。

表28: 绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析 (元)

		WACC 变化				
		5.9%	6.4%	6.94%	7.4%	7.9%
永续 增长 率变 化	3.5%	66.47	51.92	41.61	33.92	27.97
	3.0%	54.65	43.88	35.86	29.65	24.70
	2.5%	46.26	37.88	31.40	26.24	22.03
	2.0%	40.00	33.23	27.85	23.46	19.82
	1.5%	35.15	29.53	24.95	21.14	17.94
	1.0%	31.29	26.50	22.53	19.19	16.34
	0.5%	28.13	23.99	20.50	17.52	14.95

资料来源: 国信证券经济研究所分析

### 相对估值: 28-29 元

考虑业务相似性和相关性，A 股上市公司中，选择同样从事电力业务的 3 家上市公司作为可比公司，包括华能水电、国投电力、川投能源，可比公司 2024 年平均 PE 为 14.9 倍。公司是全球水电业务龙头，在主营水力发电业务上和水风光储一体化等延伸业务上均领先于国内同业公司，可较行业平均估值给予一定估值溢价。我们给予公司 2024 年 20-21 倍 PE，对应合理价值为 28.0-29.4 元/股，较目前股价有 16.0%-21.8%的溢价空间。

**表29: 公司与可比公司主要经营业务和财务情况对比**

公司简称	股权关系	主营业务	营业收入 (亿元)		归母净利润 (亿元)		经营净现金流 (亿元)		ROE	水电装机 万千瓦
			2022	CAGR5	2022	CAGR5	2022	CAGR5		
长江电力	-	主要从事水力发电、清洁能源和智慧综合能源、配售电以及投融资业务，在中国、秘鲁、巴西、巴基斯坦等多个国家开展相关业务。	520.6	0.40%	213.1	-1.50%	309.1	-6.10%	11.6%	7179.5 (2023/12)
华能水电	-	一家大型流域水电企业，主营水力发电和新能源发电项目的开发、建设、运营与管理。	211.4	8.00%	68	4.00%	166.2	11.10%	10.3%	2559.98 (2023/9)
国投电力	-	长江电力是一家以水电为主、水火共济、风光互补的综合公司第二大股东，持股比例13.99%。国投电力是国内上市公司中处于行业领先地位。	504.9	5.30%	40.8	-1.70%	219.6	3.40%	7.7%	2128 (2023/6)
川投能源	-	长江电力是四川省投资集团旗下从事电力生产的上市公司第二大股东，通过一系列资产重组和稳健经营，确立了以水电清洁能源为主和铁路信息产业为辅的发展格局。	14.2	13.20%	35.2	-0.40%	6.1	10.10%	10.8%	1920 (2023/6)

资料来源：公司公告、国信证券经济研究所整理 注：1. 持股比例数据截止到2023年三季报；2. CAGR计算的是2018-2022年的复合增速；3. 各公司装机数据为水电装机，统计时间已在括号里注明，其中川投能源统计的是雅砻江水电站装机。

**表30: 同业可比公司估值比较 (更新至2024年2月1日)**

公司代码	公司名称	投资评级	收盘价 (元)	总市值 (亿元)	EPS		PE	
					2023E	2024E	2023E	2024E
600025.SH	华能水电	-	8.7	1,573.2	0.4	0.5	20.4	18.3
600674.SH	川投能源	-	15.5	708.5	1.1	1.2	13.9	13.2
600886.SH	国投电力	-	13.9	1,036.1	0.9	1.0	15.4	13.3
600900.SH	长江电力	买入	24.2	5,909.1	1.1	1.4	21.6	17.2

资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理并预测 注：华能水电、国投电力、川投能源盈利数据取自Wind一致预测。

## 投资建议：公司业绩稳健增长兼具高股息，维持“买入”评级

公司是我国水电上市公司龙头，六库联调有助于平滑来水波动进而增发电量，公司还积极推进水风光储一体化发展，未来业绩有望稳健增长。考虑2023年来水总体偏枯，公司发电量增长不及预期。我们下调盈利预测，预计2023-2025年公司营收为780.6/871.4/900.6亿元（下调3.5%/4.2%/2.1%），同比增长13.4%（调整后）/11.6%/3.4%；归母净利润为273.9/342.7/365.0亿元（下调9.7%/3.6%/2.3%），同比增长15.4%（调整后）/25.1%/6.5%，摊薄EPS为1.12/1.40/1.49元，对应当前PE为22/17/16x。结合多角度估值，我们预计公司合理价值为28-29元/股，较目前股价有15%-22%的溢价空间，维持“买入”评级。

## 风险提示

### 估值的风险

我们采取了绝对估值和相对估值方法，多角度综合得出公司的合理估值在28-29元/股之间，但该估值是建立在相关假设前提基础上的，特别是对公司未来几年自由现金流的计算、加权平均资本成本（WACC）的计算、TV的假定和可比公司的估值参数的选定，都融入了很多个人判断，进而导致估值出现偏差风险，具体来说：

