

## 公用事业/电力

## 水电行业深度报告：

## -- 看好高股息率龙头及不受平台制约的高成长标的

**评级：增持（维持）**
**分析师：李俊松**

执业证书编号：S0740518030001

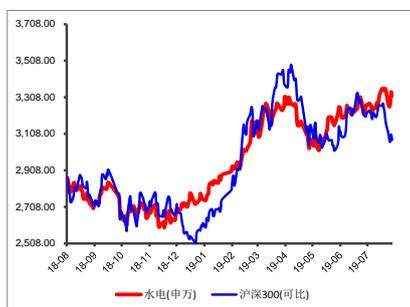
Email: lijuns@r.qlzq.com.cn

**研究助理：王瀚**

Email: wanghan@r.qlzq.com.cn

**基本状况**

 上市公司数 22  
 行业总市值(百万元) 726,289

**行业-市场走势对比**

**相关报告**

- 1 长江电力 2019 半年报点评：发电量创历史同期新高，利率下行趋势下价值性凸显
- 2 国投电力 2019 年中报点评：水电盈利小幅增长，量升&成本下降致火电业绩大增
- 3 华能水电（600025.SH）：量价齐升提振业绩，高股息率凸显战略配置价值

**重点公司基本状况**

简称	股价 (元)	EPS				PE				PB	评级
		2017	2018	2019E	2020E	2017	2018	2019E	2020E		
长江电力	18.7	1.01	1.03	1.04	1.05	18.6	18.2	18.1	17.9	3.01	增持
华能水电	4.38	0.12	0.32	0.30	0.32	36.5	13.7	14.6	13.7	1.76	增持
国投电力	9.24	0.48	0.64	0.75	0.79	19.3	14.4	12.3	11.7	1.90	买入
桂冠电力	4.77	0.41	0.39	0.32	0.34	11.6	12.2	14.9	14.0	3.05	增持

备注 长江电力、华能水电、国投电力来自中泰证券盈利预测；桂冠电力为 wind 一致预期

**投资要点**

- **前言：从中观三维度探讨企业盈利变化与成长性。**本篇报告旨在从商业模式、行业空间、行业格局三维度探讨水电企业的盈利变化与成长性。其中，**商业模式**是企业的盈利模式和增长模式。作为典型的重资产行业，水电企业的盈利模式中收入取决于电价和发电量（装机量、利用小时），而成本则主要表现为固定资产折旧（单位投资成本）和财务费用（融资成本）；**增长模式**本质是装机量上的增长。**行业空间**可以判断两点，其一是水电行业未来的装机量增速；其二则是增量项目盈利的边际变化（主要影响因素是单位投资成本和利用小时）。**行业格局**阐述了高投资壁垒如何导致行业高集中度、西电东送如何通过影响水电企业电价和利用小时进而重塑了行业格局。
- **商业模式：典型重资产行业模式，高 CAPEX+充沛 CFO。**水电行业的商业模式属于典型的重资产行业商业模式，水电站建设主要表现为建设期高 CAPEX 和投产后运营期充沛 CFO 的基本特征。其中，建设期由于水电站所在的地理位置不同，导致其施工难度各不相同，因此水电站的单位投资成本范围波动也较大。当前水电公司水电站单位投资成本中位数为 0.9 万元/kw，长江电力、华能水电、国投电力在运水电站单位平均投资成本分别为 0.93、1.16 和 1.30 万元/千瓦时，长江电力成本优势较为显著。运营期分为三个阶段：（1）折旧期+贷款还本付息期，该阶段随着还本付息压力逐步减轻，现金流以及净利润逐渐上升；（2）折旧期（还本付息结束），该阶段现金流和净利润均在较高水平维持稳定；（3）折旧期结束，该阶段净利润进一步提升至更高水平后维持稳定、现金流则稍有回落后维持稳定。
- **行业空间：资源开发超六成，优质水电资源日益稀缺，开发有望逐步由流域中下游向上游转移。**截至 2018 年末我国水电装机容量为 3.5 亿千瓦，占技术可开发量的 63%。其中，十三大水电基地目前规划总装机量达到 2.86 亿千瓦，占到可开发总装机量的 53%。当前在建项目主要集中在金沙江（长江电力）和雅砻江水电（国投电力）基地，在建装机分别为 3417 和 1006 万千瓦。随着国内水电资源的不断开发，主要河流中下游优质水电资源基本上开发完毕，优质水电资源变得日益稀缺，后续水电开发的趋势预计将更多由中下游向上游转移，由此可能会带来单位投资成本的上升与利用小时数一定程度的下降并造成水电站开发的经济性（IRR）难以保障。
- **行业格局：集中度高、西电东送重塑行业格局。**当前政策鼓励发展大型水电而大型水电站的前期资本开支很大且建设期无任何收益，因此行业具有很强的投资壁垒，导致行业集中度较高。行业前七大企业均为大型央企，CR7 占比高达 55.28%，且后续很大可能进一步提升。当前西电东送“北、中、南”三大输电通道的基本格局已经形成，西南地区主流水电站电价分为两种模式，即外送电电价和上网标杆电价，实行西电东送后合同电价的高低次序基本上为外送两广电价>四川标杆电价>外送沪浙电价>云南标杆电价；市场电方面，送广东地区电站包括长江电力、华能水电、华电集团以及国投电力等 19 座水电站，竞争较为激烈，市场电折价幅度高；华东地区基本无竞争关系，市场电折价幅度低；云南省内消纳的格局相比四川省压力更大。
- **业绩稳健+高股息率的类债属性仍将是水电龙头的主要特征。**从存量上看，一方面水电龙头能够在其控制流域内实行多个电站梯级联调，从而熨平来水波动，在保证消纳的前提下维持利用小时数的相对稳定；另一方面，随着还本付息压力逐渐减轻，财务费用的不断下降可以冲抵市场电交易比例扩大可能带来的不利影响。因此，水电龙头的业绩有望持续保持稳健。从增量上看，随着优质水电资源越来越稀缺，当前水电龙头的 CAPEX 正在不断下滑，企业利润预计将更多的以分红的形式回馈投资者。稳健的业绩叠加高比例的分红，高股息率的类债属性预计仍将是水电龙头的主要特征。
- **投资策略：看好高股息率龙头及不受平台制约的高成长标的。**当前经济增

速缓慢下行预计将带动利率趋势向下，业绩稳健且愿意回报股东的权益资产价值性不断凸显。从出发点上看，购买业绩稳健、高分红权益资产的主要吸引力是稳定的业绩+较高的分红率所导致的高股息率。但从结果看，资金的不断涌入还会对业绩稳健、高分红权益资产的估值产生持续抬升作用。目前拥有稳健业绩+高分红率的水电行业龙头股息率大致在 3.5%-4% 区间内，极具吸引力的高股息率有望带来公司估值的持续抬升，具备战略配置的价值，推荐长江电力、华能水电、桂冠电力。此外，当前全国水电资源开发已超六成，且优质水电资源变得稀缺，行业增长空间预期不断收窄且多数增量项目盈利性边际向下，而多数水电龙头受制集团平台约束，成长性略显不足。我们看好不受集团平台约束的国投电力，公司作为国投集团的唯一上市平台，未来有望在水电和新能源发电两个领域提升装机以获得高成长性。

- 风险提示：（1）来水波动风险；（2）水电消纳能力不足风险；（3）市场电占比扩大风险。

## 内容目录

前言：从中观三维度探讨企业盈利变化与成长性.....	- 6 -
行业层面：高 CAPEX 构建壁垒，西电东送重塑格局 .....	- 7 -
商业模式：典型重资产行业模式，高 CAPEX+充沛 CFO .....	- 7 -
行业空间：资源开发超六成，有望逐步由流域中下游向上游转移 .....	- 11 -
行业格局：集中度高、西电东送重塑行业格局.....	- 13 -
投资策略：看好高股息率龙头及不受平台制约的高成长标的 .....	- 19 -
利率趋势预期向下，高股息权益资产价值性凸显 .....	- 19 -
新能源行业空间广阔，水电龙头受制平台约束无法涉足 .....	- 21 -
投资策略：看好高股息率龙头及不受平台制约的高成长标的 .....	- 22 -
重点推荐标的 .....	- 23 -
长江电力：乌、白电站预期注入，业绩稳健+高分红的行业龙头 .....	- 23 -
华能水电：新机组投产带来量价双升，股息率预期大幅提升 .....	- 25 -
桂冠电力：股息率位列行业首位，凸显配置价值 .....	- 27 -
国投电力：雅砻江水电资产优质，成长性不受平台约束 .....	- 28 -
风险提示 .....	- 32 -

## 图表目录

图表 1：中观三维度探讨企业盈利变化与成长性 .....	- 6 -
图表 2：水电站生命周期示意图.....	- 7 -
图表 3：水电站建设期成本构成.....	- 7 -
图表 4：各水电站容量、总投资成本及单位投资成本统计.....	- 8 -
图表 5：水电站上网电价的四种定价机制梳理 .....	- 10 -
图表 6：水电站运营期成本构成及计算方法.....	- 10 -
图表 7：我国水资源储量及开发情况.....	- 11 -
图表 8：水电总装机、新增装机情况（万千瓦时） .....	- 11 -
图表 9：水电发电量及占比情况（亿千瓦时） .....	- 11 -
图表 10：十三大水电基地基本信息、装机（万千瓦）及相关公司情况汇总 .....	- 12 -
图表 11：雅砻江各梯级电站单位投资成本及利用小时数情况.....	- 12 -
图表 12：水电行业 CR7 装机量（万千瓦）及占总装机比重情况 .....	- 13 -
图表 13：十三大水电基地开发格局梳理.....	- 14 -
图表 14：可比公司利用小时数情况.....	- 14 -
图表 15：西电东送北、中、南三大输电通道基本情况 .....	- 15 -
图表 16：四川、云南水电上网标杆电价及相关文件（元/kwh） .....	- 16 -
图表 17：三峡电站外送电省份对应燃煤电价、回推电价及输电电价（元/kwh） .....	- 16 -
图表 18：外送广东省水电站信息汇总.....	- 17 -

图表 19: 外送华东地区水电站信息汇总 .....	- 17 -
图表 20: 广东省市场电折价幅度 (元/千瓦时) .....	- 18 -
图表 21: 江苏省市场电折价幅度 (元/千瓦时) .....	- 18 -
图表 22: 云南省发电量、用电量数据 (亿千瓦时) .....	- 18 -
图表 23: 四川省发电量、用电量数据 (亿千瓦时) .....	- 18 -
图表 24: 中国名义 GDP 增速和国开债利率走势 (%) .....	- 19 -
图表 25: 固定利率国债一年期、三年期利率情况 (%) .....	- 19 -
图表 26: 固定利率国债五年期、十年期利率情况 (%) .....	- 19 -
图表 27: 国内、中国香港存款利率情况对比 (%) .....	- 20 -
图表 28: 香港中华煤气 ROE、PE 和股息率情况 .....	- 20 -
图表 29: 粤海投资 ROE、PE 和股息率情况 .....	- 20 -
图表 30: 中电控股 ROE、PE 和股息率情况 .....	- 20 -
图表 31: 各水电龙头陆股通持股比 (%) .....	- 20 -
图表 32: 国内水电、风电、太阳能发电新增装机情况 (万千瓦) .....	- 21 -
图表 33: 水电上市公司背靠集团业务分工情况 .....	- 21 -
图表 34: 长江电力各电站电力消纳情况 .....	- 23 -
图表 35: 长江电力市场电交易情况 (亿千瓦时) .....	- 23 -
图表 36: 长江电力各电站装机容量 (万千瓦) .....	- 24 -
图表 37: 长江电力节水增发发电量情况 (亿千瓦时) .....	- 24 -
图表 38: 长江电力历年分红比例及对应股息率测算情况 .....	- 25 -
图表 39: 华能水电在产机组情况 .....	- 25 -
图表 40: 公司度电价格、成本、毛利 (元/千瓦时) .....	- 26 -
图表 41: 公司装机容量、售电量及利用小时数情况 .....	- 26 -
图表 42: 华能水电 CAPEX 情况 .....	- 26 -
图表 43: 华能水电自由现金流情况 (亿元) .....	- 26 -
图表 44: 华能水电历年分红比例及对应股息率测算情况 .....	- 27 -
图表 45: 桂冠电力各水电站装机 (万千瓦)、权益占比、调节能力情况 .....	- 27 -
图表 46: 公司市场化交易电量及占比情况 .....	- 28 -
图表 47: 公司度电均价情况 (元/千瓦时) .....	- 28 -
图表 48: 桂冠电力历年分红比例及对应股息率测算情况 .....	- 28 -
图表 49: 国投电力各水电站装机 (万千瓦)、权益占比、调节能力情况 .....	- 29 -
图表 50: 可比公司利用小时数情况 .....	- 29 -
图表 51: 可比公司电价情况 (元/千瓦时) .....	- 29 -
图表 52: 国投电力市场电交易情况 (亿千瓦时) .....	- 30 -
图表 53: 国投电力各类型电力售电量情况 (亿千瓦时) .....	- 30 -

