

证券研究报告—深度报告

公用事业

电力

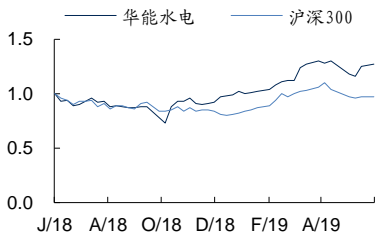
华能水电(600025)

增持

合理估值: 4.77-4.96 元 昨收盘: 4.07 元 (维持评级)

2019年06月18日

一年该股与沪深300走势比较



股票数据

总股本/流通(百万股)	18,000/8,928
总市值/流通(百万元)	73,440/36,426
上证综指/深圳成指	2,882/8,810
12个月最高/最低(元)	4.65/2.23

相关研究报告:

《华能水电-600025-2018 年报及 2019 年一季度报点评: 水电量价齐升, 资本开支拟大降》——2019-04-26

证券分析师: 陈青青

电话: 0755-22940855
E-MAIL: chenqingq@guosen.com.cn
证券投资咨询执业资格证书编号: S0980513050004

证券分析师: 武云泽

电话: 021-60875161
E-MAIL: wuyunze@guosen.com.cn
证券投资咨询执业资格证书编号: S0980517050002

独立性声明:

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道, 分析逻辑基于本人的职业理解, 通过合理判断并得出结论, 力求客观、公正, 结论不受任何第三方的授意、影响, 特此声明。

深度报告

优质大型水电, 盈利能力回升

● 立足云南的全国第二大水电公司

公司总部位于昆明, 2017 年末上市, 大股东华能集团控股 50.4%。公司主营业务为水力发电, 享有澜沧江干流的流域开发权, 19Q1 装机容量 22301.3MW, 全国水电装机排名第二, 其中 99% 为水电, 且主要为大型水电站。

● 密集投运澜沧江上游云南段水电, 发电量、综合电价有望显著提升

公司前期投运水电站主要位于澜沧江中下游、云南省内其他流域、以及柬埔寨、缅甸等国。自 2017 年以来, 公司密集投运澜沧江上游云南段 5 座水电站, 规划装机 5630MW, 全部投运后相当于公司届时总装机容量的 25%。上游 5 座水电站通过滇西北直流直送深圳, 预计电价或较公司存量机组电价高 30% 以上, 且市场电价占比较小, 有望明显提振公司综合电价。

● 存量机组受益于西电东送和云南省内供需改善, 电价有望见底修复

我们估算公司约有 30% 电量参与市场化交易, 交易电价与广东、云南电力供需密切相关, 其中约 9% 参加西电东送增量送电量结算, 剩余参与云南省内交易。2015 年以来开始的电力市场化交易导致公司电价连年走低。近 1-2 年来, 伴随电力需求企稳回升、能源清洁化转型、火电装机去产能、以及交易规则优化, 云南、广东供需形势有所收窄, 公司不含税综合电价 2018 年同比回升 1.5 分/千瓦时至 0.191 元/千瓦时。公司当前电价与 ROE 仍显著低于水电同业, 后续存量项目电价修复与上游新机组高电价将持续驱动盈利能力回升。

● 在机组接近投运完毕, 自由现金流释放在即

2019 年中, 公司所有在建机组将全部投运完毕。公司 2019 年资本开支将大降 60 亿元至 39.17 亿元, 降幅相当于 2018 年度分红总额。我们预计公司自由现金流将显著释放, 带动资产负债率下行、分红提升、并打开潜在机组并购空间。

● 优质大水电, 估值略高于同业, 维持增持评级

我们预计公司 2019-2021 年营业收入 185.68/188.18/189.04 亿元, 归母净利润 38.17/47.75/48.97 亿元, 对应动态 PE 为 19.2x/15.4x/15.0x。综合相对估值与绝对估值结果, 更新公司未来 12 个月合理估值区间为 4.77-4.96 元 (前次报告为 4.66-5.04 元), 对应当前股价 17-22% 空间, 维持“增持”评级。

● 风险提示: 电力需求放缓, 电价不达预期, 来水大幅波动

盈利预测和财务指标

	2017	2018	2019E	2020E	2021E
营业收入(百万元)	12,848	15,516	18,568	18,818	18,904
(+/-%)	11.2%	20.8%	19.7%	1.3%	0.5%
净利润(百万元)	2189	5803	3817	4775	4897
(+/-%)	330.7%	165.1%	-34.2%	25.1%	2.6%
摊薄每股收益(元)	0.12	0.32	0.21	0.27	0.27
EBIT Margin	43.4%	47.4%	51.3%	51.4%	51.6%
净资产收益率(ROE)	5.6%	13.1%	8.3%	9.8%	9.6%
市盈率(PE)	33.6	12.7	19.2	15.4	15.0
EV/EBITDA	19.7	15.5	23.2	22.9	22.6
市净率(PB)	1.86	1.66	1.59	1.51	1.44

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

投资摘要

估值与投资建议

预计公司 2019-2021 年营收 186/188/189 亿元, 归母净利润 38.17/47.75/48.97 亿元, 对应动态 PE 为 19.2x/15.4x/15.0x。综合相对估值与绝对估值结果, 更新公司未来 12 个月合理估值区间为 4.77-4.96 元 (前次为 4.66-5.04 元), 对应当前股价 17-22% 空间, 维持“增持”评级。

核心假设与逻辑

第一, 公司是市场较为稀缺的近年装机增长较快的大型水电公司, 近期高电价优质新机组密集投运, 有望提升中长期投资价值。

第二, 公司存量机组历史上由于电力市场供过于求而遭遇了较为显著的电价折让, 2018 年来云南、广东电力供需改善, 交易电价回升, 利好公司盈利修复。

第三, 公司 2019H2 起在手流域机组基本开发完毕, 资本开支有望下行, 分红或将具备较大提升空间。

与市场的差异之处

第一, 市场认为公司主要资产位于供需关系和电价形势均不占优势的云南, 相比其余核心区域水电理应存在估值折价。我们认为公司事实上有三分之二电量经由西电东送外输消纳, 且云南省内外本身电力供需正持续改善。公司的业绩因而有望自前期低谷向好修复, 从而带来估值的修复。

第二, 市场担心广东电力需求受经济影响增速放缓, 可能导致云南西电东送电量受影响, 并使云南省内电力供需再度转向宽松。我们认为在清洁能源转型背景下, 广东将持续大力支持西电东送; 且云南省内发电装机增速大幅放缓, 有望在供给侧形成持续对冲。

股价变化的催化因素

第一, 公司近期新投产机组的标杆电价审批结果若能符合预期, 有望有效带动公司业绩增长;

第二, 西电东送外送情况以及云南省内交易结果的逐月发布, 有望持续验证公司的电价改善逻辑, 并带来业绩和估值修复;

第三, 19H2 起公司在手流域机组基本开发完毕, 届时现金流若能验证上行趋势, 或将加强分红率提升或资产负债率快速下行的预期, 优化公司投资价值。

核心假设或逻辑的主要风险

第一, 云南及广东电力需求显著放缓;

第二, 存量机组电价低于预期;

第三, 新机组标杆电价审批结果低于预期;

第四, 来水大幅波动。

内容目录

估值与投资建议	6
绝对估值: 4.45-4.96 元	6
绝对估值的敏感性分析	6
相对法估值: 4.77-5.04 元	7
投资建议	8
公司简介: 立足云南的大型水电公司	9
股东情况: 原三家股东合计持股 90%	9
业务结构: 水电为主, 另有少量光伏风电资产	9
水电优质商业模式带来稳健财务表现	12
典型大水电的业绩特性	12
公司财务指标优异, 投资价值显著	13
发电量稳定增长, 大型电站起到压舱石作用	17
小湾电站: 多年调节水库, 季节间发电均衡	17
漫湾电站: 发电量波动较小, 三季度发电量占比最大	18
糯扎渡电站: 多年调节水库, 二季度发电量高于三季度	18
景洪电站: 发电量波动较小, 二季度发电量占比高于三季度	18
龙开口电站: 发电量波动较大, 三季度发电量整体高于二季度	19
新机组密集投运, 稳定提振业绩体量与综合电价	19
上市以来新机组密集投运	20
新机组单位投资逐步上升, 为电价提振奠定合理性	20
澜沧江上游机组电价接近落地, 显著高于公司当前电价	21
省内外供需改善, 利好存量机组电价上行	21
公司近年来电价呈现 V 形反转	21
公司电量主要消纳方向为广东及云南	22
广东电力市场概览: 三分之一电量依赖外送电输入	22
公司输电通道有保障, 占据西电东送可观份额	24
澜沧江上游水电陆续投运, 西电东送电量稳步提升	26
参照广东交易形势, 西电东送增送部分电价折让有望趋于理性	27
云南电力市场概览: 水电外送影响大, 供给增量有限, 需求快速提升	28
云南省内交易: 供需好转, 电价企稳	30
资本开支进入下行通道, 分红具备提升空间	32
投资建议: 有成长的大水电, 维持“增持”评级	33
绝对估值: 4.45-4.96 元	33
绝对估值的敏感性分析	33
相对法估值: 4.77-5.04 元	34
投资建议	35
风险提示	36
附表: 财务预测与估值	38
国信证券投资评级	39
分析师承诺	39
风险提示	39
证券投资咨询业务的说明	39

图表目录

图 1: 水电行业历年含税电价情况 (元/千瓦时)	7
图 2: 水电行业历年扣非摊薄 ROE 情况	7
图 3: 水电行业历年资产负债率情况 (%)	8
图 4: 公司历年控股装机容量情况	10
图 5: 公司 2019Q1 末控股装机结构 (单位: MW)	10
图 6: 公司历年营业收入情况	13
图 7: 公司历年归母净利润情况	13
图 8: 公司历年利润率情况	14
图 9: 公司历年 ROE 情况	14
图 10: 公司历年固定资产折旧情况	14
图 11: 公司历年折旧占营业成本比重	14
图 12: 公司历年经营现金流净额情况	14
图 13: 公司历年经营现金流净额占净利润比重	14
图 14: 公司历年负债总额情况	15
图 15: 公司历年带息负债情况	15
图 16: 公司历年资产负债率情况	15
图 17: 公司历年财务费用情况	15
图 18: 公司历年增值税返还情况	16
图 19: 公司历年分红总额情况	16
图 20: 公司历年控股装机容量情况	17
图 21: 公司历年发电量情况	17
图 22: 小湾电站历年发电量情况	17
图 23: 小湾电站近年来单季发电量占比情况	17
图 24: 漫湾电站历年发电量情况	18
图 25: 漫湾电站近年来单季发电量占比情况	18
图 26: 糯扎渡电站历年发电量情况	18
图 27: 糯扎渡电站近年来单季发电量占比情况	18
图 28: 景洪电站历年发电量情况	19
图 29: 景洪电站近年来单季发电量占比情况	19
图 30: 龙开口电站历年发电量情况	19
图 31: 龙开口电站近年来单季发电量占比情况	19
图 32: 公司历年不含税上网电价情况	21
图 33: 广东历年用电量情况	22
图 34: 广东历年发电量情况	22
图 35: 广东历年总装机容量情况	23
图 36: 广东历年水电与火电装机容量情况	23
图 37: 广东历年火电发电量情况	23
图 38: 广东历年水电发电量情况	23
图 39: 广东历年火电与水电利用小时数情况	24
图 40: 广东历年销售电价结构 (元/MWh)	24
图 41: 广东历年主要电源上网电价 (元/MWh)	24