可能由于对公司显性期和半显性期收入和利润增长率估计偏乐观，导致未来10

年自由现金流计算值偏高，从而导致估值乐观的风险；

加权平均资本成本（WACC）对公司绝对估值影响非常大，我们在计算 WACC 时假设无风险利率为 2.5%、风险溢价 6.5%，可能仍然存在对该等参数估计或取值偏低、导致 WACC 计算值偏低，从而导致公司估值高估的风险；

我们假定未来 10 年后公司 TV 增长率为 2.0%，公司所处行业可能在未来 10 年后发生较大的不利变化，公司持续成长性实际很低或负增长，从而导致公司估值高估的风险；

相对估值方面，我们选取了与公司业务相同或相近的水电公司比如华能水电、国投电力、川投能源，可比公司 2024 年平均 PE 为 15 倍。公司是全球水电业务龙头，在主营水力发电业务上和水风光储一体化等延伸业务上均领先于国内同行业公司，可较行业平均估值给予一定估值溢价。我们最终给予公司 2024 年 20-21 倍 PE，可能未充分考虑市场及该行业整体估值偏高的风险。

### 盈利预测的风险

我们假设公司 2023-2025 年收入增长 13.4%（调整后）/11.6%/3.4%，可能存在对公司发电量及电价预计乐观、进而高估未来 3 年业绩的风险。

我们预计公司 2023-2025 年毛利分别增长 48.8%（调整前）/17.4%/3.5%，可能存在对公司成本估计偏低、毛利高估，从而导致对公司未来 3 年盈利预测值高于实际值的风险。

### 经营风险

**贸易保护主义和贸易摩擦风险：**公司经营区域覆盖秘鲁、巴西、巴基斯坦等多个海外国家。若贸易摩擦进一步加剧，可能对公司的经营业绩形成不利影响。

**境外经营的风险：**公司下设多家境内外子公司，层级较多，面临各国法律及税收的监管要求。如果未来境外子公司所在国家或地区法律及税收的监管要求发生不利变化，同时公司实际控制人、管理层缺少相应的管理经验和能力，将增加公司管理协调的难度，带来经营管理风险，从而对业绩造成不利影响。