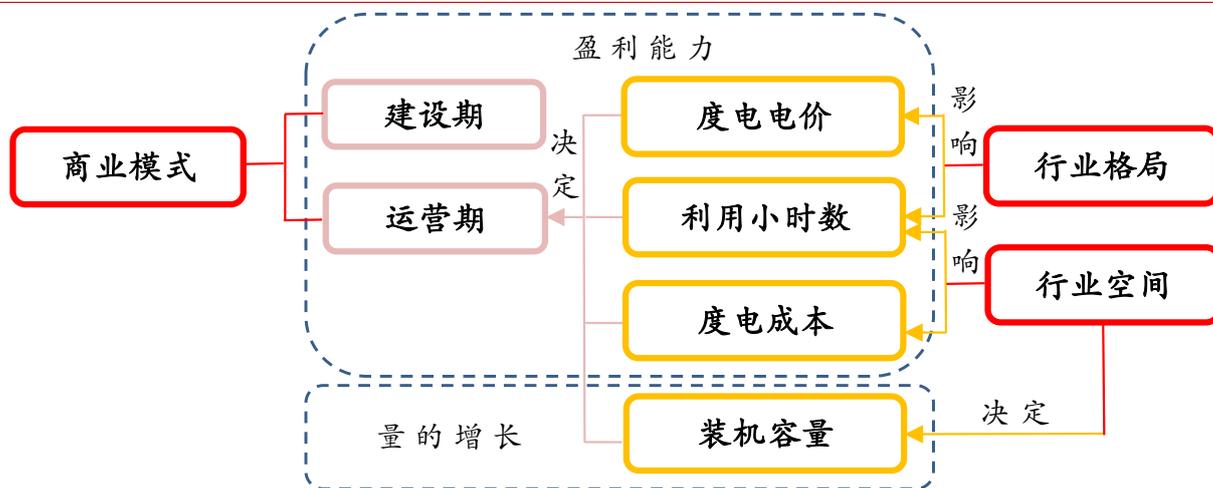
图表 54: 国投电力外送电情况分析..... - 30 -

图表 55: 公司控股&参股海外风电项目汇总..... - 31 -

## 前言：从中观三维度探讨企业盈利变化与成长性

- 从商业模式、行业空间、行业格局三维度探讨企业盈利变化与成长性。本篇报告旨在从商业模式、行业空间、行业格局三维度探讨水电企业的盈利变化与成长性。其中，**商业模式**是企业的盈利模式和增长模式。作为典型的重资产行业，水电企业的盈利模式中收入取决于电价和发电量（装机量、利用小时），而成本则主要表现为固定资产折旧（单位投资成本）和财务费用（融资成本）；增长模式主要通过水电站建设期的高CAPEX以获得投产后的充沛CFO，本质是装机量上的增长。**行业空间**可以判断两点，其一是水电行业未来的装机量增速；其二则是增量项目盈利的边际变化（主要影响因素是单位投资成本和利用小时）。**行业格局**阐述了高投资壁垒如何导致行业高集中度、西电东送如何通过影响水电企业电价和利用小时进而重塑行业格局。
- 业绩稳健+高股息率的类债属性仍将是水电龙头的主要特征。从存量方面看，一方面水电龙头能够在其控制流域内实行多个电站梯级联调，从而熨平来水波动，在保证消纳的前提下维持利用小时数的相对稳定；另一方面，随着还本付息压力逐渐减轻，财务费用的不断下降可以冲抵市场电交易比例扩大带来的不利影响。因此，水电龙头的业绩预计将持续保持稳健。从增量上看，随着优质水电资源越来越稀缺，当前水电龙头的CAPEX正在不断下滑，企业利润预计将更多的以分红的形式回馈投资者。稳健的业绩叠加高比例的分红，高股息率的类债属性预计仍将是水电龙头的主要特征。

图表1：中观三维度探讨企业盈利变化与成长性



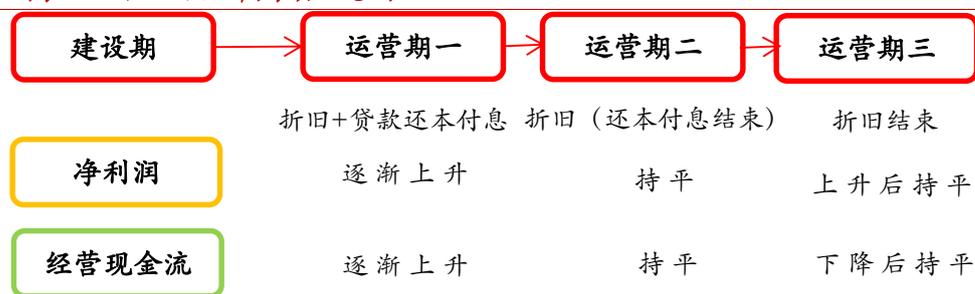
来源：中泰证券研究所

## 行业层面：高 CAPEX 构建壁垒，西电东送重塑格局

商业模式：典型重资产行业模式，高 CAPEX+充沛 CFO

- **水电站生命周期分为建设期和运营期。**水电行业的商业模式属于典型的重资产行业商业模式，水电站建设主要表现出建设期高资本开支（CAPEX）和投产后运营期充沛现金流（CFO）的基本特征。其中，运营期又分为三个阶段：（1）折旧期+贷款还本付息期，该阶段随着还本付息压力逐步减轻，现金流以及净利润逐渐上升；（2）折旧期（还本付息结束），该阶段现金流和净利润均在较高水平维持稳定；（3）折旧期结束，该阶段净利润进一步提升至更高水平后维持稳定、现金流则稍有回落维持稳定。

图表 2：水电站生命周期示意图



来源：中泰证券研究所

- **建设期：建设成本主要为工程费用和水库淹没处理补偿费。**目前大中型水电站的建设期大致在 5-10 年，部分小型水电站建设期略短，大致在 2-3 年（5MW 以下的水电站为小水电站，5~100MW 为中型水电站，100M~1GW 为大型水电站，超过 1GW 的为巨型水电站）。从建设期的成本构成看，**静态总投资主要包括工程费用**（建筑工程费、机电设备及安装工程费、金属结构设备及安装工程费、临时工程费）、**水库淹没处理补偿费**（农村移民补偿费、专项恢复改建费、学校&企事业搬迁补偿费、库区防护费、库区清理费等）、**独立费用以及基本预备费**。其中，工程费用和水库淹没处理补偿费是占比最大的两项，合计可占到总成本 90%，独立费用大致占到 5% 左右。水电站的总投资额又由静态总投资额、价差预备费以及建设期利息支出组成。

图表 3：水电站建设期成本构成

静态总投资额	一、建筑工程 二、机电设备及安装工程 三、金属结构设备及安装工程 四、临时工程 五、水库淹没处理补偿费 六、独立费用 七、基本预备费	+	八、价差预备费 九、建设期利息支出	=	总投资额
--------	--	---	----------------------	---	------

来源：水利部《水利工程设计概算编制规定》、中泰证券研究所

- 建设期：单位投资成本波动范围较大，中位数 9000 元/kw。**由于水电站所在的地理位置不同，导致其施工难度各不相同，因此水电站的单位投资成本范围波动也较大。从我们统计的各上市公司水电站的数据看，单位投资成本基本在 0.7-1.3 万元/kw 区间内，中位数为 0.9 万元/kw。其中，静态投资额大致占到总投资的 80% 左右，建设期利息及价差预备费大致占到总投资额的 20% 左右。从具体公司数据看，大型水电公司里长江电力、华能水电、国投电力在运水电站单位平均投资成本分别为 0.93、1.16 和 1.30 万元/千瓦时，长江电力成本优势较为显著。

**图表 4：各水电站容量、总投资成本及单位投资成本统计**

项目名称	装机容量 (万千瓦)	开发企业	所属流域	投产时间	总投资额 (亿元)	单位投资额 (万元/千瓦)
<b>长江电力</b>						
三峡电站	2250	长江电力	长江上游	2012	1873.75	0.83
向家坝电站	640	长江电力	金沙江下游	2014	725.39	1.13
溪洛渡电站	1386	长江电力	金沙江下游	2014	829.28	0.60
乌东德电站	1020	长江电力	金沙江下游	2021E	976.57	0.96
白鹤滩电站	1600	长江电力	金沙江下游	2022E	1785.99	1.12
<b>华能水电</b>						
功果桥水电站	90	华能水电	澜沧江中游	2012	89.03	0.99
小湾水电站	420	华能水电	澜沧江中游	2010	333.21	0.79
糯扎渡水电站	585	华能水电	澜沧江下游	2014	450.06	0.77
景洪水电站	175	华能水电	澜沧江下游	2009	101.87	0.58
龙开口水电站	180	华能水电	金沙江中游	2014	174.12	1.02
瑞丽江一级水电站	60	华能水电	瑞丽江干流	-	29.6	1.23
果多水电站	16	华能水电	扎曲河	2016	33	2.06
苗尾水电站	140	华能水电	澜沧江中下游	2018	177.94	1.27
大华桥水电站	92	华能水电	澜沧江中下游	2019	105.46	1.15
黄登水电站	190	华能水电	澜沧江中下游	2019	237.88	1.25
里底水电站	42	华能水电	澜沧江上游	2019	54.56	1.30
乌弄龙水电站	99	华能水电	澜沧江上游	2019	121.32	1.23
托巴水电站	140	华能水电	澜沧江上游	-	200.29	1.43
<b>国投电力</b>						
锦屏一级水电站	360	国投电力	雅砻江流域下游	2014	245.79	0.68
锦屏二级水电站	480	国投电力	雅砻江流域下游	2014	297.68	0.62
官地水电站	240	国投电力	雅砻江流域下游	2013	159.93	0.67
二滩水电站	330	国投电力	雅砻江流域下游	1998	285	0.86
桐子林水电站	60	国投电力	雅砻江流域下游	2016	62.57	1.04
两河口	300	国投电力	雅砻江中游	2021E	664.57	2.22
杨房沟	150	国投电力	雅砻江中游	2021E	200.02	1.33
牙根一级水电站	27	国投电力	雅砻江中游	2026E	48.9	1.81
牙根二级水电站	108	国投电力	雅砻江中游	2028E	185.49	1.72
楞古水电站	260.5	国投电力	雅砻江中游	2028E	451.63	1.73
孟底沟水电站	240	国投电力	雅砻江中游	2026E	305.60	1.27

卡拉水电站	102	国投电力	雅砻江中游	2025E	166.03	1.63
<b>黔源电力</b>						
董箐电站	88	黔源电力	北盘江下游	2010	69.63	0.79
光照电站	104	黔源电力	北盘江中游	2008	69.03	0.66
马马崖一级水电站	55.8	黔源电力	北盘江中下游	2015	49.18	0.88
清溪水电站	2.8	黔源电力	芙蓉江流域	2009	2.01	0.72
善泥坡电站	18.55	黔源电力	北盘江中游	2014	16.9	0.91
牛都水电站	2	黔源电力	芙蓉江流域	2014	1.4	0.70
引子渡水电站	36	黔源电力	乌江上游	2003	15.38	0.43
<b>桂冠电力</b>						
龙滩水电站	490	桂冠电力	南盘江红水河	2009	343	0.70
百龙滩水电站	19.2	桂冠电力	南盘江红水河	1999	16.44	0.86
乐滩水电站	60	桂冠电力	南盘江红水河	2005	40.24	0.67
平班水电站	40.5	桂冠电力	南盘江红水河	2005	20.73	0.51
天龙湖水电站	18	桂冠电力	岷江上游	2004	7.95	0.44
仙女堡水电站	7.6	桂冠电力	涪江干流	2009	5.3	0.70
金龙潭水电站	18	桂冠电力	岷江上游	2006	8.28	0.46