图 42: 云南三大特高压直流历年送广东电量及占广东用电量比重	25
图 43: 2018 年西电东送相关电价水平对比 (元/千瓦时)	26
图 44: 广东历年年度长协交易量价	27
图 45: 广东历年月度集中竞价电量与让利	27
图 46: 广东月度集中竞价让利幅度 (厘/千瓦时)	27
图 47: 云南历年用电量情况	28
图 48: 云南历年发电量情况	28
图 49: 云南历年总装机容量情况	28
图 50: 云南历年水电与火电装机容量情况	28
图 51: 云南历年水电发电量情况	29
图 52: 云南历年火电发电量情况	29
图 53: 云南历年水电与火电利用小时数情况	29
图 54: 云南历年销售电价结构 (元/MWh)	30
图 55: 云南历年主要电源上网电价 (元/MWh)	30
图 56: 云南历年市场化交易电量情况	30
图 57: 云南年度双边与月度双边量价情况 (单位: 亿千瓦时, 元/千瓦时)	30
图 58: 云南省内电力市场交易量价 (按月度)	31
图 59: 云南年度双边交易量价情况-按月度 (单位: 亿千瓦时, 元/千瓦时)	31
图 60: 云南月度双边交易量价情况-按月度 (单位: 亿千瓦时, 元/千瓦时)	31
图 61: 公司近年来资本开支情况	32
图 62: 水电行业历年含税电价情况 (元/千瓦时)	34
图 63: 水电行业历年扣非摊薄 ROE 情况	34
图 64: 水电行业历年资产负债率情况 (%)	35
表 1: 公司盈利预测假设条件 (%)	6
表 2: 资本成本假设	6
表 3: 绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析 (元)	7
表 4: 水电行业可比上市公司对比	7
表 5: 公司前 10 大股东情况 (截至 2019Q1 末)	9
表 6: 公司在手机组及装机容量情况	11
表 7: 我国十三大水电基地情况一览	12
表 8: 水电行业利润表影响因素拆解	12
表 9: 公司上市以来各个季度新机组投运情况	20
表 10: 公司所属电站单位投资额因流域而存在显著差别	20
表 11: 2018 年公司电量消纳方向与电价情况一览表	22
表 12: 西电东送云南至广东三大特高压线路情况 (加粗字体表示公司所属配套电源)	25
表 13: 公司盈利预测假设条件 (%)	33
表 14: 资本成本假设	33
表 15: 绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析 (元)	34
表 16: 水电行业可比上市公司对比	34

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：4.45-4.96 元

我们对公司的盈利预测作出如下核心假设：

装机：预计公司在手澜沧江上游云南段机组于 2019 年中投运完毕，后续中期内暂无可见的新机组投运；

发电：预计公司后续年份来水总体保持稳定，机组利用小时数保持稳定。伴随省内外供需好转，弃水不发生明显增加；

售电-西电东送：预计公司西电东送（框架内+赠送）电量整体稳定增长，其中 2019-2020 年的增量主要来自新投运的澜沧江上游云南段机组外送深圳。预计框架内不含税电价保持不变，赠送部分不含税电价继续维持一定折价；

售电-云南省内：预计公司于云南省内消纳市场化电量的成交电价逐年小幅回升。

表 1：公司盈利预测假设条件（%）

	2016	2017	2018	2019E	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E
营业收入增长率	-10.87%	11.21%	20.77%	19.67%	1.34%	0.46%	0.45%	0.45%	0.45%	0.45%	0.45%
营业成本/营业收入	55.64%	52.46%	49.08%	45.95%	45.90%	45.69%	45.48%	45.28%	45.08%	44.87%	44.68%
管理费用/营业收入	1.03%	1.04%	0.34%	0.30%	0.28%	0.26%	0.24%	0.22%	0.20%	0.18%	0.16%
销售费用/销售收入	0.08%	0.14%	0.14%	0.14%	0.14%	0.14%	0.14%	0.14%	0.14%	0.14%	0.14%
营业税及附加/营业收入	2.39%	2.41%	1.93%	1.90%	1.90%	1.90%	1.90%	1.90%	1.90%	1.90%	1.90%
所得税税率	27.82%	15.19%	12.06%	10.00%	10.20%	10.40%	10.60%	10.80%	11.00%	11.20%	11.40%
股利分配比率	90.99%	31.29%	45.23%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%

资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所预测

根据上述假设，我们预计公司 2019-2021 年营业收入 185.68/188.18/189.04 亿元，归母净利润 38.17/47.75/48.97 亿元。

表 2：资本成本假设

无杠杆 Beta	0.9112	T	10.00%
无风险利率	3.07%	Ka	8.01%
股票风险溢价	5.42%	有杠杆 Beta	2.06
公司股价（元）	4.06	Ke	14.25%
发行在外股数（百万）	18000	E/(D+E)	41.60%
股票市值(E, 百万元)	73080	D/(D+E)	58.40%
债务总额(D, 百万元)	102612	WACC	7.61%
Kd	3.20%	永续增长率（10年后）	1.00%

资料来源: 国信证券经济研究所假设

根据以上主要假设条件，采用 FCFE 估值方法，得到公司的合理价值区间为 4.45-4.96 元。

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，下表为公司绝对估值相对此两因素变化的敏感性分析。我们对华能水电 10 年后的业绩暂设定 1% 的永续增长率，主要是考虑到届时公司资产负债率不断下行、财务费用释放，且澜沧江上游西藏段开发的可行性或将有所提升。

表 3: 绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析 (元)

绝对估值结果		WACC 变化				
		6.6%	7.1%	7.61%	8.1%	8.6%
永	2.5%	8.24	7.01	6.03	5.22	4.54
	2.0%	7.38	6.35	5.51	4.80	4.20
增	1.5%	6.69	5.81	5.07	4.45	3.91
	1.0%	6.12	5.35	4.70	4.14	3.65
长	0.5%	5.64	4.96	4.38	3.87	3.43
	0.0%	5.24	4.63	4.10	3.64	3.23
率	-0.5%	4.89	4.34	3.86	3.44	3.06

资料来源: 国信证券经济研究所分析

相对法估值: 4.77-5.04 元

我们将主要水电可比上市公司的经营数据与估值数据进行对比。我们认为华能水电当前的 PE 与 PB 估值在业内偏高, 其溢价合理, 且主要来自 4 个方面:

首先, 公司在手装机容量较为可观, 水电装机排名行业第二, 大型机组占比高, 带来突出的防御性价值;

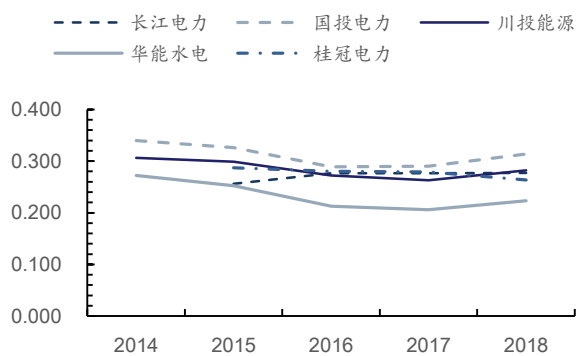
表 4: 水电行业可比上市公司对比

	在运装机-MW	装机增长空间	含税电价-元/千瓦时	ROE-18Y	分红率-18Y	股息率-18Y	PE-2019	PB-2018
长江电力	45495	58%	0.277	16.3	66%	3.8%	16.7	2.8
国投电力	34055	35%	0.314	12.4	35%	2.8%	11.7	1.6
川投能源	17150	69%	0.282	15.2	37%	3.3%	12.4	1.6
华能水电	21209	9%	0.223	7.0	47%	3.6%	19.6	1.7
桂冠电力	11839	0%	0.263	16.6	64%	5.3%	14.2	2.6

资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理 注: 华能水电 2018 年 ROE 为扣非值

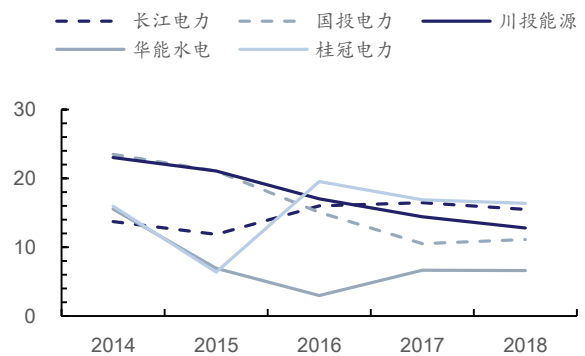
其次, 与同业相比, 华能水电的电价与 ROE 偏低, 但未来修复趋势已经确立。与龙头长江电力对比, 2015-2018 年, 公司含税电价距离龙头长江电力偏低 0.4/6.4/7.1/5.4 分/千瓦时, 电价差距从原先极低的水平大幅扩大, 2018 年又出现明显收窄。同样, 2014-2018 年, 公司扣非摊薄 ROE 分别较长江电力高 1.8/低 4.9/低 13.0/低 9.8/低 8.9 pct, 差距同样从极低水平大幅扩大后, 在 2018 年出现初步收窄。我们当前的盈利预测预计公司 2019-2021 年 ROE 分别为 8.3%/9.8%/9.6%, 相较 2018 年的 6.6% 有显著提升, 我们因此认为公司估值理应反映出 ROE 水平额外修复的利好。

图 1: 水电行业历年含税电价情况 (元/千瓦时)



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

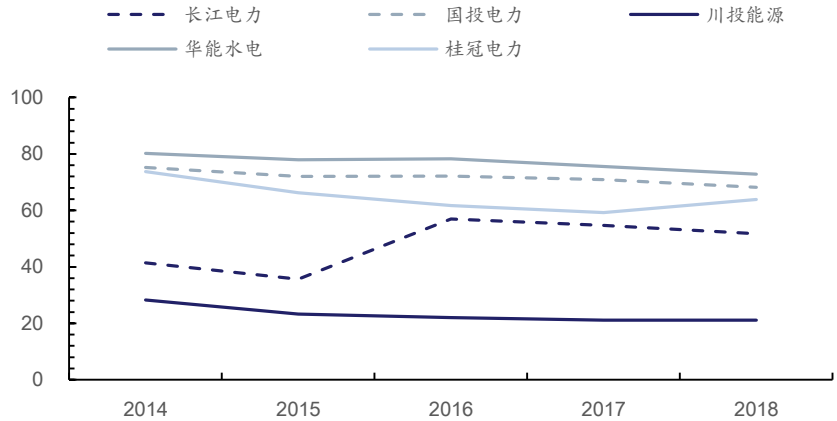
图 2: 水电行业历年扣非摊薄 ROE 情况



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

第三，由于公司当前依然处在新机组的密集投运期，因此过去多年期间，公司资产负债率在水电行业可比公司中均为最高，一定程度上压制了公司的业绩。2019年中，公司在手全部适合开发水电站将投运完毕，有望释放可观自由现金流。我们预计公司后续资产负债率将持续下滑，同样驱动 ROE 的修复预期，带动估值呈现合理溢价。