### 财务风险

**资产负债率及有息负债过高的风险：**公司资产负债率超过 50%、且总负债几乎都是**有息负债**，若财务管理不当，未来存在短期流动性的风险。

### 政策风险

公司所处水电行业一定程度上受到国家政策的影响，可能由于政策变化，使得公司出现营业收入和利润不及预期的风险。

## 附表：财务预测与估值

资产负债表（百万元）						利润表（百万元）					
	2021	2022	2023E	2024E	2025E		2021	2022	2023E	2024E	2025E
现金及现金等价物	9930	9302	9488	9573	9454	营业收入	55646	52060	78062	87140	90061
应收款项	4342	5111	14971	14324	14558	营业成本	21113	22233	33664	35005	36115
存货净额	470	453	667	719	763	营业税金及附加	1164	1072	1632	1656	1711
其他流动资产	3181	436	653	729	754	销售费用	150	165	248	174	180
<b>流动资产合计</b>	<b>17923</b>	<b>15302</b>	<b>25779</b>	<b>25346</b>	<b>25529</b>	管理费用	1360	1360	2468	2296	2354
固定资产	221604	214222	443510	425973	408242	研发费用	39	90	344	139	144
无形资产及其他	20181	22113	22860	22907	22954	财务费用	4751	4092	10208	10151	9278
投资性房地产	8137	8465	8465	8465	8465	投资收益	5426	4600	3850	5000	5400
长期股权投资	60717	67166	71029	74529	78029	资产减值及公允价值变动	376	(654)	(156)	(145)	(318)
<b>资产总计</b>	<b>328563</b>	<b>327268</b>	<b>571643</b>	<b>557220</b>	<b>543219</b>	其他收入	(33)	(149)	(344)	(139)	(144)
短期借款及交易性金融负债	29756	34949	116717	125499	119788	营业利润	32876	26936	33192	42575	45361
应付款项	694	942	1324	1348	1486	营业外净收支	(467)	(623)	(823)	(638)	(694)
其他流动负债	22956	16568	23451	24780	26229	<b>利润总额</b>	<b>32409</b>	<b>26313</b>	<b>32369</b>	<b>41937</b>	<b>44666</b>
<b>流动负债合计</b>	<b>53406</b>	<b>52458</b>	<b>141492</b>	<b>151627</b>	<b>147504</b>	所得税费用	5924	4664	4562	7129	7593
长期借款及应付债券	70418	76238	211238	176238	155238	少数股东损益	212	340	419	542	578
其他长期负债	14451	2818	5818	5818	5818	<b>归属于母公司净利润</b>	<b>26273</b>	<b>21309</b>	<b>27389</b>	<b>34265</b>	<b>36495</b>
<b>长期负债合计</b>	<b>84869</b>	<b>79056</b>	<b>217056</b>	<b>182056</b>	<b>161056</b>	<b>现金流量表（百万元）</b>					
<b>负债合计</b>	<b>138275</b>	<b>131514</b>	<b>358548</b>	<b>333683</b>	<b>308560</b>	净利润	26273	21309	27389	34265	36495
少数股东权益	9224	10266	10285	10447	10621	资产减值准备	(58)	309	288	(22)	(22)
股东权益	181064	185488	202811	213090	224039	折旧摊销	11407	11016	18458	18468	18489
<b>负债和股东权益总计</b>	<b>328563</b>	<b>327268</b>	<b>571643</b>	<b>557220</b>	<b>543219</b>	公允价值变动损失	(376)	654	156	145	318
<b>关键财务与估值指标</b>						财务费用	4751	4092	10208	10151	9278
每股收益	1.16	0.94	1.12	1.40	1.49	营运资本变动	(14193)	(15799)	262	1849	1264
每股红利	0.88	0.99	1.07	0.98	1.04	其它	109	(328)	(270)	185	196
每股净资产	7.96	8.16	8.29	8.71	9.16	<b>经营活动现金流</b>	<b>23161</b>	<b>17160</b>	<b>46284</b>	<b>54890</b>	<b>56740</b>
ROIC	9.69%	8.11%	7%	7%	8%	资本开支	0	(4516)	(248938)	(1101)	(1101)
ROE	14.51%	11.49%	14%	16%	16%	其它投资现金流	0	0	0	0	0
毛利率	62%	57%	57%	60%	60%	<b>投资活动现金流</b>	<b>(10293)</b>	<b>(10966)</b>	<b>(252801)</b>	<b>(4601)</b>	<b>(4601)</b>
EBIT Margin	57%	52%	51%	55%	55%	权益性融资	(86)	27	16097	0	0
EBITDA Margin	78%	73%	75%	76%	76%	负债净变化	21992	2178	145000	(30000)	(20000)
收入增长	-4%	-6%	13%	12%	3%	支付股利、利息	(20008)	(22544)	(26163)	(23986)	(25547)
净利润增长率	-0%	-19%	15%	25%	7%	其它融资现金流	(16052)	33882	81769	8782	(5711)
资产负债率	45%	43%	65%	62%	59%	<b>融资活动现金流</b>	<b>(12170)</b>	<b>(6822)</b>	<b>206702</b>	<b>(50204)</b>	<b>(52258)</b>
股息率	3.6%	4.1%	4.8%	4.4%	4.7%	<b>现金净变动</b>	<b>699</b>	<b>(628)</b>	<b>186</b>	<b>86</b>	<b>(119)</b>
P/E	20.9	25.8	21.6	17.2	16.2	货币资金的期初余额	9231	9930	9302	9488	9573
P/B	3.0	3.0	2.9	2.8	2.6	货币资金的期末余额	9930	9302	9488	9573	9454
EV/EBITDA	15.9	17.8	16.3	13.9	13.2	企业自由现金流	0	13030	(196107)	58949	59785
						权益自由现金流	0	49090	21892	29306	26372

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测 注：公司披露了2023年业绩快报，公告中提到，2023年公司发生同一控制下企业合并，对比较期间财务数据进行相应追溯调整，因此本表中2023年收入增速和净利润增速这两个增速为调整后数据，其他数据（包括历史数据和2023年分项数据）暂未调整。

# 免责声明

## 分析师声明

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

## 国信证券投资评级

投资评级标准	类别	级别	说明
报告中投资建议所涉及的评级（如有）分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后6到12个月内的相对市场表现，也即报告发布日后的6到12个月内公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。A股市场以沪深300指数（000300.SH）作为基准；新三板市场以三板成指（899001.CSI）为基准；香港市场以恒生指数（HSI.HI）作为基准；美国市场以标普500指数（SPX.GI）或纳斯达克指数（IXIC.GI）为基准。	股票 投资评级	买入	股价表现优于市场代表性指数20%以上
		增持	股价表现优于市场代表性指数10%-20%之间
		中性	股价表现介于市场代表性指数±10%之间
		卖出	股价表现弱于市场代表性指数10%以上
	行业 投资评级	超配	行业指数表现优于市场代表性指数10%以上
		中性	行业指数表现介于市场代表性指数±10%之间
		低配	行业指数表现弱于市场代表性指数10%以上

## 重要声明

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

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

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

## 证券投资咨询业务的说明

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

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



## 国信证券经济研究所

### 深圳

深圳市福田区福华一路 125 号国信金融大厦 36 层  
邮编：518046 总机：0755-82130833

### 上海

上海浦东民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 12 层  
邮编：200135

### 北京

北京西城区金融大街兴盛街 6 号国信证券 9 层  
邮编：100032