来源：上市公司公告、中泰证券研究所

■ **运营期发电收入：由电价、利用小时两因素决定。**水电站投入运营后，运营期的发电收入主要由上网电价和上网电量两因素决定。目前，水电站上网电价的主要定价方式主要分为四种：

- **成本加成法：**上网电价由政府价格主管部门根据发电项目经济寿命周期，按照合理补偿成本、合理确定收益和依法计入税金的原则核定。其中，合理收益以资本金内部收益率为指标，按长期贷款利率并考虑风险因素核定。2001年4月前已投产水电站（曾执行还本付息电价）、2004年及之后所在省市未公布标杆电价的中小型水电站基本都遵循的是成本加法定价机制。
- **落地省区电价倒推法：**根据2014年国家发改委发布的《关于完善水电上网电价形成机制的通知》，对于跨区送电的水电站，以受电省市电厂同期平均上网电价水平确定落地电价。上网电价为落地电价扣减输电电价和损耗后的倒推价格。
- **水电标杆电价法：**2004年发改价格相继发布1037号、1038号、1125号文件，首次规定了部分省份新投产水电机组的上网标杆电价。2014年国家发改委发布的《关于完善水电上网电价形成机制的通知》中提出，各省（区、市）水电标杆上网电价以本省省级电网企业平均购电价格为基础，统筹考虑电力市场供求变化趋势和水电开发成本制定。水电比重较大的省（区、市），可在水电标杆上网电价基础上，根据水电站在电力系统中的作用，实行丰枯分时电价或者分类标杆电价。个别情况特殊的水电站上网电价个别处理。
- **市场化定价法：**由于电力市场化改革的不断推进，部分水电站上网电量陆续开始参与到各地市场化竞争中，由市场供需关系形成电价。当前参与市场化交易的主要是部分跨省跨区外送的水电站。

上网电量的计算公式为发电量\*（1-厂用电率）-线损，发电量的计算公式为装机量\*利用小时数，在装机量、厂用电率基本不变的情况下，上网电量主要取决于利用小时的高低，而利用小时的高低则取决于来水情

况（自然资源波动）、电力消纳（弃水率）以及节水增发能力（流域梯级联调）三个方面。

图表5：水电站上网电价的四种定价机制梳理

电价机制	具体方法	相关文件	适用标准
成本加成	上网电价由政府价格主管部门根据发电项目经济寿命周期，按照合理补偿成本、合理确定收益和依法计入税金的原则核定	国家计委计价格[2001]701号文（进一步规范电价管理的通知）	2001年4月前已投产水电站（曾执行还本付息电价）；2004年及之后所在省市未公布标杆电价的中小型水电站；
落地省区电价倒推	对于跨区送电的水电站，以受电省市电厂同期平均上网电价水平确定落地电价。上网电价为落地电价扣减输电电价和损耗后的倒推价格	关于完善水电上网电价形成机制的通知	部分跨省跨区水电站
水电标杆电价	按投产省份水电标杆电价进行定价	发改价格[2004]1037号、1038号、1125号	2004年及之后所在省市公布标杆电价的中小型、非跨省水电站
市场化交易	上网电量参与各地市场化竞争，由市场供需关系形成电价	-	部分跨省跨区水电站

来源：水电站计价费用及计价电量的研究（作者：李秀峰；年份：2010）、中泰证券研究所

- 运营期成本分析：折旧、财务费用是前两大支出。**我们详细梳理了水电站投产运营后各项费用及其占比。其中，固定资产折旧费在成本中占比最大，大致在40%-45%；利息支出导致的财务费用在运营期第一阶段（折旧+还本付息）是成本中占比第二大项目，其占比随着本金的偿还将逐步下降；水电站修理费按固定资产的1%提取，这部分约占总成本的10%左右；剩余占比较大的是库区基金费和水资源费，分别按照0.008元/千瓦时和0.005元/千瓦时提取，两者合计可占到总成本的10%左右；剩余的成本构成包括燃料及动力费、保险费（非强制险种）、职工薪酬、材料费和其他费用。

图表6：水电站运营期成本构成及计算方法

费用名称	计算方法
折旧费	按照固定资产形成额/折旧年限
修理费	按固定资产的1%提取
燃料及动力费	按固定资产原值的0.1%提取
保险费（非强制险种）	按固定资产原值的0.05%-0.25%提取
职工薪酬	员工数*员工人均薪酬*162%（包括职工福利）
材料费	2-5元/kw计算
其他费用	一般为8-24元/kw
库区基金费	0.008元/千瓦时
水资源费	0.005元/千瓦时
利息支出	按照还本付息额计算

来源：水利建设项目经济评价规范、中泰证券研究所

行业空间：资源开发超六成，有望逐步由流域中下游向上游转移

- **国内水电资源开发已超六成。**根据国家发改委 2005 年发布的全国水利资源复查结果，我国水电资源理论蕴藏装机为 6.94 亿千瓦、技术可开发装机为 5.42 亿千瓦。截至 2018 年末我国水电装机容量为 3.5 亿千瓦，占技术可开发量的 63%。其中，十三大水电基地目前规划总装机量达到 2.86 亿千瓦，占到可开发总装机量的 53%。

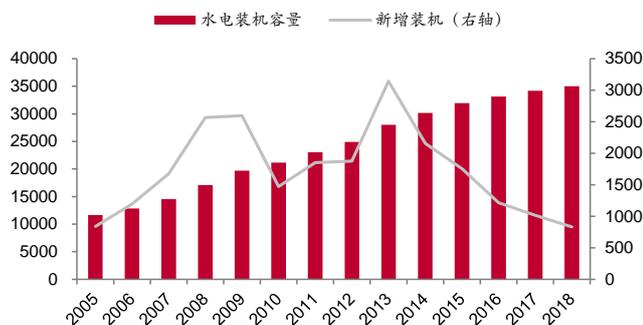
图表 7：我国水资源储量及开发情况

	装机量 (亿千瓦)	占技术可开发比重
理论蕴藏	6.94	-
技术可开发	5.42	100%
已投产装机	3.5	65%
十三大水电基地规划	2.86	53%

来源：北极星电力网、中泰证券研究所

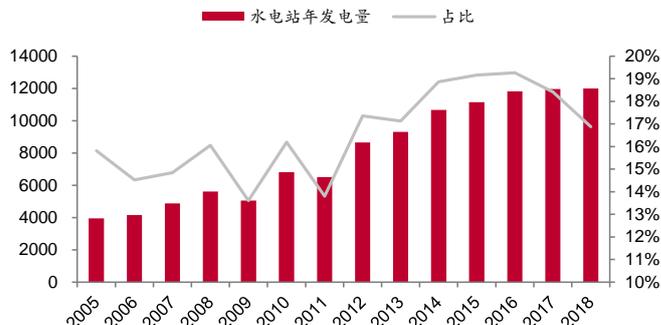
- **行业装机增速放缓，发电量占比下降。**“十二五”期间国家对于水电开发的政策为推进西部大型水电站开发、因地制宜开发小水电站。然而由于开发速度过快叠加西南地区电力消纳能力不足导致弃水率上升，水电的利用小时数不断下降，因此“十三五”期间国家政策转为科学有序开展大型水电、严格控制中小水电。受此影响，水电新增装机不断下滑，2018 年新增装机仅为 832 万千瓦；发电量占全国总发电量比重也逐年下滑，由 2016 年的 19% 下降至 2018 年的 17%。

图表 8：水电总装机、新增装机情况 (万千瓦时)



来源：wind、中泰证券研究所

图表 9：水电发电量及占比情况 (亿千瓦时)



来源：wind、中泰证券研究所

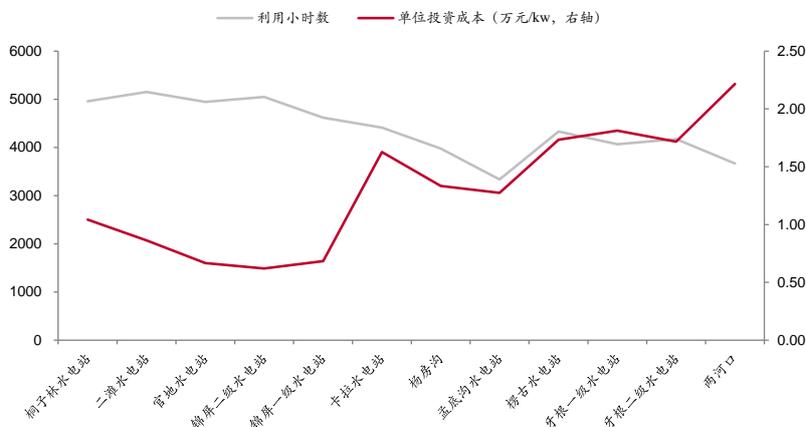
- **当前在建装机主要集中在金沙江和雅砻江。**详细梳理十三大水电基地装机信息后可以发现，规划装机最大的前五大基地分别为金沙江（7209 万千瓦）、长江上游（3210.9 万千瓦）、雅砻江（2971 万千瓦）、澜沧江（2581.5 万千瓦）以及大渡河（2552 万千瓦）。**当前在建项目主要集中在金沙江和雅砻江水电基地，在建装机分别为 3417 和 1006 万千瓦。**其中，金沙江的在建装机主要是三峡集团的乌东德（1020 万千瓦）、白鹤滩水电站（1600 万千瓦）；雅砻江的在建装机主要是雅砻江电力（国投电力持股 52%、川投能源持股 48%）的两河口（300 万千瓦）、杨房沟水电站（150 万千瓦）。

**图表 10：十三大水电基地基本信息、装机（万千瓦）及相关公司情况汇总**

水电基地名称	河流范围	规划装机	已完成装机	在建装机	筹建装机	相关公司
金沙江	石鼓-宜宾	7209	3072	3417	720	上游：华电集团开发 中游：华电集团、华能集团、大唐集团、汉能控股（民企，正在转让） 下游：三峡集团（长江电力）开发 三峡集团（长江电力） 雅砻江水电（国投电力持股 52%、川投能源持股 48%） 华能水电 国电电力 大唐集团
长江上游	宜宾-宜昌、清江	3210.9	2521.5	213	300	三峡集团（长江电力）
雅砻江	两河口-江口	2971	1470	1006	495	雅砻江水电（国投电力持股 52%、川投能源持股 48%）
澜沧江	云南省	2581.5	1905.5	356	-	华能水电
大渡河	下尔呷-铜街子	2552	1726	398	429	国电电力
怒江	怒江松塔以下至边界	2132	-	360	1772	大唐集团
黄河上游	黄河茨哈-青铜峡	1554.73	1314.73	-	240	国投电力、国电投集团
南盘江、红水河	黄泥河、天生桥-长洲	1208.3	1208.3	-	-	桂冠电力
东北	黑吉辽三省	1131.55	483.4	-	-	国电电力
闽浙赣	闽浙赣三省	1417	-	-	-	闽东电力
乌江	乌江-洪家渡	1347.5	1017.5	-	-	华电集团
湘西	湘、资、沅、澧水	661.3	286	-	375.3	-
黄河中游	托克托-潼关	596.8	162.8	-	434	-