图 3: 水电行业历年资产负债率情况 (%)



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

最后，公司装机增长空间较小，说明未来资本开支将较快下行，分红率有进一步提升空间，而当前股息率已经处于业内前三水平。相较业内股息率第二名长江电力，公司在分红率低 19 pct 的情况下，股息率仅低 0.2 pct，分红前景可观。综上，我们主要看重华能水电 ROE 的持续修复预期，预计公司 2019-2021 年 ROE 分别为 8.3%/9.8%/9.6%，相较 2018 年的 6.6% 有显著提升。考虑当前公司 2019 年动态 PE 为 19X，同行业动态 PE 水平在 12-17X，我们认为公司 12 个月以后，即 2020 年中对应当年的前瞻 PE 合理区间将基本维持 2019 年中水平，并略高于同行，故设定未来 12 个月对应 2020 年公司盈利的 PE 合理区间为 18-19x，对应 12 个月相对估值合理区间 4.77-5.04 元。

投资建议

我们预计公司 2019-2021 年营业收入 185.68/188.18/189.04 亿元，归母净利润 38.17/47.75/48.97 亿元，对应动态 PE 为 19.2x/15.4x/15.0x。综合相对估值与绝对估值结果，更新公司未来 12 个月合理估值区间为 4.77-4.96 元（前次报告为 4.66-5.04 元），对应当前股价 17-22% 空间，维持“增持”评级。

我们在前次报告中对公司合理估值区间为 4.66-5.04 元。本次我们略微调高了区间下限，主要看好市场对公司盈利修复预期的进一步认可；略微调低了区间上限，主要是参考绝对估值结果，认为需要在合理估值区间中进一步考虑 WACC 的潜在波动带来的影响。

公司简介：立足云南的大型水电公司

公司总部位于云南，2017 年末上市，主营业务为水力发电，享有澜沧江干流的流域开发权，19Q1 末装机容量 22301.3MW，在全国水电公司中装机容量排名第二。近年来公司装机容量持续较快增长，带动资产规模与经营业绩增长。

股东情况：原三家股东合计持股 90%

公司控股股东及实际控制人为华能集团，持股比例 50.4%，另有云南能投及云南合和（控股股东为云南红塔集团）两家长期股东，剩余股东合计股比 10%。

表 5：公司前 10 大股东情况（截至 2019Q1 末）

排名	股东名称	方向	持股数量(股)	持股数量变动(股)	占总股本比例(%)	持股比例变动(%)
1	中国华能集团有限公司	不变	9,072,000,000	0	50.4000	0.0000
2	云南省能源投资集团有限公司	不变	5,086,800,000	0	28.2600	0.0000
3	云南合和(集团)股份有限公司	不变	2,041,200,000	0	11.3400	0.0000
4	香港中央结算有限公司(陆股通)	增加	157,517,798	82,782,926	0.8800	0.4600
5	挪威中央银行-自有资金	增加	48,905,232	22,024,791	0.2700	0.1200
6	中国建设银行股份有限公司-华安核心优选混合型证券投资基金	增加	44,363,739	8,912,541	0.2500	0.0500
7	中信证券-中信银行-中信证券红利价值股票集合资产管理计划	不变	27,476,336	0	0.1500	0.0000
8	汇添富基金-建设银行-中国人寿-中国人寿委托汇添富基金公司股票型组合	新进	14,618,100		0.0800	
9	全国社保基金四一二组合	新进	13,057,500		0.0700	
10	中国工商银行股份有限公司-富国沪深 300 增强证券投资基金	减少	12,834,200	-1,312,800	0.0700	-0.0100
	合计		16,518,772,905		91.7700	

资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

公司 2017 年 12 月 15 日上市; 2018 年 12 月 17 日, 云南能投与云南合和所持有 71.28 亿股解禁; 当前公司尚有控股股东华能集团持有的全部 90.72 亿股待 2020 年 12 月 15 日解禁, 该笔股份占公司全部股份的 50.40%。

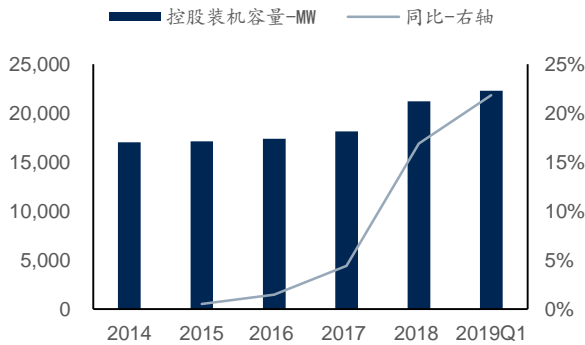
业务结构：水电为主，另有少量光伏风电资产

公司主营业务为水电，另有少量风电光伏资产。华能集团于公司 IPO 时承诺：

- ① 将华能水电作为华能集团水电业务最终整合的唯一平台。
- ② 华能集团获得在中国境内新开发、收购水电项目业务机会，将促使该业务机会优先提供给华能水电。
- ③ 对于华能集团在中国境内所拥有的非上市水电业务资产，在华能水电 A 股上市后三年之内，将该等资产在符合届时注入上市公司条件时注入华能水电。

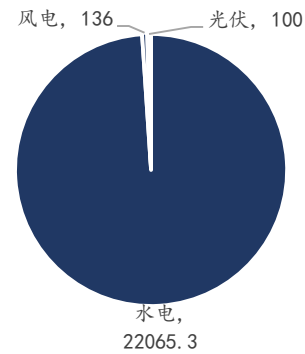
公司近年来密集投建水电机组。截至 2018 年末, 公司控股装机容量 21208.8MW, 同比+16.89%; 截至 2019Q1 末, 公司控股装机容量 22301.3MW, 同比+21.84%, 其中水电 22065.3MW, 风电 136MW, 光伏 100MW。公司上市以来未再开发风电光伏机组, 我们预计后续也将持续以水电开发为主。

图 4: 公司历年控股装机容量情况



资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

图 5: 公司 2019Q1 末控股装机结构 (单位: MW)



资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

公司拥有澜沧江干流的流域开发权, 其中澜沧江上游西藏段由于地质条件复杂、开发成本较高, 多处于前期工作阶段; 澜沧江上游云南段 5 个机组于 2018 年起陆续投运, 预计将于 2019 年年中全部投运; 澜沧江中下游段更早些时候已经基本投产完毕; 其他云南当地水电机组也多有投运; 此外公司在缅甸、柬埔寨有海外水电机组, 在云南当地有风电光伏机组。

公司优质大型水电站占比较高, 对资产质量起到压舱石的作用。其中, 具备调节水库的大型水电站在发电环节可以通过流域联合调度熨平来水波动、提升发电水位; 上游 5 座新水电站在售电环节电价显著高于原有机组, 有望推升整体上网电价水平。

观察公司当前在机组结构, 对业绩影响较大的核心资产主要来自澜沧江云南段水电。在公司当前 22301.3MW 的总装机中, 影响较大的水电站包括上游的乌弄龙、里底、黄登、大华桥、苗尾 5 座水库 (合计 5630MW), 中下游的小湾 (4200MW) 和糯扎渡 (5850MW) 两座多年调节水库, 以及云南省内的龙开口 (1800MW) 水电站。待上游 5 座水库全部投产后, 上述大型水电站合计装机容量预计达到 17490MW, 约占公司总装机容量的 76%。

表 6: 公司在手机组及装机容量情况

流域及类型	规划装机-MW	电站名称	状态	持股比例	控股装机-MW
澜沧江上游西藏段	6,383	侧格	前期工作	100%	129
		约龙	前期工作	100%	129
		卡贡	-	100%	-
		班达	前期工作	100%	1000
		如美-年调节水库	筹建	100%	2100
		邦多	前期工作	100%	680
		古学	前期工作	100%	1700
		曲孜卡	前期工作	100%	405
澜沧江上游云南段	8,830	古水-季调节水库	筹建	100%	1900
		乌弄龙	在建	100%	990
		里底	在建	100%	420
		托巴	筹建	100%	1400
		黄登	已投产	100%	1900
		大华桥	已投产	100%	920
		苗尾	已投产	100%	1400
澜沧江中下游段	16,515	功果桥	已投产	100%	900
		小湾-多年调节水库	已投产	100%	4,200
		漫湾	已投产	100%	1,670
		大朝山	开发中	10%	-
		糯扎渡-多年调节水库	已投产	100%	5,850
		景洪	已投产	100%	1,750
		橄榄坝	筹建	100%	195
		勐松	100%		
其他国内水电		龙开口	已投产	95%	1800
		徐村	已投产	100%	86
		南果河	已投产	90%	16
		老王庄	已投产	100%	10
		牛栏沟	已投产	51%	25
		丰甸河	已投产	100%	13
		妥洛河	已投产	100%	30
海外水电		桑河二级	已投产	51%	400
		瑞丽江一级	已投产	40%	600
		瑞丽江二级	前期工作	-	520
风电-祥云		野猫山	已投产	100%	50
		杨家房	已投产	100%	36
		白鹤厂	已投产	100%	50
光伏-石林		石林	已投产	70%	10
		石林二期	已投产	70%	90

资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

公司水电资产在我国水电行业具备重要地位。2018 年, 全国水电装机容量 35226 万千瓦, 公司水电装机容量占到全国的 6.0%; 全国水电发电量 12329 亿千瓦时, 公司水电发电量占到全国的 6.2%。

在大型常规水电站开发领域, 我国有“十三大水电基地”一说, 公司主导的澜沧江干流按规划装机容量排名第四, 仅次于金沙江、雅砻江和长江上游流域。

表 7: 我国十三大水电基地情况一览

十三大水电基地	总规划装机-万千瓦	已投产装机-万千瓦	主导开发业主	代表电站/龙头水库
金沙江	7209.0	3072.0	华电(上游川藏段),金沙江中游公司(华电 33%,华能 23%,大唐 23%,汉能控股 11%,云南省 10%);三峡集团(下游)	上游 898 万千瓦+中游一库(龙盘)八级 2096 万千瓦+下游乌白溪向 4215 万千瓦
雅砻江	3372.0	1470.0	雅砻江水电(国投电力 52%,川投能源 48%)	上游约 325 万千瓦+中游 1184 万千瓦+下游已建成 1470 万千瓦(锦屏一二级、官地、二滩等)
长江上游	3211.0	2521.5	三峡集团	三峡,葛洲坝
澜沧江干流	2582.0	1905.5	华能水电	小湾、糯扎渡等
大渡河	2552.0	1725.7	国电大渡河(国电集团 21%,国电电力 69%,川投能源 10%)	双江口(上游控制性水库)、瀑布沟(下游控制性水库)
怒江	2132.0	0	华电怒江水电(华电 51%,云南能投 30%,华润电力 19%)	松塔 350 万千瓦在建
黄河上游	1555.0	1314.7	黄河上游公司(国家电投 94.17%,甘肃电投 3.47%,陕西电投 2.36%)	龙羊峡、刘家峡等
闽浙赣	1417.0	-	-	永定、新安江等
乌江	1348.0	1017.5	乌江水电(华电 51%,贵州省 49%)	洪家渡(龙头水库)
南盘江、红水河	1208.0	1208.3	大唐集团、桂冠电力	天生桥、龙滩等
东北	1132.0	483.4	-	云峰等
湘西	661.0	286.0	中电投(沅水),澧水流域开发(长江水利水电 55%,湖南水利水电 45%)	三板溪等
黄河中游	597.0	162.8	水利部 33.33%,山西省 33.33%,内蒙古 33.33%	万家寨、龙口等
合计	28975.0	15167.0	-	-

资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

水电优质商业模式带来稳健财务表现

公司具备典型大型水电企业的财务特点: 营业成本中折旧占比高达 67%, 可变动成本波动小, 经营现金流充沛, 为资本开支、分红和降低资产负债率提供保障。与水电同业类似, 公司 2018-19 年面临增值税退税到期退坡, 2019 年依然存在捐赠支持, 一定程度上影响业绩, 但 2020 年起上述影响将完全消除。

典型大水电的业绩特性

我们提出水电行业利润表的影响因素拆解表, 认为水电行业发电业务收入、成本结构总体稳定, 从而有望释放优质的经营现金流, 符合长期稳健投资的要求。

表 8: 水电行业利润表影响因素拆解

项目	参数	影响因素
收入	电量	装机容量, 来水, 需求, 输送通道
	电价	标杆电价, 市场交易电量电价
成本	折旧	装机容量, 单位投资额
	运营成本	人工等
	规费	发电量
费用	财务费用	资产负债率, 综合融资成本
投资收益	分红, 处置收益	参股公司业绩, 公司决策
增值税返还	收入, 返还税率	2017 年末政策到期, 2018 年结算尾款

资料来源: 国信证券经济研究所研判

对于典型的大水电而言, 开发期面临较高的前期开支和资产负债率。进入运营期投运, 水电站收入端有较好保障, 主因是在发电过程中, 流域联合调度可以提高发电水位、熨平来水波动; 售电过程中, 水电获得政策支持具备优先消纳待遇; 电价方面, 影响因素主要来自市场化交易电量占比及电价折让幅度的变化。

在成本端，水电公司主要的运营成本来自折旧，主要跟随装机容量呈现正相关变化。2018年，主要大水电公司的折旧占运营成本比重普遍达到50-70%。

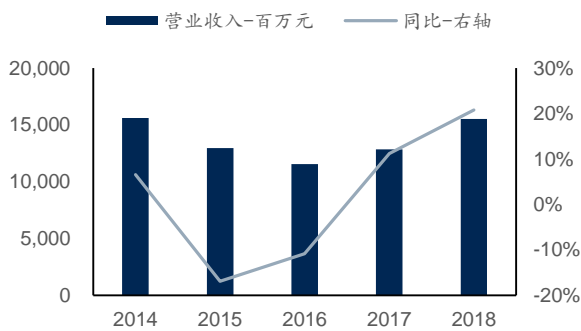
由于折旧占比较高，水电公司经营现金流普遍充沛，为资本开支、分红和降低资产负债率提供保障。资本开支提升可以提升后续装机容量和业绩规模；分红提升可以回报股东，激励再投资；降低资产负债率也可以释放财务费用，提振业绩，并为后续资本开支预留空间。

公司财务指标优异，投资价值显著

公司历年来收入、业绩水平总体保持可观规模，但受到电力市场交易影响，年度间波动相比其他水电同行略大。2018年，公司营业收入155.16亿元，同比增长20.77%。2015-2016年，公司收入显著下滑，随后反弹，主要是受到云南、广东电力市场交易降电价的影响，2017年起，伴随装机容量增长以及电价回升，公司营业收入开始回升。

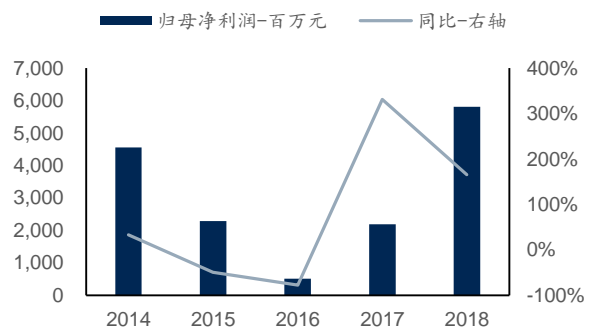
2018年，公司归母净利润58.03亿元，同比增长165.10%。2015-2016年，公司归母净利润显著下滑，随后反弹，主要是受到云南、广东电力市场交易降电价的影响，2017年起，伴随装机容量增长以及电价回升，公司归母净利润开始回升。2018年，出售金中电站23%股权等确认38.64亿元投资收益，如果剔除该等影响，公司扣非归母净利润同比增长11.82%至29.28亿元

图6：公司历年营业收入情况



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图7：公司历年归母净利润情况

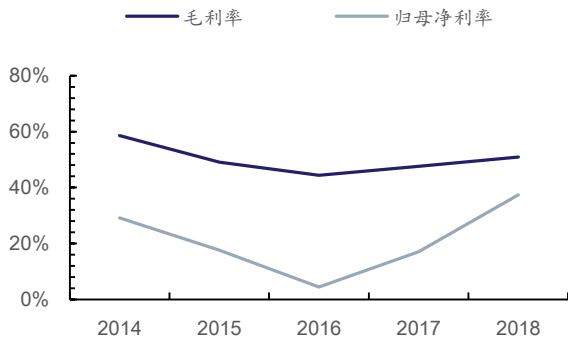


资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

受到电力市场交易的影响，公司历年毛利率与归母净利率也呈现类似的V形变动。2018年，公司毛利率50.92%，同比+3.38 pct；归母净利率37.40%，同比+20.37 pct，主要是受到一次性投资收益的影响。

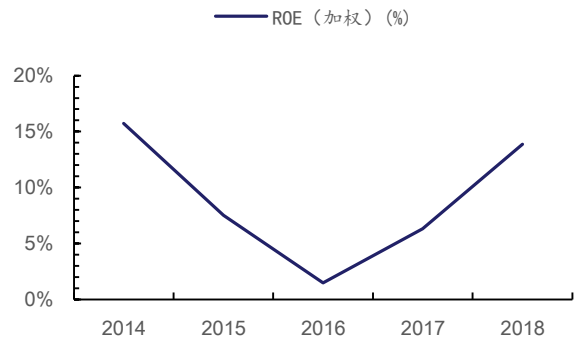
2018年，公司ROE(摊薄)13.70%，同比上升8.15pct，ROE(加权)13.87%，同比上升7.56pct。

图 8: 公司历年利润率情况



资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

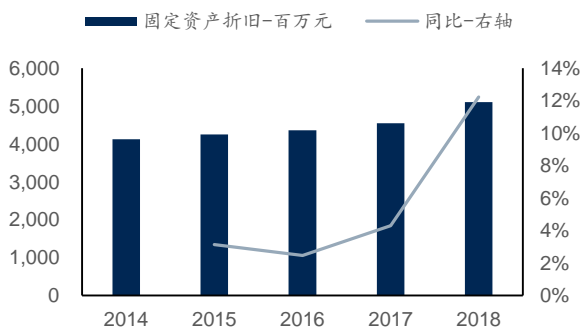
图 9: 公司历年 ROE 情况



资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

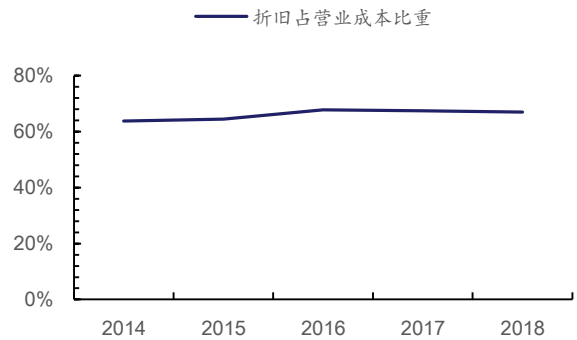
公司营业成本中折旧占比较高, 折旧金额整体与装机容量正相关, 近年来始终维持在 63%-67% 区间。2018 年, 公司固定资产折旧 51.03 亿元, 同比增长 12.23%。2018 年, 公司固定资产折旧占营业成本的 67.00%, 同比-0.45 pct.。

图 10: 公司历年固定资产折旧情况



资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

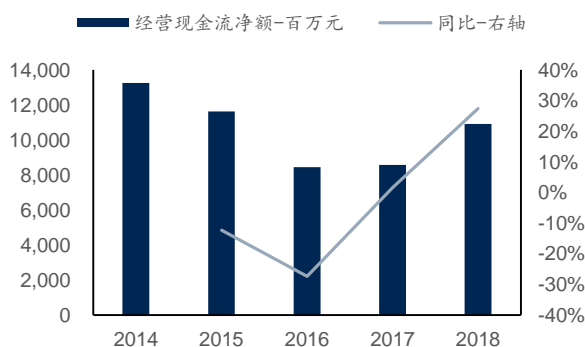
图 11: 公司历年折旧占营业成本比重



资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

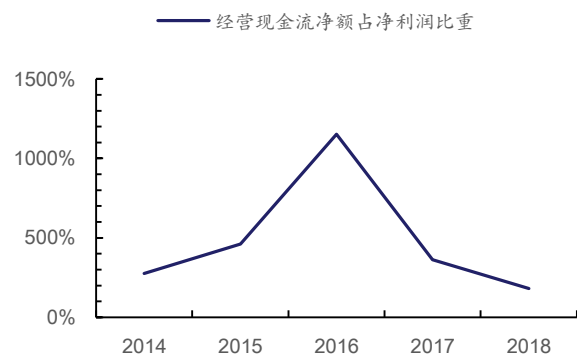
由于折旧占比较大, 公司历年经营现金流显著高于净利润。2018 年, 公司经营现金流净额 109.22 亿元, 同比增长 27.38%, 占净利润的 180.52%。2016 年, 在电价显著下行周期, 折旧不变而净利润受明显挤压, 公司经营现金流净额曾高达净利润的 1151.99%。