来源：北极星电力网、中泰证券研究所

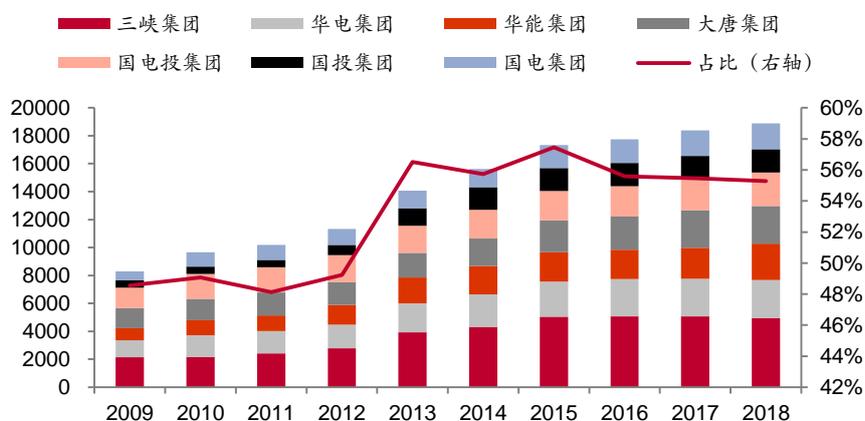
- 未来开发趋势预计由中下游向上游转移，可能导致成本上升&利用小时数下降。随着国内水电资源的不断开发，主要河流中下游优质水电资源基本上开发完毕，优质水电资源变得日益稀缺，后续水电开发的趋势预计将更多由中下游向上游转移，由此可能会带来单位投资成本的上升与利用小时数一定程度的下降。以雅砻江流域为例，可以看到中下游随着梯级电站高度的增加，单位投资成本存在明显的上升趋势，利用小时数呈现一定下滑态势。考虑到雅砻江上游靠近西藏，开发成本预计会进一步升高，由此可能导致水电站开发的经济性（IRR）难以保障。

**图表 11：雅砻江各梯级电站单位投资成本及利用小时数情况**


来源：华能水电公告、中泰证券研究所

## 行业格局：集中度高、西电东送重塑行业格局

- 投资壁垒导致行业集中度较高。**当前政策鼓励发展大型水电而大型水电站的前期资本开支很大且建设期无任何收益，因此行业具有很强的投资壁垒，导致行业集中度较高。具体看，目前行业前七大企业均为大型央企，截至2018年末三峡集团、华电集团、大唐集团、华能集团、国电投集团、国电集团和国投集团已投产水电装机量分别为49.44GW、27.22GW、27.04GW、26.07GW、23.85GW、18.54GW和16.72GW；全国已投产的水电装机容量341.68GW，CR7占比高达55.28%，且后续很大可能进一步提升。

**图表 12：水电行业 CR7 装机量（万千瓦）及占总装机比重情况**


来源：各集团债务说明书、中泰证券研究所

- 十三大水电基地开发格局较为稳定。**目前十三大水电基地的开发格局较为稳定，其中**金沙江水电基地**：上游段由华电金沙江上游水电开发有限公司负责开发，归属华电集团；中游段共布置龙盘水电站、两家人水电站、梨园水电站、阿海水电站、金安桥水电站、龙开口水电站、鲁地拉水电站和观音岩水电站共八座巨型梯级水电站，前四级由云南金沙江中游水电开发有限公司（华电集团）负责，金安桥则归属民企汉能控股为主（目前正公开转让），龙开口电站归属华能集团，鲁地拉归属华电集团，观音岩归属大唐集团。下游段溪洛渡、向家坝由长江电力负责，在建的乌东德、白鹤滩电站建成后将由三峡集团注入长江电力；**澜沧江水电基地**主要由华能集团下属华能水电开发；**雅砻江水电基地**主要由雅砻江水电公司负责开发，国投电力和川投能源各持有雅砻江水电 52% 和 48% 股权；**长江上游水电基地**主要由长江电力开发；**南盘江、红水河水电基地**主要由大唐集团下属的桂冠电力开发；**大渡河水电基地**由国电电力开发；**黄河上游水电基地**主要由国电投集团开发；**乌江水电基地**主要由华电集团旗下黔源电力和大唐集团开发。

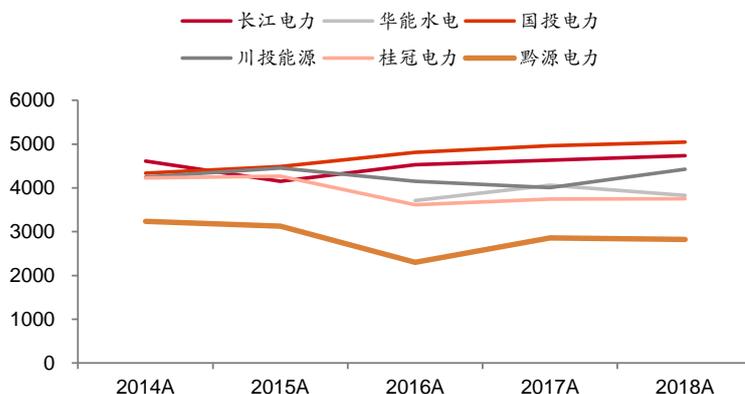
图表 13: 十三大水电基地开发格局梳理



来源: 北极星电力网、中泰证券研究所

- **金沙江（长江）、雅砻江和澜沧江来水情况和节水增发均更强。**前文提到影响利用小时数的重要因素包括了来水情况（自然资源波动）以及节水增发能力（流域梯级联调）。来水情况方面，图 13 可以看出金沙江（长江）、雅砻江和澜沧江均起源于西藏地区，其来水由冰川融雪和降雨两方面决定；而南盘江、红水河则只取决于降雨多寡，因此在金沙江（长江）、雅砻江和澜沧江上的水电站来水波动会更小。节水增发方面，由于干流流域较长，且海拔落差较大，因此金沙江（长江）、雅砻江和澜沧江可以形成多个能够进行梯级联调的电站以熨平来水波动，实现节水增发以提升水资源利用率。

图表 14: 可比公司利用小时数情况



来源: 公司公告、中泰证券研究所

- 西电东送格局：北、中、南三通路格局基本形成。**我国“西电东送”的基本格局是建设“北、中、南”三大输电通道。其中，北通道包括东北、华北、山东、西北电网，主要是通过开发山西和蒙西、陕北、宁夏火电基地和黄河上游水电主送北京、天津、河北南网，并东送山东电网形成。**中通道**包括华东、华中、川渝、福建电网，主要是通过开发三峡水电站、金沙江梯级水电站、四川省的水电站向东部经济发达且能源紧缺地区送电，供电主要对象包括华中、华东、福建地区。**南通道**包括广东、广西、贵州、云南、海南和香港、澳门电网，其西电东送的总格局是开发贵州乌江、云南澜沧江和云南、贵州、广西三省区交界处的南盘江、北盘江、红水河上的水电资源及云南、贵州两省的坑口火电厂向广东地区进行送电。

**图表 15：西电东送北、中、南三大输电通道基本情况**

	来源	相关电网	目的地
北通路	山西和蒙西、陕北、宁夏火电基地和黄河上游水电	东北、华北、山东、西北电网	北京、天津、河北、山东
中通路	三峡水电站、金沙江梯级水电站、四川水电站	华东、华中、川渝、福建电网	华中、华东、福建地区
南通路	广东、广西、贵州、云南、海南和香港、澳门电网	贵州乌江、云南澜沧江和云南、贵州、广西三省区交界处的南盘江、北盘江、红水河上的水电及云南、贵州两省的坑口火电厂	广东地区

来源：北极星电力网、中泰证券研究所

- 电价分析：外送两广电价>四川标杆电价>外送沪浙电价>云南标杆电价。**在实行西电东送后，西南地区主流水电站电价便分为两种模式，即外送电价和上网标杆电价（成本加成电价各厂各议，因此此处不在讨论范围之内）。**外送电价方面，由于执行落地端燃煤电价倒推，因此送电落地省份燃煤电价更高，相应的水电站结算电价也会越高。**从目前各省市燃煤电价看，广东省（0.4530元/千瓦时）和广西省（0.4207元/千瓦时）优势最为明显，其次是上海市（0.4155元/千瓦时）和浙江省（0.4153元/千瓦时），外送江苏省（0.3910元/千瓦时）相对不划算。**上网标杆电价方面，**根据《关于四川电网统调水电站试行临时分类标杆上网电价的通知》（川发改价格[2015]116号文件，四川省内径流式水电站标杆上网电价为 0.308元/千瓦时（含17%增值税，下同），季调节（含不完全年调节）水电站标杆上网电价为 0.35元/千瓦时，年调节和多年调节水电站标杆上网电价为 0.39元/千瓦时。根据《云南省物价局关于调整完善我省丰枯分时电价政策有关问题的通知》（云价价格[2013]139号，云南省内除鲁地拉水电站电价为0.313元/度；金安桥、龙开口、阿海水电站电价为0.2893元/度，龙江等11座水电站电价为0.27元/度外其余水电站电价为0.235元/度。因此，从上述数据可以看出，实行西电东送后水电电价的高低次序分别为外送两广电价>四川标杆电价>外送沪浙电价>云南标杆电价。

**图表 16: 四川、云南水电上网标杆电价及相关文件(元/kwh)**

省份	水电上网电价	相关政策
四川	径流式水电站标杆上网电价为 0.308 元/千瓦时(含 17%增值税,下同),季调节(含不完全年调节)水电站标杆上网电价为 0.35 元/千瓦时,年调节和多年调节水电站标杆上网电价为 0.39 元/千瓦时	《关于四川电网统调水电站试行临时分类标杆上网电价的通知》(川发改价格[2015]116 号)
云南	核定鲁地拉水电站电价为 0.313 元/度;金安桥、龙开口、阿海水电站电价为 0.2893 元/度,龙江等 11 座水电站电价为 0.27 元/度,其余水电站电价为 0.235 元/度	《云南省物价局关于调整完善我省丰枯分时电价政策有关问题的通知》(云价价格[2013]139 号)

来源: 北极星电力网、中泰证券研究所

**图表 17: 三峡电站外送电省份对应燃煤电价、回推电价及输电电价(元/kwh)**

电网	省份	燃煤标杆电价	三峡落地端回推电价	对应输电电价
南方电网	广东	0.4530	0.3130	0.1400
	浙江	0.4153	0.2881	0.1272
华东电网	上海	0.4155	0.2705	0.1450
	江苏	0.3910	0.2443	0.1467
	安徽	0.3884	0.2306	0.1578
	湖北	0.4161	0.2506	0.1655
华中电网	湖南	0.4500	0.2416	0.2084
	江西	0.4143	0.2550	0.1593
	河南	0.3779	0.2408	0.1371
	重庆	0.3964	0.2309	0.1655

来源: 长江电力公告、中泰证券研究所

- 市场化折价分析: 外送电广东地区竞争激烈,就地消纳云南省压力更大。**

西南地区水电出力主要有两种消纳途径,其一主要是外送华东地区(江浙沪)和广东地区,其二则是当地消纳(主要省份为云南省和四川省)。**从外送格局看**,送广东地区的电站包括了长江电力、华能水电、华电集团以及国投电力等 19 座水电站,竞争较为激烈;华东地区方面送上海的主要是长电的向家坝和葛洲坝水电站、送浙江的主要是长电的溪洛渡水电站、送江苏的则是国投电力下属的锦屏一级、锦屏二级和官地水电站,基本上不构成竞争关系。此外,从广东省和江苏省市场电折价数据看,广东省市场电让利幅度较大,虽然自 18 年初开始不断收窄,但目前让利幅度仍在 3 分钱/千瓦左右;而江苏省市场电让利幅度则一直稳定在 2 分钱/千瓦左右。**从当地消纳格局看**,一方面近年来云南、四川两省发电电量差值呈现扩大态势,其中云南省差值更大,侧面说明其外送需求更为迫切、省内消纳压力更大;另一方面从国家能源局公布的 2017 年前三季度弃水报告看,四川省水能利用率为 88%而云南省水能利用率为 87.3%,相较四川省低 0.7pct,也从侧面说明云南省内消纳的格局相比四川省压力更大。