图 12: 公司历年经营现金流净额情况



资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

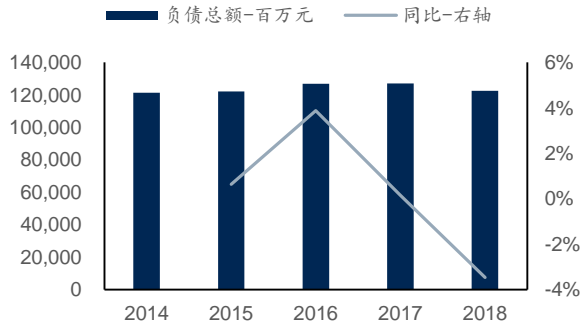
图 13: 公司历年经营现金流净额占净利润比重



资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

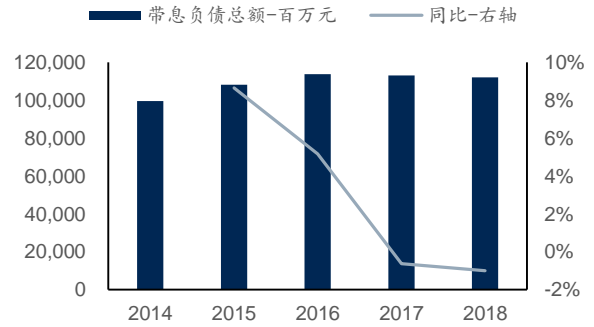
充沛的经营现金流确保了公司能够逐步降低资产负债率，释放财务费用和业绩空间。2016年来公司负债规模开始连年小幅下行，即使新机组密集投运也并未扭转这一趋势。2018年，公司负债总额1225.58亿元，同比减少3.46%。公司带息负债总额1120.22亿元，同比减少1.00%。

图 14：公司历年负债总额情况



资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

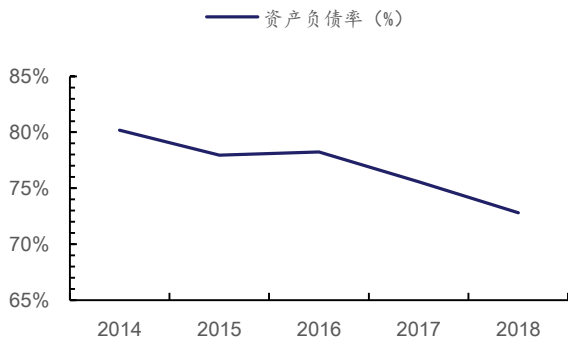
图 15：公司历年带息负债情况



资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

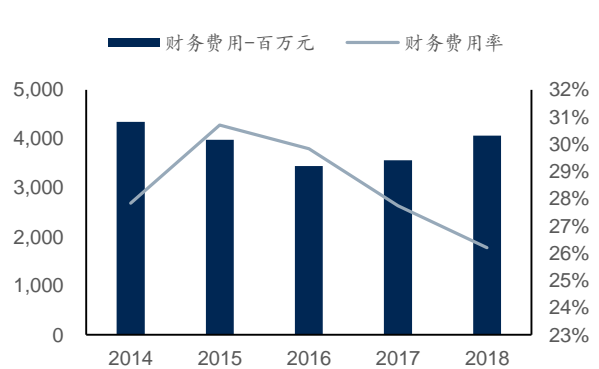
2018年，公司资产负债率72.81%，同比下降2.78pct。2018年，公司财务费用40.65亿元，同比+14.07%。负债规模下降但财务费用上升，主要原因是公司所属水电站新增机组投产，资本化利息转费用化增加财务费用。

图 16：公司历年资产负债率情况



资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

图 17：公司历年财务费用情况

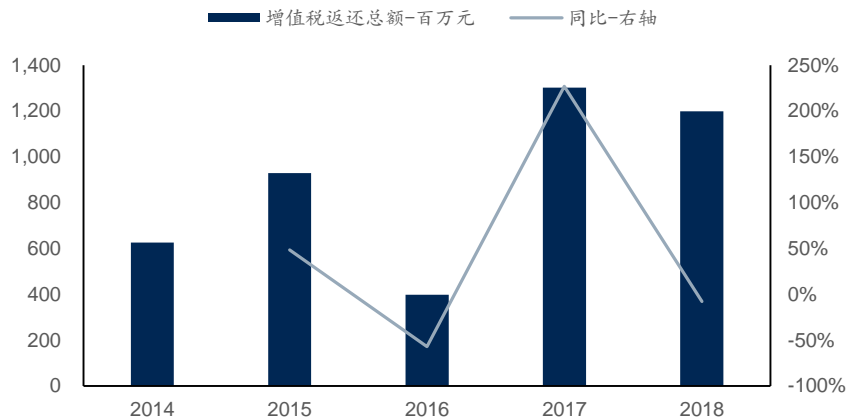


资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

根据财政部、国家税务总局发布的《关于大型水电企业增值税政策的通知》的规定，装机容量超过100万千瓦的水力发电站（含抽水蓄能电站）销售自产电力产品，自2013年1月1日至2015年12月31日，对其增值税实际税负超过8%的部分实行即征即退政策；自2016年1月1日至2017年12月31日，对其增值税实际税负超过12%的部分实行即征即退政策。2018年1月1日起，增值税退税政策结束，2018年内各家水电公司仍可获取2017年尚未到账的尾款，其后增值税退税收入将清零。

2017年，公司确认增值税返还13.02亿元，占当年利润总额46.56%，对公司业绩影响较大。2018年，公司确认增值税返还总额11.98亿元，同比减少7.94%，占当年利润总额的17.42%。2019年起，公司预计不再有增值税返还收入，但伴随公司新装机投运以及综合电价提升，预计这一不利因素将得到有效对冲。

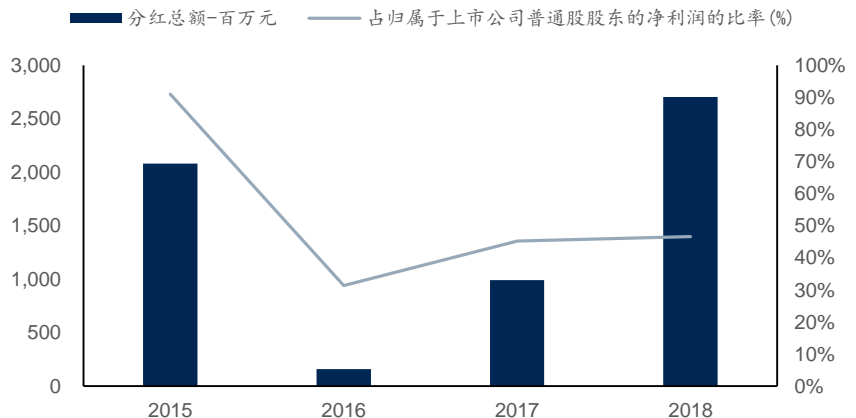
图 18: 公司历年增值税返还情况



资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

在充沛的现金流保障下, 公司分红水平也较为可观。2018 年, 公司合计现金分红 27.04 亿元, 同比增长 173.13%, 占归属于上市公司普通股股东的净利润的 46.60%。公司拟向社会公众股东分红 0.178 元/股, 最新股息率 4.38%。近两年来, 公司分红率稳定在 45%左右, 我们预计后续伴随资本开支的下行, 分红率将存在进一步提升空间。

图 19: 公司历年分红总额情况



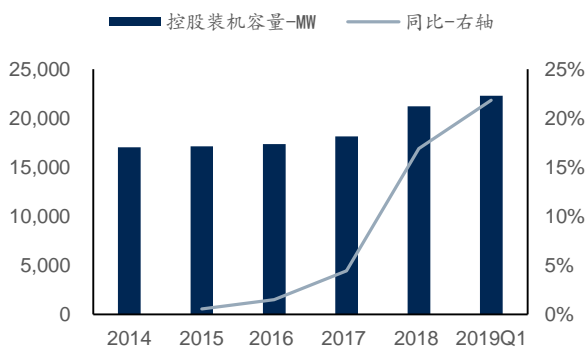
资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

2016-2019 年期间, 公司承诺向澜沧县、沧源县、耿马县、双江县提供每年 5 亿元的捐赠支出, 一定程度上影响业绩, 但由于上市前 3 家原始股东的补偿, 未影响社会股东的分红。在上市时, 公司承诺, 因华能水电实施 2018 年、2019 年的精准扶贫捐赠所造成的当年度利润分配减少的部分, 华能集团、云能投集团、合和集团三家股东将首先采取以各自所对应的华能水电当年度现金分红转送给新股东的方式予以补足; 华能集团、云能投集团、合和集团三家股东当年度自华能水电获得的现金分红金额未达到需补足款项的金额或者华能水电当年度未实施现金分红的, 华能集团、云能投集团、合和集团三家股东将以现金方式向新股东补足。

发电量稳定增长，大型电站起到压舱石作用

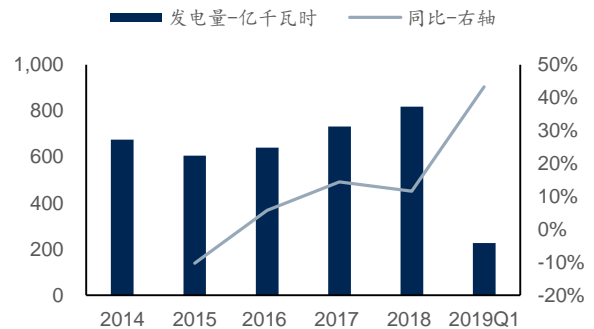
公司近年来装机容量与发电量同步扩大。2018年，公司发电量 817.22 亿千瓦时，同比+11.62%，增幅略低于装机容量增幅的 16.89%。苗尾、黄登电站发电量分别增加 55.64 和 42.52 亿千瓦时，糯扎渡电站发电量减少 30.51 亿千瓦时。2019Q1，公司完成发电量 225.91 亿千瓦时，同比+43.28%，增幅略高于装机容量增幅的 21.84%。

图 20：公司历年控股装机容量情况



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 21：公司历年发电量情况



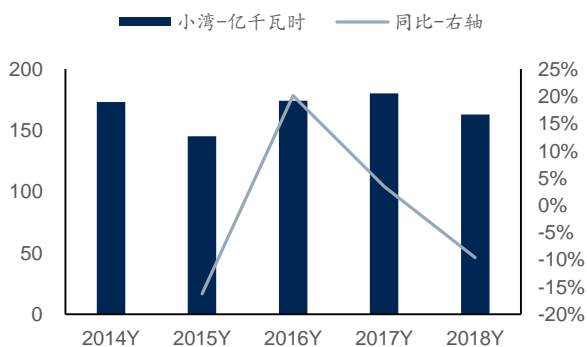
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

公司优质大型水电站占比较高，对资产质量提振可望起到压舱石的作用。其中，具备调节水库的大型水电站在发电环节可以通过流域联合调度熨平来水波动、提升发电水位。公司发电量占比最大的水电站分别是小湾（4200MW）、漫湾（1670MW）、糯扎渡（5850MW）、景洪（1750MW）、龙开口（1800MW）等。相关水电站近年来发电量整体稳定，显示流域联合调度发挥成效。