**图表 18: 外送广东省水电站信息汇总**

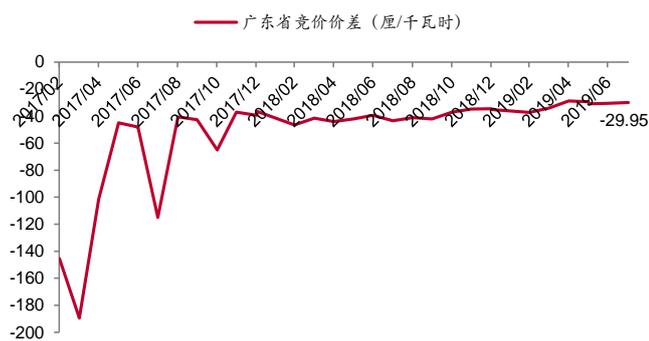
	线路	装机/万千瓦	归属公司
乌东德水电站 (在建)	昆柳龙直流	1020	长江电力
溪洛渡水电站	牛从直流	1386	长江电力
三峡水电站	三广直流	2250	长江电力
金安桥水电站	楚穗直流	240	汉能控股
苗尾水电站	新东直流	140	华能水电
大华桥水电站	新东直流	90	华能水电
黄登水电站	新东直流	190	华能水电
乌弄龙水电站	新东直流	99	华能水电
里底水电站	新东直流	42	华能水电
小湾水电站	楚穗直流	420	华能水电
漫湾水电站	天广直流	155	华能水电
糯扎水电站	普侨直流	585	华能水电
大朝山水电站	大昆线路	135	国投电力
龙滩水电站	贵广直流	630	桂冠电力
构皮滩水电站	-	300	华电集团
思林水电站	-	105	华电集团
沙沱水电站	-	100	华电集团
天生桥一级	天广直(交)流	120	广东粤电
天生桥二级	天广直(交)流	132	南方电网

来源: 公司公告、中泰证券研究所

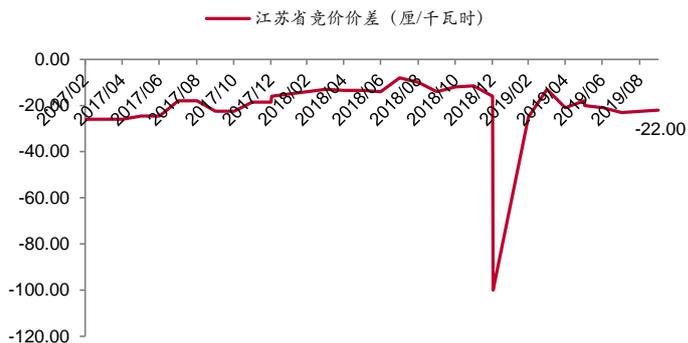
**图表 19: 外送华东地区水电站信息汇总**

	目的地	线路	装机/万千瓦	归属公司
上海市				
向家坝水电站	上海	复奉线	640	长江电力
葛洲坝水电站	上海	葛沪直流	273.5	长江电力
浙江省				
溪洛渡水电站	浙江、广东	宾金线	1386	长江电力
江苏省				
白鹤滩水电站 (在建)	江苏	白鹤滩-江苏特高压	1600	长江电力
锦屏一级水电站	江苏	锦苏特高压直流	360	国投电力
锦屏二级水电站	江苏	锦苏特高压直流	480	国投电力
官地水电站	江苏	锦苏特高压直流	240	国投电力
江西省				
两河口水电站 (在建)	江西	雅中特高压直流	300	国投电力
杨房沟水电站 (在建)	江西	雅中特高压直流	220	国投电力

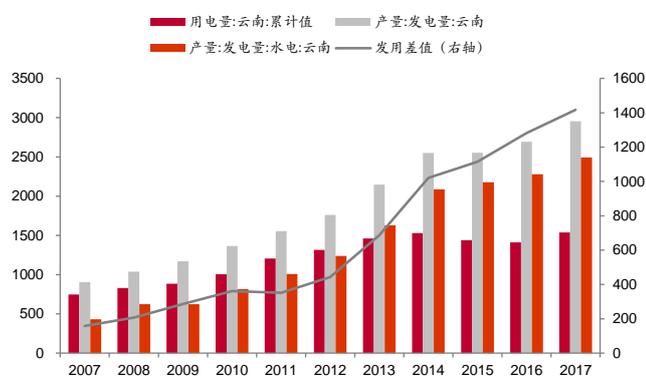
来源: 公司公告、中泰证券研究所

**图表 20: 广东省市场电折价幅度 (元/千瓦时)**


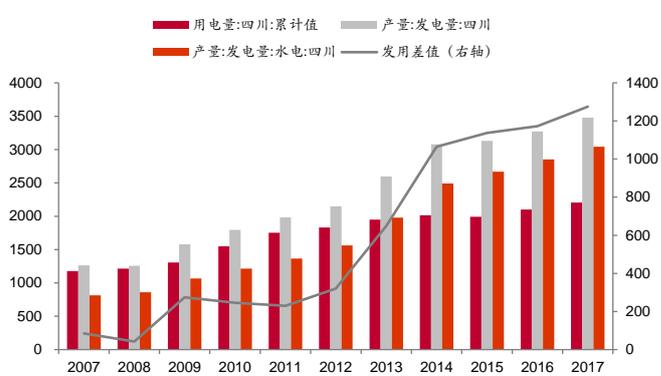
来源: 广东省电力交易中心、中泰证券研究所

**图表 21: 江苏省市场电折价幅度 (元/千瓦时)**


来源: 江苏省电力交易中心、中泰证券研究所

**图表 22: 云南省发电量、用电量数据 (亿千瓦时)**


来源: wind、中泰证券研究所

**图表 23: 四川省发电量、用电量数据 (亿千瓦时)**


来源: wind、中泰证券研究所

## 投资策略：看好高股息率龙头及不受平台制约的高成长标的

### 利率趋势预期向下，高股息权益资产价值性凸显

- 利率预期随经济增速下行。**经济增长是投资回报的重要来源，理论上说利率水平应与经济增速呈现线性正相关关系。过去十年，虽然经济增速持续下滑，但受到房地产价格持续上涨（房价上涨的资本利得可以覆盖融资成本上升）、基建投资占比较大（地方政府对利率不敏感，承担大量高利率债务）等因素影响，国内利率走势基本震荡走平。然而，未来随着房价的止涨甚至回落、地方融资监管趋严以及刚兑的逐步打破，国内利率水平有望随经济增速一起缓慢下行。

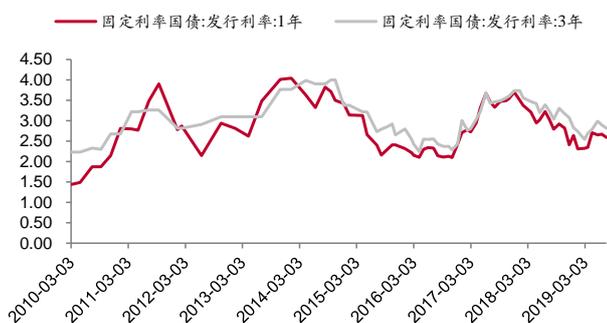
**图表 24：中国名义 GDP 增速和国开债利率走势 (%)**



来源：wind、中泰证券研究所

- 高股息资产价值性凸显。**经济高速增长时期，货币政策放水带来资产价格的上涨，盈利主要来自于资产的资本利得；而在当前经济增速缓慢下行预计带动利率趋势向下的大背景下，想要获得资产的资本利得将会变得越来越困难，业绩稳健且愿意回报股东的权益资产的价值性在新的背景下无疑显得更为珍贵。当前固定利率国债一年期、三年期、五年期、十年期利率分别为 2.59%、2.82%、2.96%和 3.21%，相比之下水电龙头 3.5%-4%左右的股息率更富吸引力，凸显了水电龙头的战略配置价值。

**图表 25：固定利率国债一年期、三年期利率情况 (%)**



来源：wind、中泰证券研究所

**图表 26：固定利率国债五年期、十年期利率情况 (%)**

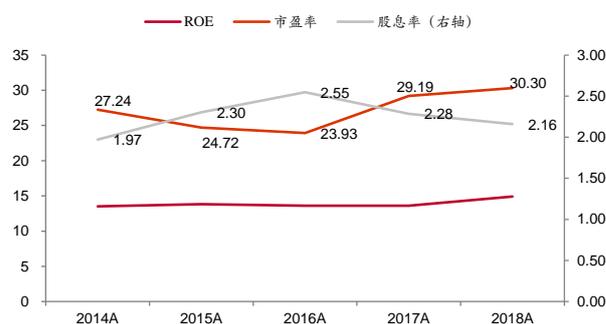


来源：wind、中泰证券研究所

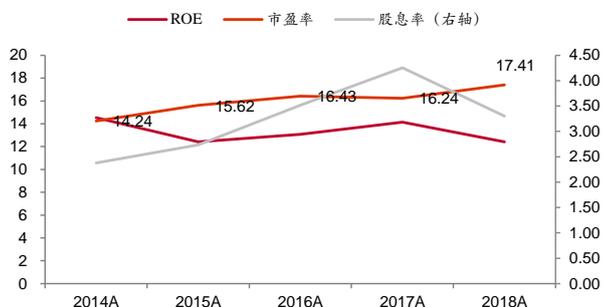
- 价值性凸显的结果是抬升标的估值。**从出发点上看，购买业绩稳健、高分红权益资产的主要吸引力是稳定的业绩+较高的分红率所导致的高股息率。但是从结果看，资金的不断涌入还会对业绩稳健、高分红权益资产的估值产生持续抬升作用。未来水电龙头估值抬升的驱动力预期分为两种：（1）国内利率趋势向下导致水电龙头的价值性不断凸显，从而带动国内资金增配；（2）在利率水平较低的海外市场，类似长江电力、华能水电等盈利稳定、高股息率资产（如香港中华煤气、粤海投资、中电控股等）均具有较高估值，当前水电龙头的估值距离海外同类型公司估值水平仍存在一定差距，有望持续吸引外资增配。

**图表 27：国内、中国香港存款利率情况对比（%）**

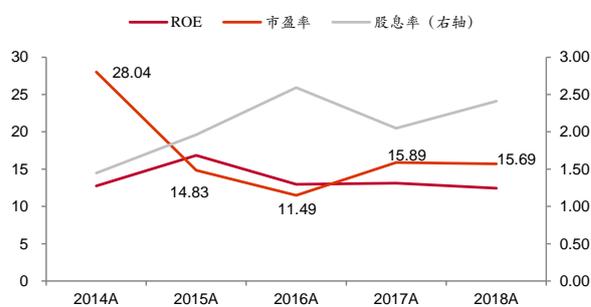

来源：wind、中泰证券研究所

**图表 28：香港中华煤气ROE、PE 和股息率情况**


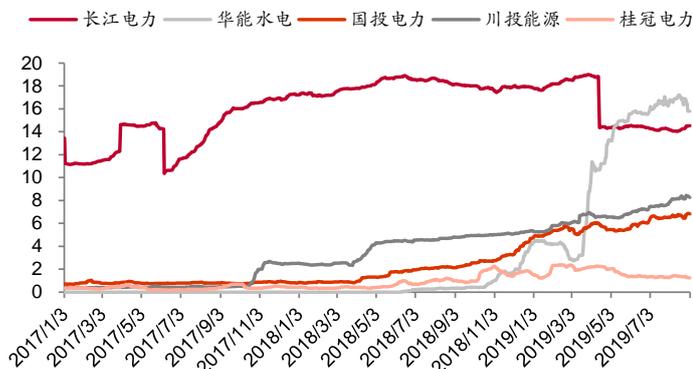
来源：wind、中泰证券研究所

**图表 29：粤海投资ROE、PE 和股息率情况**


来源：wind、中泰证券研究所

**图表 30：中电控股ROE、PE 和股息率情况**


来源：wind、中泰证券研究所

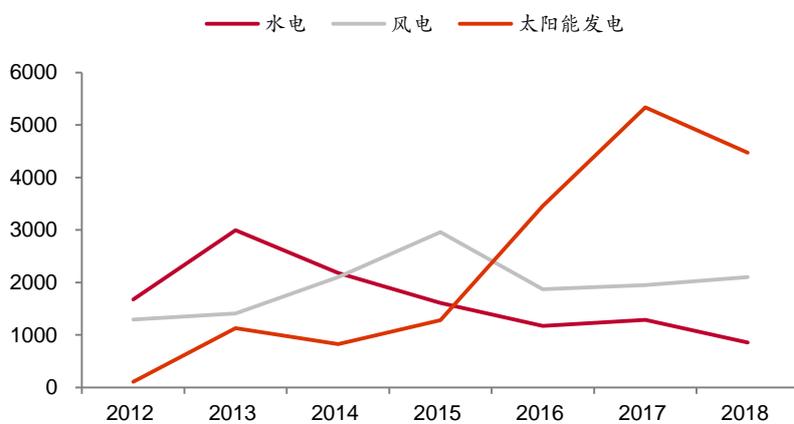
**图表 31：各水电龙头陆股通持股比（%）**


来源：wind、中泰证券研究所

新能源行业空间广阔，水电龙头受制平台约束无法涉足

- **优质水电资源稀缺，新能源行业成长空间广阔。**前文提到截至 2018 年末我国水电装机容量为 3.5 亿千瓦，占技术可开发量的 63%，水电资源开发已超过六成，且随着国家政策转变，优质水电资源已经较为稀缺，行业增长空间预期不断收窄且多数增量项目盈利性边际向下。反观新能源行业，风电、光伏在逐步平价的过程中成长性不断提升，19 年新增装机有望分别超过 25GW 和 40GW。当前新能源运营行业面临的主要问题仍然是前期高补贴项目补贴拖欠导致的企业现金流紧张，而水电充沛的现金流刚好可以与新能源形成良好互补，形成双赢局面。