小湾电站：多年调节水库，季节间发电均衡

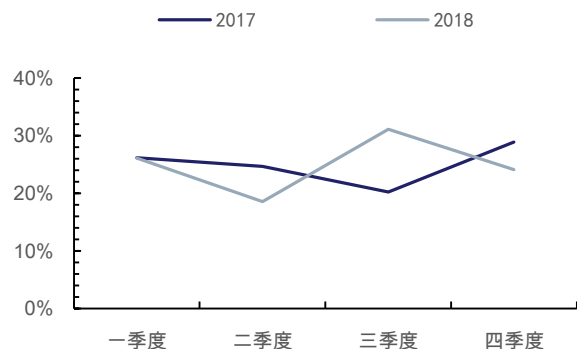
2015-2018 年，小湾电站年度发电量均值为 167.13 亿千瓦时，最低为 145.06 亿千瓦时，最高为 180.22 亿千瓦时，中位数为 173.17 亿千瓦时，最低和最高相比均值/中位数，偏离幅度分别达到 22.07、28.11、13.09 和 7.05 亿千瓦时。2017-2018 年，小湾电站全年各个季度发电量较为平均，二季度和三季度发电量分别占全年的 21.63% 和 25.68%，二三季度发电量合计占全年的 47.31%。

图 22：小湾电站历年发电量情况



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 23：小湾电站近年来单季发电量占比情况



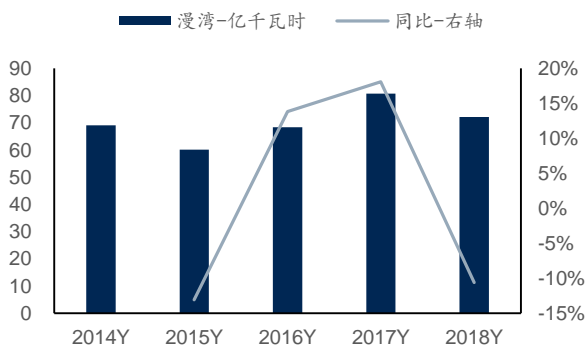
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

漫湾电站：发电量波动较小，三季度发电量占比最大

2015-2018年，漫湾电站年度发电量均值为70.04亿千瓦时，最低为60.03亿千瓦时，最高为80.67亿千瓦时，中位数为69.07亿千瓦时，最低和最高相比均值/中位数，偏离幅度分别达到10.01、9.04、10.63和11.60亿千瓦时。

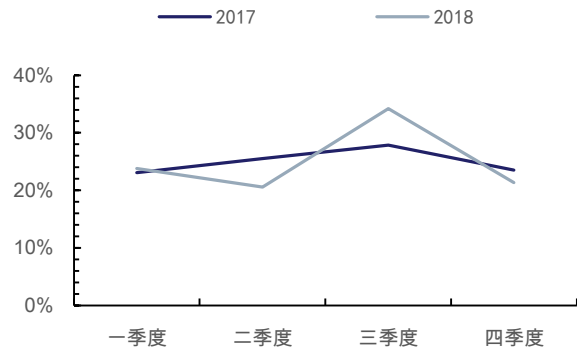
2017-2018年，漫湾电站发电量主要集中在第三季度，其余季度较为平均，二季度和三季度发电量分别占全年的23.06%和31.04%，二三季度发电量合计占全年的54.10%。

图 24：漫湾电站历年发电量情况



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 25：漫湾电站近年来单季发电量占比情况



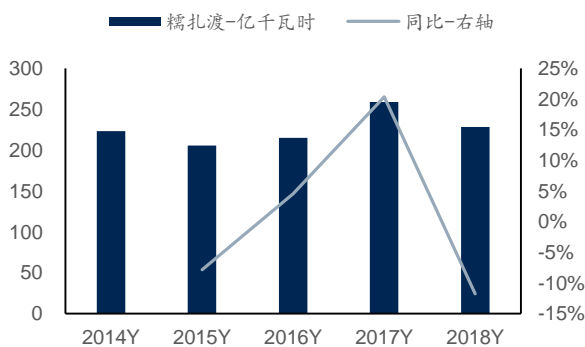
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

糯扎渡电站：多年调节水库，二季度发电量高于三季度

2015-2018年，糯扎渡电站年度发电量均值为226.18亿千瓦时，最低为205.66亿千瓦时，最高为258.80亿千瓦时，中位数为223.17亿千瓦时，最低和最高相比均值/中位数，偏离幅度分别达到20.52、17.51、32.62和35.63亿千瓦时。

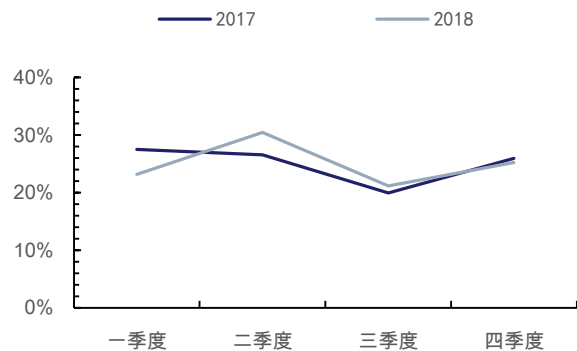
2017-2018年，糯扎渡电站发电量主要集中在第二季度，第三季度发电量最少，二季度和三季度发电量分别占全年的28.51%和20.55%，二三季度发电量合计占全年的49.06%。

图 26：糯扎渡电站历年发电量情况



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 27：糯扎渡电站近年来单季发电量占比情况



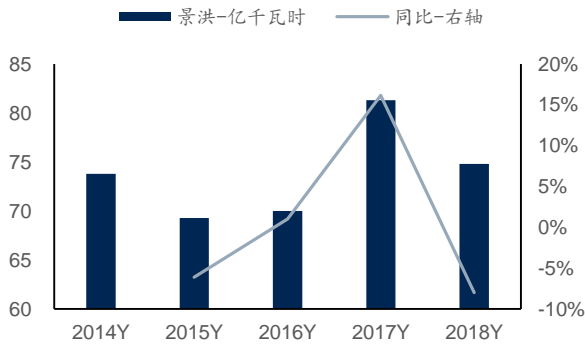
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

景洪电站：发电量波动较小，二季度发电量占比高于三季度

2015-2018年，景洪电站年度发电量均值为73.84亿千瓦时，最低为69.29亿千瓦时，最高为81.31亿千瓦时，中位数为73.80亿千瓦时，最低和最高相比均值/中位数，偏离幅度分别达到4.55、4.51、7.47和7.51亿千瓦时。

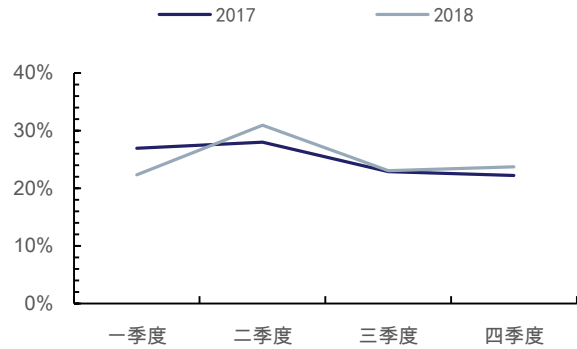
2017-2018 年，景洪电站发电量主要集中在第二季度，其余季度较为平均，二三季度发电量分别占全年的 29.46%和 22.97%，二三季度发电量合计占全年的 52.43%。

图 28: 景洪电站历年发电量情况



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图 29: 景洪电站近年来单季发电量占比情况



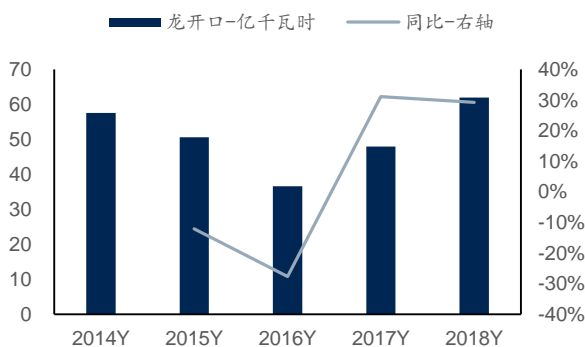
资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

龙开口电站: 发电量波动较大, 三季度发电量整体高于二季度

2015-2018 年，龙开口电站年度发电量均值为 50.90 亿千瓦时，最低为 36.56 亿千瓦时，最高为 61.89 亿千瓦时，中位数为 50.57 亿千瓦时，最低和最高相比均值/中位数，偏离幅度分别达到 14.34、14.01、10.99 和 11.32 亿千瓦时。

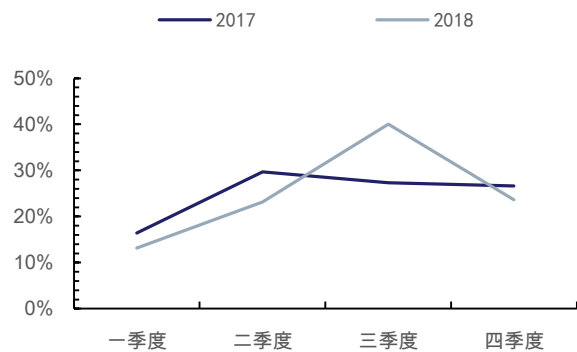
2017-2018 年，龙开口电站发电量主要集中在第二、三季度，第一季度发电量最少，二季度和三季度发电量分别占全年的 26.41%和 33.67%，二三季度发电量合计占全年的 60.08%。

图 30: 龙开口电站历年发电量情况



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图 31: 龙开口电站近年来单季发电量占比情况



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

新机组密集投运, 稳定提振业绩体量与综合电价

公司拥有澜沧江干流的流域开发权，先前主要开发澜沧江中下游以及云南省内其他水电项目。公司 2017 年以来密集投运澜沧江上游云南段 5 个机组，预计将于 2019 年年中全部投运，带动发电量同步提升。上游机组批复电价预计显著高于存量机组，有望带动公司综合电价上行。

上市以来新机组密集投运

2017 年底上市以来，公司陆续投运 4157.5MW 水电机组，相比上市之处装机容量提升 23%，大多数新投运机组集中在澜沧江上游云南段的 5 座水电站。其中，投产高峰发生在 2018Q2，2018Q3，2019Q1 三个季度。

截至 2019Q1 末，澜沧江上游 5 台水电站中尚余里底 2*140MW 以及乌弄龙 3*247.5MW 共 1022.5MW 未投运，上述机组预计于 2019 年中投运，届时公司装机规模预计将达到 23023.8MW，而后续除了澜沧江上游西藏段以外将不会有新机组投运。

表 9: 公司上市以来各个季度新机组投运情况

季度	期末装机容量-MW	期内新增装机容量-MW	新增装机明细
2018Q1	18303.8	160.0	苗尾 3#350MW，出售果多 160MW，觉巴 30MW
2018Q2	19263.8	960.0	大华桥 12#2*230MW，苗尾 4#350MW，桑河二级 456#3*50MW
2018Q3	21018.8	1755.0	黄登 123#3*475MW，大华桥 3#230MW，桑河 67#2*50MW
2018Q4	21208.8	190.0	里底 1#140，桑河二级 8#50
2019Q1	22301.3	1092.5	黄登 4#475MW，大华桥 4#230MW，乌弄龙 1#247.5MW，里底 2#140MW

资料来源:公司公告，国信证券经济研究所整理

新机组单位投资逐步上升，为电价提振奠定合理性

我们观察公司在澜沧江上游云南段、澜沧江中下游云南段、以及云南、西藏地区其他水电站的单位投资情况，发现单位千瓦机组造价因地质条件和开发年份的差别而不同。其中，澜沧江中下游云南段以及云南其他水电站的单位造价均在 1 万元/千瓦以下；西藏 2 个已经剥离的水电站单位造价在 2.4 万元/千瓦和 3.25 万元/千瓦，体现西藏水电开发的高成本；2018 年以来公司密集投运的澜沧江上游云南段 5 个水电站，单位造价基本介于 1.15-1.30 万元/千瓦之间，高于公司存量的云南其他水电机组约 20-30%。

我们认为澜沧江上游云南段开发成本较高主要是受到工程难度和移民成本的双重影响。按照成本加成合理收益率的思路，上游云南段的机组因而有望获批高于存量机组的标杆电价。

西藏段的水电开发成本为公司在手水电站的 2 倍以上，在当前的电价机制下不具备经济性，因此我们预计公司在至少 5 年的中期尺度内都不会主动开发澜沧江上游西藏段水电，公司的资本开支因而有望在 2019 年中，上游云南段机组全部投运完成后，开始显著下行。公司 2018 年报显示，2018 年资本开支 101.02 亿元，2019 年资本开支将大降至 39.17 亿元。

表 10: 公司所属电站单位投资额因流域而存在显著差别

电站	装机容量-MW	总投资-亿元	单位投资-万元/kW	所属流域
乌弄龙	990	121.32	1.23	上游
里底	420	54.56	1.30	上游
托巴	1400	164.67	1.18	上游
黄登	1900	237.88	1.25	上游
大华桥	920	105.47	1.15	上游
苗尾	1400	177.94	1.27	上游
功果桥	900	89.03	0.99	中下游
小湾-多年调节水库	4,200	333.21	0.79	中下游
糯扎渡-多年调节水库	5,850	450.06	0.77	中下游
景洪	1,750	101.87	0.58	中下游
果多	160	38.33	2.40	西藏
觉巴	30	9.74	3.25	西藏
牛栏沟	25	2.64	1.06	云南
龙开口	1800	174.12	0.97	云南

资料来源:公司公告，国信证券经济研究所整理

澜沧江上游机组电价接近落地，显著高于公司当前电价

由于澜沧江上游云南段机组造价显著高于历史上公司其他水电站，出于成本+合理收益的定价思路，我们预计相关 5 座电站电价水平或显著超出公司 2018 年 0.223 元/千瓦时的综合含税上网电价。

2019 年 3 月 27 日，国家发展改革委发布《关于核定滇西北送广东专项工程输电价格的通知》，提出澜沧江上游 5 座新电站配套的滇西北直流工程输电价格为每千瓦时 9.2 分（含税不含线损）；云南省内配套交流工程输电价格为每千瓦时 1.50 分。滇西北直流工程线损率 4.5%，云南省内配套交流工程不计线损。

按照广东省 0.453 元/千瓦时的燃煤标杆电价，倒推扣除特高压输配电价、省内配套交流工程输电价格，以及其他费用后，我们预计澜沧江上游电站含税电价或可略超 0.3 元/千瓦时，相较公司 2018 年 0.223 元/千瓦时的综合含税上网电价高出 34.5%。考虑到上游电站全部投产后装机容量将达到 5630MW，相当于公司届时总装机容量的 25%，我们预计上游电站相对较高的电价将显著提振公司综合电价水平。

省内外供需改善，利好存量机组电价上行

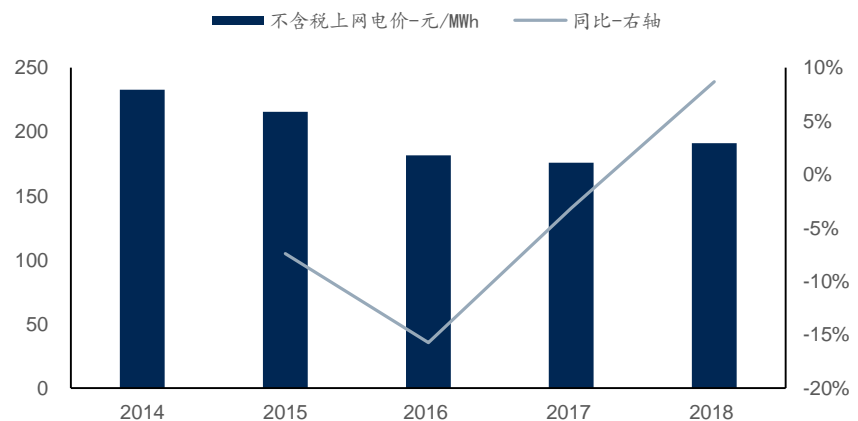
公司的上网电价近年来呈现 V 字形反转，主要是受到 2015 年以来云南及广东市场化交易让利的影响。2018 年以来，伴随省内外供需形势改善，公司交易电价整体回升。同期，标杆电价更高的澜沧江上游云南段 5 座水电站陆续投运，有望进一步提升公司综合上网电价。

公司近年来电价呈现 V 形反转

公司上网电价近年来呈现明显的 V 形反转。2017 年，公司平均不含税上网电价达到近年最低的 0.176 元/千瓦时，相比 2014 年的 0.233 元/千瓦时下滑约 24%，主因是市场化交易大幅让利。2018 年，公司平均上网电价回升至 0.191 元/千瓦时，主因是市场化交易让利有所收窄，且澜沧江上游云南段电价较高的新机组投运，拉升整体电价。

我们预计后续市场化电量折让形势仍将进一步好转，而 2018-2019 年中陆续投运的电价较高的澜沧江上游新机组，有望对公司 2019-2020 年的上网电价均带来积极影响（详见上一部分论述）。

图 32：公司历年不含税上网电价情况



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

公司电量主要消纳方向为广东及云南

以 2018 年为例,公司西电东送电量占比约为 66%,云南省内电量占比约为 30%,另有瑞丽江及桑河等境外机组贡献电量的 4%。

西电东送的 66%电量中,59%送广东,其中 50%是框架内电量,享受标杆电价;9%是赠送电量,按照广东与云南电力交易结果确定电价折让;另有约 7%的电量送广西与贵州。

云南省内消纳的 30%电量中,20%参与大用户直供与挂牌交易,面临电价折让;9%是投产时间较长的漫湾机组,标杆电价原本就低于云南省内竞价结果,因此执行标杆电价;另有约 1-2%是瑞丽江水电站输送回国内的电量,参与云南省市场化竞价交易。

综合而言,对公司电量占比最大、电价变数也最大的,是西电东送至广东,以及云南省内竞价交易两个市场。两个市场的供需形势与竞价形势因此与公司的电力销售情况密切相关。

表 11: 2018 年公司电量消纳方向与电价情况一览表

消纳方向	消纳电量-亿千瓦时	电量占比	平均电价-元/千瓦时
西电东送至广东-框架内	403	50%	0.25
西电东送至广东-框架外	75	9%	0.20
西电东送至广西	55	7%	0.15
云南省内大用户直供与挂牌交易	162	20%	0.18
漫湾省内	71	9%	0.15
桑河	10	1%	0.50
瑞丽江(部分于国内竞价消纳)	35	4%	N/A
合计	811	100%	0.19

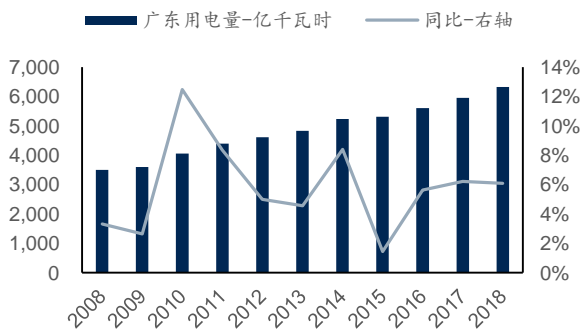
资料来源:公司公告,南方电网,云南电网,国信证券经济研究所估算整理

广东电力市场概览:三分之一电量依赖外送电输入

广东省是我国经济最发达的省份之一,其特点是电力需求体量大而弹性有限,电力供给较大程度上依赖外来电,尤其是西电东送的水电,省内供给增量主要在核电、气电和海上风电。广东省是我国开展电力市场化交易最为成熟的地区之一,近年来经历了电价折让从激进到理性的过程。

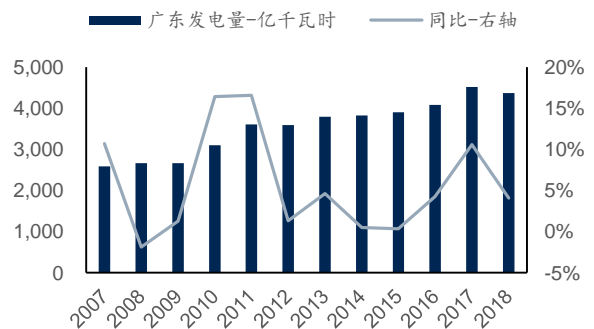
2018 年,广东省全社会用电量 6323 亿千瓦时,同比增长 6.11%,体量居全国首位;全年用电统调最高负荷 1.09 亿千瓦。广东省 2018 年发电量 4370 亿千瓦时,经调整后同比+4.10%。由此可见,广东省约有 1/3 的电量是从省外输入。

图 33: 广东历年用电量情况



资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

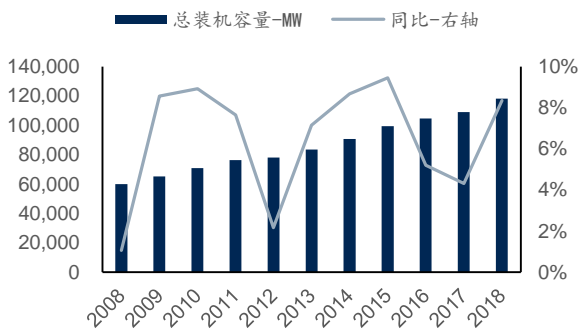
图 34: 广东历年发电量情况



资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

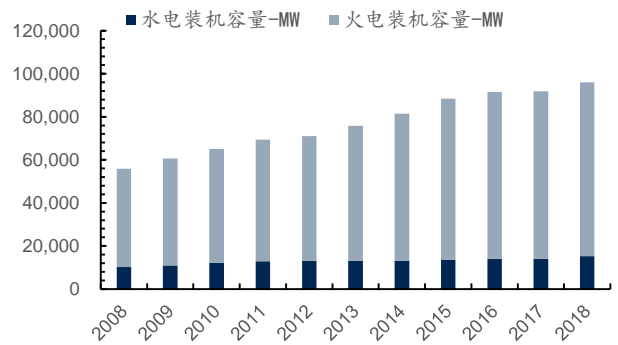
截至 2018 年底,广东省内电源装机容量约 1.18 亿千瓦,同比+8.3%。2018 年,广东省内占比最高的电源类型是火电,装机容量 80690MW,同比+3.72%,低于整体装机容量增速,装机容量占广东的 68.3%,同比下滑 3 pct。广东省的省内装机结构正逐步向清洁能源转型。广东争取在 2019 年建成投产阳江核电 6 号机、台山核电 2 号机和一批天然气热电联产、分布式能源项目等清洁能源;抓紧推进海上风电项目建设,争取新开工项目 9 个共 493 万千瓦。