图表 32: 国内水电、风电、太阳能发电新增装机情况 (万千瓦)



来源: 中电联、中泰证券研究所

- **多数水电龙头公司受制平台约束。**对于目前的水电龙头企业而言，由于背靠的集团较为庞大，因此集团内部对于业务的分工较为明确，导致多数水电龙头基本仅拥有集团的水电资产。例如三峡集团中，长江电力拥有集团的水电业务，而风电、太阳能发电业务则属于三峡新能源以及长江新能源；华能集团中，华能水电拥有集团的水电业务，华能国际拥有集团的火电业务，风电、太阳能发电业务则属于华能新能源(港股上市)。这种模式的优势在于集团承诺公司为水电业务的唯一平台，避免了同业竞争问题，但与此同时随着水电资源不断开发、优质水电资源变得稀缺，不能涉足新能源发电业务使得水电龙头的成长性略显不足。

图表 33: 水电上市公司背靠集团业务分工情况

华能集团		状态
水电	华能水电	A 股上市
火电	华能国际	A 股上市
	内蒙华电	A 股上市
新能源发电	华能新能源	港股上市
三峡集团		状态
水电	长江电力	A 股上市
新能源发电	三峡新能源	未上市
	长江新能源	未上市
华电集团		状态

水电	黔源电力	A 股上市
火电	华电国际	A 股上市
新能源发电	华电福新	港股上市
<b>大唐集团</b>		<b>状态</b>
水电	桂冠电力	A 股上市
火电	大唐发电	A 股上市
	华银电力	A 股上市
新能源发电	大唐新能源	港股上市

来源：wind、中泰证券研究所

### 投资策略：看好高股息率龙头及不受平台制约的高成长标的

- 投资策略：看好高股息率龙头及不受平台制约的高成长标的。**当前经济增速缓慢下行预计将带动利率趋势向下，业绩稳健且愿意回报股东的权益资产价值性不断凸显。从出发点上看，购买业绩稳健、高分红权益资产的主要吸引力是稳定的业绩+较高的分红率所导致的高股息率。但从结果看，资金的不断涌入还会对业绩稳健、高分红权益资产的估值产生持续抬升作用。目前拥有稳健业绩+高分红率的水电行业龙头股息率大致在 3.5%-4% 区间内，极具吸引力的高股息率有望带来公司估值的持续抬升，具备战略配置的价值，推荐长江电力、华能水电、桂冠电力。此外，当前全国水电资源开发已超六成，且优质水电资源变得稀缺，行业增长空间预期不断收窄且多数增量项目盈利性边际向下，而多数水电龙头受制集团平台约束，成长性略显不足。我们看好不受集团平台约束的国投电力，公司作为国投集团的唯一上市平台，未来有望在水电和新能源发电两个领域提升装机以获得高成长性。

## 重点推荐标的

### 长江电力：乌、白电站预期注入，业绩稳健+高分红的行业龙头

- 存量项目现状：外送广东+华东+华中地区，电价&盈利能力优势显著。**

目前，公司坐拥四座巨型水电站，总装机规模达 4549.5 万千瓦。其中，三峡、葛洲坝、溪洛渡、向家坝装机分别为 2250、273.5、1386 和 640 万千瓦。**从度电价格看**，溪洛渡电站除枯水期部分电量留川、云两省消纳外，其余电量送浙江、广东两省；向家坝电站除枯水期部分电量留川、云两省消纳外其余电量均送上海；三峡电站丰水期送广东 50%、华东 50%、超过区域设计输电能力送华中消纳，枯水期送广东 16%、华东 32% 和华中 52%。以上地区基本均为高电价地区，导致长江电力倒推后形成的上网电价要高于行业可比上市公司。**从度电成本看**，由于水电站的单位投资成本较低使得公司度电成本位于可比公司中倒数第二，仅高于国投电力。**较高的电价及较低的度电成本使得长电度电盈利能力在可比公司中排名第二，仅次于国投电力，盈利能力优势显著。**

**图表 34：长江电力各电站电力消纳情况**

电站名称	丰水期	枯水期
三峡电站	送广东 50%、华东 50%、超过区域设计输电能力送华中消纳	送广东 16%、华东 32% 和华中 52%
葛洲坝电站		华中、华东地区
向家坝电站	上海	四川 15%、云南 15%、上海 70%
溪洛渡电站	浙江 50%、广东 50%	四川 15%、云南 15%、浙江 35%、广东 35%

来源：长江电力公告、中泰证券研究所

- 存量项目趋势：市场电比例仅为 11%，盈利能力对市场化折价不敏感。**

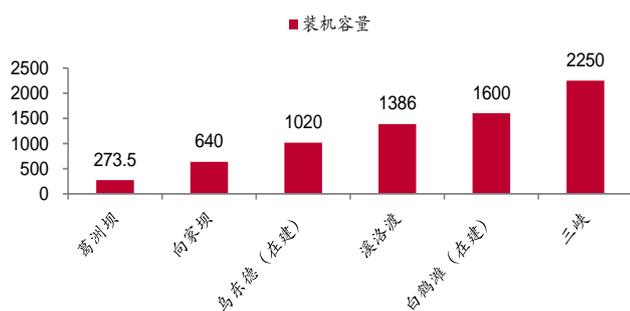
目前公司市场化交易电量主要集中在溪洛渡、向家坝两个电站。具体来看，长江电力 18 年市场化交易电量主要包括向家坝送上海 75 亿千瓦时、溪洛渡左岸送浙江 78.38 亿千瓦时、溪洛渡右岸送广东 68 亿千瓦时，市场化交易电量合计 236.1 亿千瓦时，仅占到公司总售电量的 11%，在所有水电上市公司中占比最小，远低于其他上市公司，足以说明公司存量项目盈利能力对市场化折价幅度不敏感。

**图表 35：长江电力市场电交易情况（亿千瓦时）**

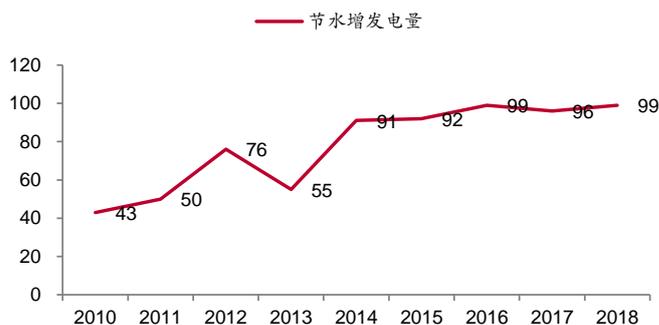
消纳省市	2017	2018
上海（向家坝电站）	41.7	75
浙江（溪洛渡左岸）	79.11	78.38
广东（溪洛渡右岸）	35.22	68
市场电总计	165.4	236.1
售电量合计	2096.7	2142.2
市场电占比	7.90%	11%

来源：长江电力公告、中泰证券研究所

- **特殊的三峡集团建设+公司出资购买运营模式。**公司装机量增长的模式主要是控股股东三峡集团建设+公司出资购买运营的模式。这种模式中集团层面承担了需要投入大量资本开支而现金流持续为0的水电站建设期，在水电站投产后上市公司可以通过定增+现金收购的方式购买水电资产，并承担相应负债。这样的模式保证了水电站注入后形成的充沛现金流可以立即用来进行还本付息，使建设期较大的资本开支对公司自由现金流的影响最小化，成就了公司兼具价值性和成长性的特征。
- **增量项目：乌东德、白鹤滩预期注入有望带来发电量双重提升&盈利能力边际提升。**目前三峡集团在建的乌东德（1020万千瓦）、白鹤滩（1600万千瓦）电站预计将分别于2020年和2021年首批机组投产，后续有望择机注入上市公司体内。后续乌东德、白鹤滩电站的投产及注入预计将会从两方面大幅增厚公司业绩：
  - **发电量的双重增长：**乌东德、白鹤滩投产预计将为公司带来发电量的双重增长。其一是两座电站合计装机量占到目前公司总装机量的57.6%，投产后长江电力的装机量将再次上升一个大台阶；其二是两座电站与溪洛渡、向家坝电站同样地处金沙江下游，投产后公司“六库联调”将开始发挥作用，有望通过“节水增发”增加发电量约300亿千瓦时。远期，若长江上游电站也实施联合优化调度，将进一步增加流域发电量约420亿千瓦时。
  - **盈利能力有望实现边际提升：**目前乌东德电站初步计划未来送电区域为两广地区、白鹤滩电站初步计划未来送电区域为浙江和江苏。通过前文分析两广地区以及浙江省电价优势较为明显。假设未来白鹤滩送江苏电力占比不大，公司度电均价有望实现边际提升，从而带动盈利能力边际提升。

**图表36：长江电力各电站装机容量（万千瓦）**


来源：长江电力公告、中泰证券研究所

**图表37：长江电力节水增发电量情况（亿千瓦时）**


来源：长江电力公告、中泰证券研究所

- **从2021年开始分红率不低于70%，股息率具吸引力。**当前长江电力的分红承诺为2016-2020年按不低于0.65/股进行现金分红；2021-2025年按不低于当年实现净利润的70%进行现金分红。2017、2018年公司每年分红0.68元/股，对应股息率在3.8%左右，假设按照21年70%以上分红率计算，70%/75%分红率对应当前市价股息率分别为3.88%和4.15%。考虑到长江电力稳健的业绩，高股息率兑现基本不存在太大风险，公司股息预计将长期稳定在3.5%-4%区间内，股息率极具吸引力。

**图表 38：长江电力历年分红比例及对应股息率测算情况**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019E(1)	2019E(2)
EPS	0.55	0.72	0.7	0.94	1.01	1.03	1.04	1.04
每股股利	0.28	0.38	0.4	0.71	0.68	0.68	0.73	0.78
分红率	50.91%	52.78%	57.14%	75.53%	67.33%	66.02%	70%	75%
市价	6.28	14.73	13.13	15.21	17.65	18.09	18.78	18.78
股息率	4.46%	2.58%	3.05%	4.67%	3.85%	3.76%	3.88%	4.15%

来源：长江电力公告、中泰证券研究所

**华能水电：新机组投产带来量价双升，股息率预期大幅提升**

- 存量项目：澜沧江上游机组相继投产，送电广东带来量价齐升。**自 2018 年起公司澜沧江上游云南段机组进入集中投产期，其中 2018、2019 年分别投产 325.5 和 134 万千瓦。澜上 5 座水电站（苗尾、大华桥、里底、乌弄龙、黄登）均参与西电东送，受电地区为广东，上网电价具备显著优势（合同内电价为 0.3 元/千瓦时），显著高于云南省 0.235 元/千瓦时的标杆电价，因此自 2018 年公司度电均价边际提升，2018、2019H 度电均价分别同比上涨 8.19% 和 4.14%。新机组投产带来量价双升，极大地提振了公司业绩，2018 年和 2019 年上半年公司营收分别同增 20.78% 和 63.66%；归母净利润分别同增 165.1% 和 224.77%。

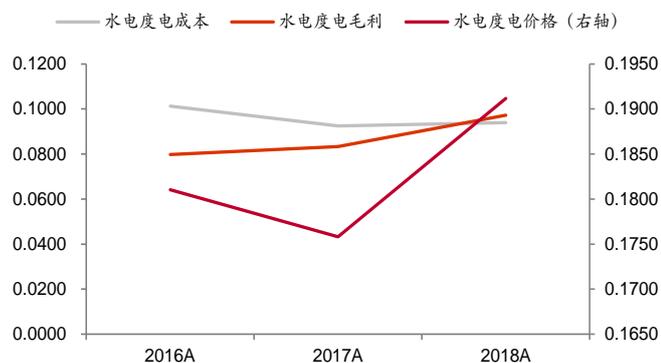
**图表 39：华能水电在产机组情况**

项目名称	装机容量	装机结构	权益比例	权益装机	所属流域	调节能力	状态
功果桥水电站	90	4×22.5	100%	90.00	澜沧江中游	日调节水库	在运
小湾水电站	420	6×70	100%	420.00	澜沧江中游	多年调节	在运
漫湾水电站	167	5×25+1×30+1×12	100%	167.00	澜沧江中游		在运
糯扎渡水电站	585	9×65	100%	585.00	澜沧江下游	多年调节	在运
景洪水电站	175	5×35	100%	175.00	澜沧江下游		在运
龙开口水电站	180	5×36	95%	171.00	金沙江中游	日调节性能	在运
瑞丽江一级水电站	60	6×10	40%	24.00	瑞丽江干流		在运
徐村水电站	8.58	3×2.86	100%	8.58	漾濞江	不完全月调节	在运
南果河水电站	1.6	2×0.08	90%	1.44	南果河干流下游河段		在运
老王庄水电站	0.96	3×0.32	100%	0.96			在运
牛栏沟水电站	2.48	2×1.24	51%	1.26			在运
丰甸水电站	1.26	2×0.63	100%	1.26			在运
果多水电站	16		15%	2.40	扎曲河	周调节性能	在运
大朝山水电	135		10%	13.5	澜沧江中游		在运
苗尾水电站	140	4×35	100%	140	澜沧江中下游		在运
大华桥水电站	92	4×23	100%	92	澜沧江中下游	周调节性能	在运
黄登水电站	190	4×47.5	100%	190	澜沧江中下游		在运
里底水电站	42	3×14	100%	42	澜沧江上游		在运
乌弄龙水电站	99	4×24.75	100%	99	澜沧江上游		在运
桑河二级水电站	40	8×5	51%	20.4	桑河干流		在运

托巴水电站	140	澜沧江上游	季调节能力	在建
如美水电站	210	澜沧江上游		筹建
古水水电站	180	澜沧江上游	季调节能力	筹建
橄榄坝水电站	19.5	澜沧江中下游		筹建

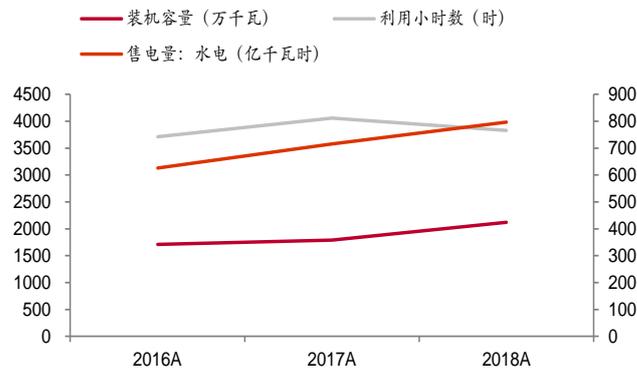
来源：华能水电公告、中泰证券研究所

图表 40：公司度电价格、成本、毛利（元/千瓦时）



来源：华能水电公告、中泰证券研究所

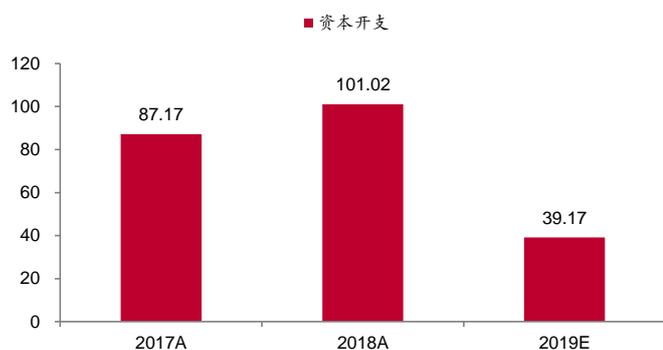
图表 41：公司装机容量、售电量及利用小时数情况



来源：华能水电公告、中泰证券研究所

- 在手项目投产完毕，CAPEX 下降预期带来股息率的大幅提升。**随着 2018-2019 年澜上机组投产完毕，目前公司在手在建项目建项目仅剩下托巴水电站（140 万千瓦，招标工作），澜沧江上游的如美、古水水电站以及澜沧江中下游的橄榄坝水电站仅是在筹划中，因此中短期公司 CAPEX 预计将大幅下降到较低水平（2018 年已经由 85.49 亿元下降至 77.04 亿元，2018 年年报中披露公司 2019 年资本开支计划仅为 39.17 亿元，后续预计仍将持续下降）。CAPEX 大幅下降后，公司水电站充沛的净利润预计将更多的通过分红的形式回馈投资者。2018 年公司 EPS 为 0.32 元/股，分红率达到 55.63%（公司分红政策为当年盈利、且无未弥补亏损的条件下，如无重大投资计划或重大现金支出事项发生、资产负债率未超过 75%，每年以现金方式分配的利润不少于当年实现的可供分配利润的 50%），对应股息率为 4.17%。假设未来公司分红率达到 55%/60%/65%，经测算对应股息率将分别为 3.69%/4.03%/4.36%，即股息率预计将长期稳定在 3.5%-4.5% 区间内，极富吸引力。

图表 42：华能水电 CAPEX 情况



来源：华能水电公告、中泰证券研究所

图表 43：华能水电自由现金流情况（亿元）



来源：华能水电公告、中泰证券研究所

**图表 44：华能水电历年分红比例及对应股息率测算情况**

	2017	2018	2019 (1)	2019 (2)	2019 (3)
EPS	0.12	0.32	0.30	0.30	0.30
每股股利	0.06	0.18	0.17	0.18	0.20
分红率	45.83%	55.63%	55.00%	60.00%	65.00%
市价	3.07	4.27	4.47	4.47	4.47
股息率	1.79%	4.17%	3.69%	4.03%	4.36%

来源：华能水电公告、中泰证券研究所

**桂冠电力：股息率位列行业首位，凸显配置价值**

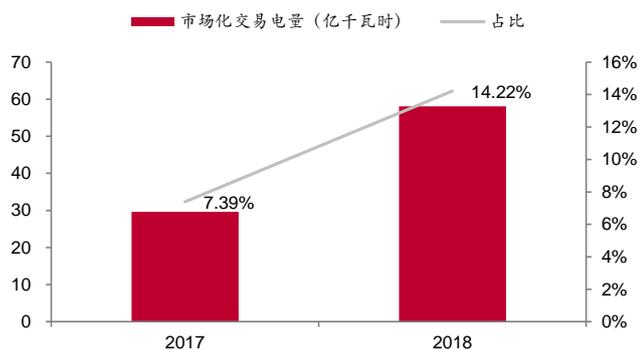
- 市场电占比较低，18 年电价大幅下降后有望持稳。**2018 年公司市场化交易总电量为 58.04 亿千瓦时，占总上网电量的 14.22%，较 17 年上升 6.83pct。市场化交易电量占比上升的主要原因是广西省内的水火发电权交易以及去学电厂的投产。目前公司市场化交易电量占比处于行业较低水平，电价&盈利能力对市场化折价幅度不敏感。2018 年公司电价出现大幅下滑，主因有三：(1) 广西省内丰水期电价下调（按上网电价的 90% 执行，之前是按 96% 执行）；(2) 2018 年 4 月 1 日起广西省内大数据中心、工业园区 10 千伏大工业、现代服务业集聚区开展用电市场化交易，扩大了市场化交易比例；(3) 广西执行水火发电权交易，交易结算电价需扣除补偿价格，对电价造成消极影响。我们认为在经历了 18 年电价大幅下降后，公司电价未来有望维持相对稳定。

**图表 45：桂冠电力各水电站装机（万千瓦）、权益占比、调节能力情况**

项目名称	装机容量（万千瓦）	权益比例	权益装机	所属流域	调节能力	状态
龙滩水电站	490	100.00%	490	南盘江红水河	年调节能力	在运
岩滩水电站	181	70.00%	126.7	南盘江红水河	年调节水库	在运
大化水电站	56.6	100.00%	56.6	南盘江红水河	日调节水库	在运
百龙滩水电站	19.2	100.00%	19.2	南盘江红水河		在运
乐滩水电站	60	52.00%	31.2	南盘江红水河		在运
平班水电站	40.5	35.00%	14.175	南盘江红水河		在运
天龙湖水电站	18	100.00%	18	岷江上游	周、季调节性能	在运
仙女堡水电站	7.6	100.00%	7.6	涪江干流	不完全日调节	在运
金龙潭水电站	18	100.00%	18	岷江上游		在运
去学水电站	24.6	100.00%	24.6	金沙江流域		在运
湖北沿渡河水电站	10	65.00%	6.5	沿渡河流域		在运
聚源电力	97.16	100.00%	97.16			在运
松塔水电站	360	100.00%	360	怒江中下游		在建
龙滩二期	140	100.00%	140	南盘江红水河		筹建
八渡水电站	36	100.00%	36	南盘江干流下游		前期工作
安丰水电站	8.1	66.00%	5.346	南平河段		前期工作

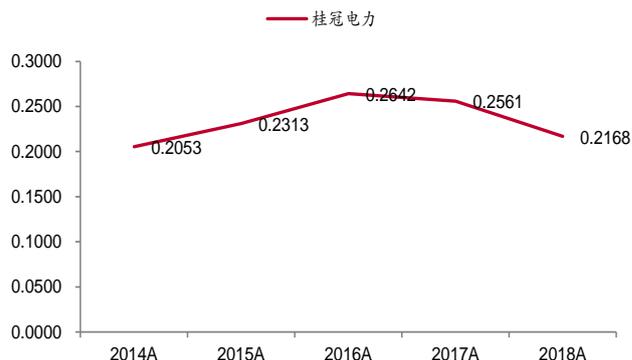
来源：桂冠电力公告、中泰证券研究所

图表 46: 公司市场化交易电量及占比情况



来源: 桂冠电力公告、中泰证券研究所

图表 47: 公司度电均价情况 (元/千瓦时)



来源: 桂冠电力公告、中泰证券研究所

- 低 CAPEX 支持高分红率, 股息率位列行业首位凸显配置价值。** 目前公司 CAPEX 主要集中在在手的几个风电场开发, 水电方面西藏松塔电站 (360 万千瓦) 位于怒江流域, 但由于目前国家还未开放怒江流域的开发权, 因此松塔水电站建设基本处于停滞状态。虽然桂冠电力公司章程中规定的分红政策为在当年盈利、且无未弥补亏损的条件下, 每年以现金方式分配的利润仅为不少于当年实现的可供分配利润的 30%, 但是从实际情况下, 首先低 CAPEX 支持公司进行更高比例的分红, 其次公司也是一家愿意高比例分红的公司, 2017、2018 年公司分红率分别达到 80% 和 64% (2016 年仅为 30% 的原因是当年公司预计将有巨额 CAPEX), 对应股息率分别为 5.3% 和 4.1%, 位列水电上市公司首位。我们测算假设 2019 年公司分红率达到 60%/65%/70% 的情况下, 相对股息率将分别为 4.91%/5.31%/5.72%, 凸显了公司的配置价值。

图表 48: 桂冠电力历年分红比例及对应股息率测算情况

	2015	2016	2017	2018	2019 (1)	2019 (2)	2019 (3)
EPS	0.42	0.43	0.41	0.39	0.39	0.39	0.39
每股股利	0.30	0.13	0.33	0.25	0.23	0.25	0.27
分红率	71.43%	30.23%	80.49%	64.10%	60%	65%	70%
市价	7.28	5.69	6.23	6.10	4.77	4.77	4.77
股息率	4.12%	2.28%	5.30%	4.10%	4.91%	5.31%	5.72%

来源: 桂冠电力公告、中泰证券研究所

#### 国投电力: 雅砻江水电资产优质, 成长性不受平台约束

- 存量项目现状: 控股 52% 的雅砻江水电发电效率和盈利能力冠绝行业。** 公司目前水电控股装机为 1676 万千瓦, 为国内第三大水电装机规模的上市公司。其中, 有 1470 万千瓦属于雅砻江水电、135 万千瓦属于大朝山水电站、67 万千瓦属于黄河上游的水电站。其中, 公司控股 (持股比例为 52%) 的雅砻江水电无论是发电效率还是电价方面均冠绝行业。具体来看, 随着 2015、2016 年部分机组投产, 雅砻江水电发电效率得到质的提升, 目前年利用小时数可达 5000h, 领先第二名长江电力 250h 以上; 电价方面, 公司售电结构为 640 万千瓦外送江苏, 剩余装机四川省内消纳。前文提到四川省上网电价具备较大优势, 从而拉动公司整体度电售

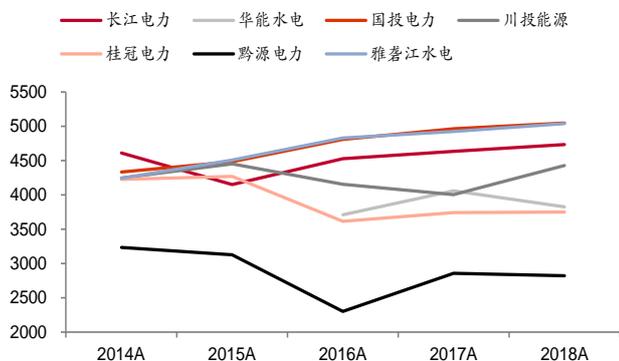
价。目前除黔源电力外，雅砻江水电度电售价排在可比公司第一位，略高于长江电力。

图表 49：国投电力各水电站装机（万千瓦）、权益占比、调节能力情况

项目名称	装机容量	装机结构	权益比例	权益装机	所属流域	调节能力	状态
锦屏一级水电站	360	6×60	52%	187.2	雅砻江流域下游	年调节能力	在运
锦屏二级水电站	480	8×60	52%	249.6	雅砻江流域下游	年调节性能	在运
官地水电站	240	4×60	52%	124.8	雅砻江流域下游	日调节性能	在运
二滩水电站	330	6×55	52%	171.6	雅砻江流域下游		在运
桐子林水电站	60	4×15	52%	31.2	雅砻江流域下游		在运
<b>雅砻江水电合计</b>	<b>1470</b>						
大朝山电厂	135	6×22.5	50%	67.5	澜沧江中下游		在运
大峡电厂	30	4×7.5	60.45%	18.1	黄河上游		在运
小峡电厂	23	4×5.75	60.45%	13.9	黄河上游		在运
乌金峡电厂	14	4×3.5	60.45%	8.5	黄河上游		在运
两河口	300	6×50	52.00%	156	雅砻江中游	多年调节性能	在建
杨房沟	150	4×37.5	52.00%	78	雅砻江中游		在建

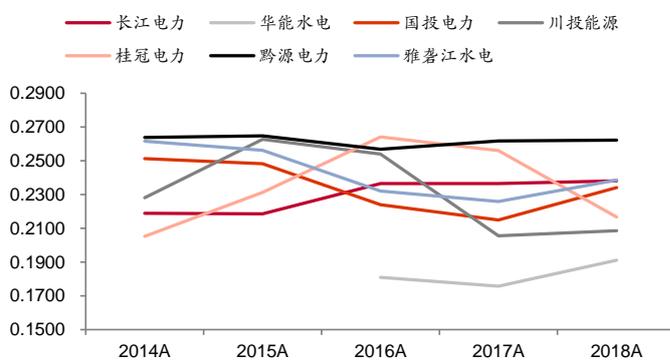
来源：国投电力公告、中泰证券研究所

图表 50：可比公司利用小时数情况



来源：国投电力公告、中泰证券研究所

图表 51：可比公司电价情况（元/千瓦时）



来源：国投电力公告、中泰证券研究所

- **存量项目趋势：市场电比例不足 30%，合同电量较为稳定。**2018 年公司市场化交易电量为 423.54 亿千瓦时，占总售电量比重为 28.77%，不足 30%；17 年市场电占比数据为 23.09%，从数据上看公司市场电占比呈现上升态势。但值得注意的是，18 年公司水电售电量同比仅增加 13.78 亿千瓦时，公司售电的主要增量主要来自火电（北疆二期 2×100 万千瓦机组下半年投产），新增市场化交易电量也主要来自火电。因此合同电量有保障、市场化交易占比较低的水电业务盈利能力对市场电价格波动并不敏感。

**图表 52: 国投电力市场电交易情况 (亿千瓦时)**

	2017A	2018A
市场化交易总电量	289.85	423.54
合同电量	965.46	1,048.45
总上网电量	1,255.31	1,471.99
市场电占比	23.09%	28.77%

来源: 国投电力公告、中泰证券研究所

**图表 53: 国投电力各类型电力售电量情况 (亿千瓦时)**

	2017	2018	差额	同比增减
火电	412.59	608.00	195.41	47.36%
水电	825.66	839.44	13.78	1.67%
风电	14.82	19.91	5.09	34.35%
太阳能发电	2.24	4.64	2.4	107.14%

来源: 国投电力公告、中泰证券研究所

- 增量项目: 雅中线终获批, 川电入赣有望提升边际盈利能力。**目前公司在建的水电站是两河口电站(300万千瓦、多年调节能力)和杨房沟电站(150万千瓦)。两座电站前期规划送电江西省,但由于种种原因一直未能获批。2019年8月,雅中-江西±800kV特高压直流输电工程正式获得发改委批复,标志着公司川电入赣最后不确定性消除。雅中线的获批预期将对公司产生两部分影响:(1)随着水电装机快速增加,四川省丰水期供大于求矛盾愈发突出,川电入赣将进一步解决公司电力消纳问题,降低弃水率,提升发电量;(2)目前公司参与西电东送的主力电站(锦屏一级、锦屏二级;官地)均是送江苏省。江苏省上网电价较低,经济性不够理想。江西省燃煤上网电价在华东、华中各省市中处于较高水平(0.4143元/千瓦时,接近上海市的0.4155元/千瓦时)。因此,两河口和杨房沟电站投产后有望提升公司水电业务边际盈利能力。

**图表 54: 国投电力外送电情况分析**

	目的地	线路	装机/万千瓦	定价机制	状态
锦屏一级水电站	江苏	锦苏特高压直流	360	倒推电价	在运
锦屏二级水电站	江苏	锦苏特高压直流	480	倒推电价	在运
官地水电站	江苏	锦苏特高压直流	240	倒推电价	在运
两河口	江西	雅中特高压直流	300	-	在建
杨房沟	江西	雅中特高压直流	150	-	在建

来源: 国投电力公告、中泰证券研究所

- 未受制于平台困扰, 资本开支覆盖新能源, 未来公司兼具稳健性与成长性。**作为国投集团的唯一上市平台,国投电力的发展并未受制于前文提到的平台困扰,公司水火并济、风光互补的特点也侧面反映了这一点。2019年8月末公司发布公告称拟在上海联交所预挂牌转让公司持有的国投宣城51%股权、国投北部湾55%股权、国投伊犁60%股权、靖远二电51.22%股权、淮北国安35%股权和甘肃张掖45%股权。上述六家公司2018年合计权益亏损约3.6亿元,若能顺利处理,将进一步增厚公司业绩。与此同时,可以看到北疆二期2×100万千瓦机组投产后公司再在

手火电机组 CAPEX, 当前 CAPEX 除用于建设两河口、杨房沟水电站外, 大部分集中在新能源领域。具体主要是海外 (英国) 陆上和海上风电项目, 其中控股 100% 的 Afton Wind Farm Limited 主要负责陆上风电开发和运营, 其 50MW 风电项目已于 2018 年 9 月投产运营; 参股 25% 的 Beatrice Wind Limited 588MW 项目已于 2019 年 7 月底投入商运; 控股 100% 的 Inch Cape Offshore Limited 784MW 海风项目正在进行前期工作。未来公司有望在水电和新能源发电两个领域提升装机以获得高成长性。

**图表 55: 公司控股&参股海外风电项目汇总**

公司名称	项目类型	装机容量 (MW)	状态
Afton Wind Farm Limited	陆上风电	50	投产
Beatrice Wind Limited	海上风电	588	投产
Inch Cape Offshore Limited	海上风电	784	前期工作

来源: 国投电力公告、中泰证券研究所

## 风险提示

- **(1) 来水波动风险**；水力发电存在波动性，最主要的原因是流域来水的波动，虽然大型水电公司可以通过多个水电站梯级联调较大程度熨平来水波动，但仍然存在相关不确定性风险。
- **(2) 水电消纳能力不足风险**；当前水电建设基本集中在西南地区，而我国负荷的集中地在东南沿海地区，因此形成了供电格局空间上的错配。虽然近年来随着西电东送工程的不断完善，西南地区弃水情况得到明显好转，但仍存在水电消纳能力不足导致弃水的风险。
- **(3) 市场电占比扩大风险**；随着国家电力市场化改革的不断推进，电力市场化改革交易机制逐年完善，推动电价市场化程度显著提高。我国电力市场化交易比重由改革前的 14%，提高至 2018 年的近 40%，未来仍将进一步提升。市场电占比的扩大可能导致相关标的电价存在下行压力，进而影响企业盈利能力。

**投资评级说明:**

	评级	说明
股票评级	买入	预期未来 6~12 个月内相对同期基准指数涨幅在 15% 以上
	增持	预期未来 6~12 个月内相对同期基准指数涨幅在 5%~15% 之间
	持有	预期未来 6~12 个月内相对同期基准指数涨幅在 -10%~+5% 之间
	减持	预期未来 6~12 个月内相对同期基准指数跌幅在 10% 以上
行业评级	增持	预期未来 6~12 个月内对同期基准指数涨幅在 10% 以上
	中性	预期未来 6~12 个月内对同期基准指数涨幅在 -10%~+10% 之间
	减持	预期未来 6~12 个月内对同期基准指数跌幅在 10% 以上

备注: 评级标准为报告发布日后的 6~12 个月内公司股价 (或行业指数) 相对同期基准指数的相对市场表现。其中 A 股市场以沪深 300 指数为基准; 新三板市场以三板成指 (针对协议转让标的) 或三板做市指数 (针对做市转让标的) 为基准; 香港市场以摩根士丹利中国指数为基准, 美股市场以标普 500 指数或纳斯达克综合指数为基准 (另有说明的除外)。

**重要声明:**

中泰证券股份有限公司 (以下简称“本公司”) 具有中国证券监督管理委员会许可的证券投资咨询业务资格。本报告仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于本公司及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料, 反映了作者的研究观点, 力求独立、客观和公正, 结论不受任何第三方的授意或影响。但本公司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, 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, 可能会随时调整。本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改, 投资者应当自行关注相应的更新或修改。本报告所载的资料、工具、意见、信息及推测只提供给客户作参考之用, 不构成任何投资、法律、会计或税务的最终操作建议, 本公司不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户, 不构成客户私人咨询建议。

市场有风险, 投资需谨慎。在任何情况下, 本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

投资者应注意, 在法律允许的情况下, 本公司及其本公司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投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。本公司及其本公司的关联机构或个人可能在本报告公开发布之前已经使用或了解其中的信息。

本报告版权归“中泰证券股份有限公司”所有。未经事先本公司书面授权, 任何人不得对本报告进行任何形式的发布、复制。如引用、刊发, 需注明出处为“中泰证券研究所”, 且不得对本报告进行有悖原意的删节或修改。