图 35: 广东历年总装机容量情况



资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

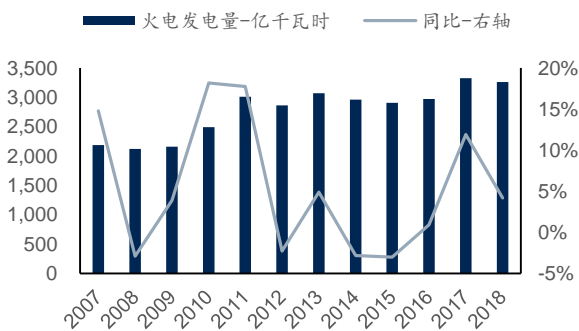
图 36: 广东历年水电与火电装机容量情况



资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

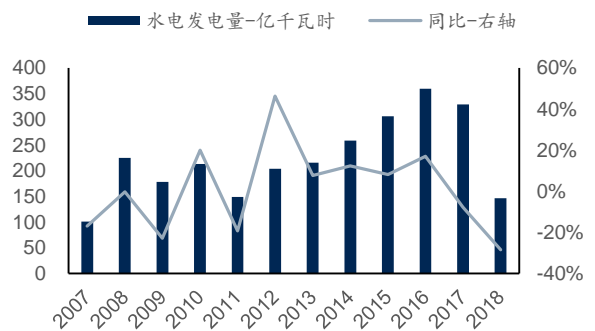
2018 年,广东省内火电发电量 3260 亿千瓦时,同比+4.20%,占省内总发电量的 74.60%。广东省内水电发电量 147 亿千瓦时,同比大幅下降 28.50%,占省内总发电量的 3.36%。广东省内剩余的发电量份额主要由核电、风电、光伏等分享。

图 37: 广东历年火电发电量情况



资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

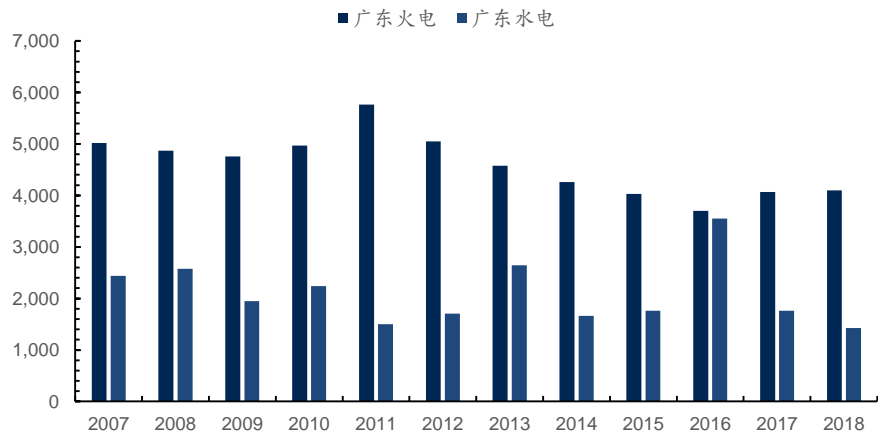
图 38: 广东历年水电发电量情况



资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

近年来,广东省火电利用小时数触底反弹,而水电利用小时数跟随来水明显波动。2016 年,广东火电利用小时数 3698 小时,同比-8.19%,创下多年以来最低水平。此后,伴随火电供给侧改革推进以及用电需求的提升,广东火电 2017/2018 年利用小时数回升至 4069/4096 小时,体现省内供需形势改善。

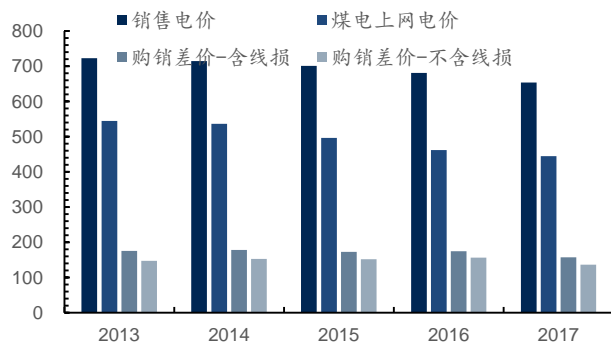
图 39: 广东历年火电与水电利用小时数情况



资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

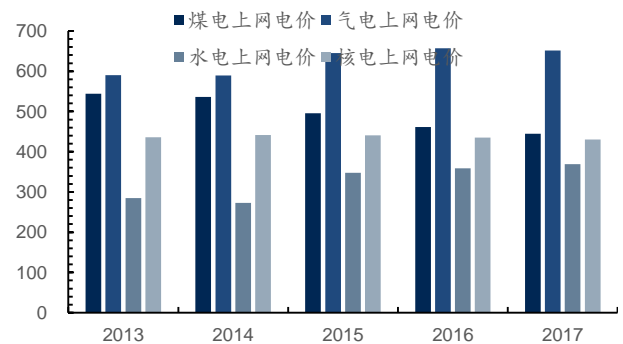
近年来, 广东通过引入电力市场化交易、核降输配电价和政府性基金等手段, 降低终端用电成本。2017 年, 广东省销售电价 653.16 元/MWh, 同比-4.05%, 其中作为主力的煤电上网电价 444.70 元/MWh, 同比-3.61%。煤电上网电价占销售电价的 68.08%, 占比同比+0.31 pct, 证明输配电价和附加费作出了额外降价贡献。

图 40: 广东历年销售电价结构 (元/MWh)



资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

图 41: 广东历年主要电源上网电价 (元/MWh)



资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

公司输电通道有保障, 占据西电东送可观份额

广东省约有 1/3 的电量是从省外输入。截至 2018 年底, 广东省电网规模全国第一, 西电东送通道受端送电能力约 3800 万千瓦, 约相当于广东省内机组装机容量容量的 1/3。

在西电东送至广东的电源中, 来自云南的水电贡献居首。云南至广东当前主要有 8 回直流通道与 2 回交流通道, 最大送电能力达到 3115 万千瓦, 其中包括 3 条特高压直流线路, 特高压总输电能力 1500 万千瓦, 全部参与输送华能水电旗下水电站电量。

公司大多数的西电东送电量均为通过这 3 条特高压外送。其中①楚穗直流配套 7200MW 电源中有 4200MW 为小湾贡献; ②普侨直流单独配套糯扎渡 5850MW 电源; ③新东直流单独配套澜沧江上游云南段 5 座电站 5630MW 电源。

表 12: 西电东送云南至广东三大特高压线路情况 (加粗字体表示公司所属配套电源)

特高压线路	楚穗直流	普侨直流	新东直流
起点省份	云南	云南	云南
起点	楚雄	普洱	滇西北
终点省份	广东	广东	广东
终点	穗东广州	江门	深圳
直/交流	直流	直流	直流
电压-千伏	±800	±800	±800
容量-GW	5	5	5
全长-公里	1374	1412	2000
开工时间	2006-12	2011-12	2016-01
投运时间	2010-06	2013-09	2017-12
途经省市	广西	广西	贵州-广西
配套电源	小湾 4200, 金安桥 3000, 以及云南电网部分富余电 量	糯扎渡 5850	澜沧江上游: 乌弄龙 990, 里底 420, 黄登 1900, 大 华桥 920, 苗尾 1400
配套装机-MW	7200	5850	5630
输配电价-分/千瓦时	7.55	7.55	9.2
线损率	6.57%	6.57%	4.50%
年输电量-百万千瓦时			
2015	28388	不详	0
2016	26180	26450	0
2017	28220	29750	140
2018	不详	估计同比略降	18100

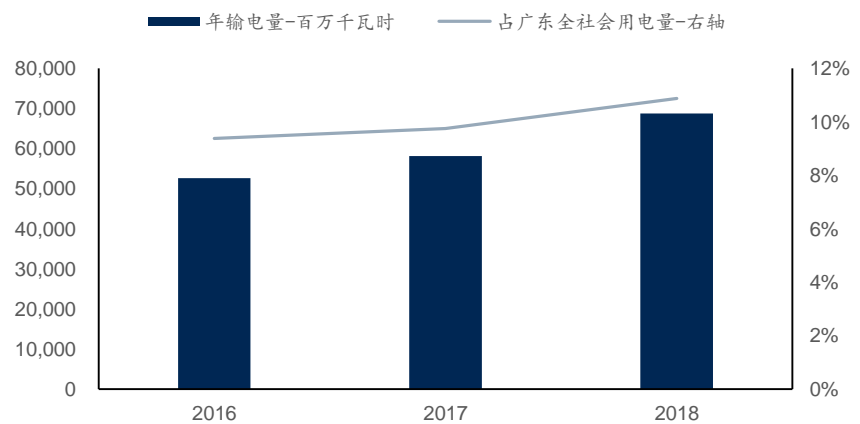
资料来源: 南方电网, 国信证券经济研究所整理

2017 年, 南方电网西电东送电量略超 2000 亿千瓦时, 其中云南西电东送量达到 1242 亿千瓦时, 增送云南水电超过 270 亿度, 超额完成国家制定的富余水电消纳目标。

2018 年, 南方电网西电东送电量 2175 亿千瓦时, 云南送出电量首次突破 1300 亿千瓦时, 达 1381 亿千瓦时, 同比增长 11.1%。全年超计划消纳云南富余水电 265 亿千瓦时。

2018 年全年, 云南省三大特高压直流输送电量 688 亿千瓦时, 占全年云南省西电东送电量的 49.82%, 占全年南方电网西电东送电量的 32%, 相当于 2018 年广东省全社会用电量的 10.88%。

图 42: 云南三大特高压直流历年送广东电量及占广东用电量比重



资料来源: WIND, 南方电网, 国信证券经济研究所整理

2016年-2018年，云南三大特高压直流合计向广东输电量占广东全社会用电量的比例从9.38%提升至10.88%，其中主要由华能水电旗下水电站贡献电量。此外，公司还通过其他非特高压输电线路向广东广西方向输送少部分电量。

公司在云南省西电东送乃至广东省电力市场中份额显著，且这一份额短期内不会出现显著摊薄。从输电通路的属性来看，三条主力特高压直流均与公司所属水电站明确配套；从新增西电东送产能来看，短期内仅有三峡集团下属乌东德送电广东广西工程将建成，建成后预计2020年云南“西电东送”能力将达到3915万千瓦，不会根本撼动当前公司在西电东送中的份额。

澜沧江上游水电陆续投运，西电东送电量稳步提升

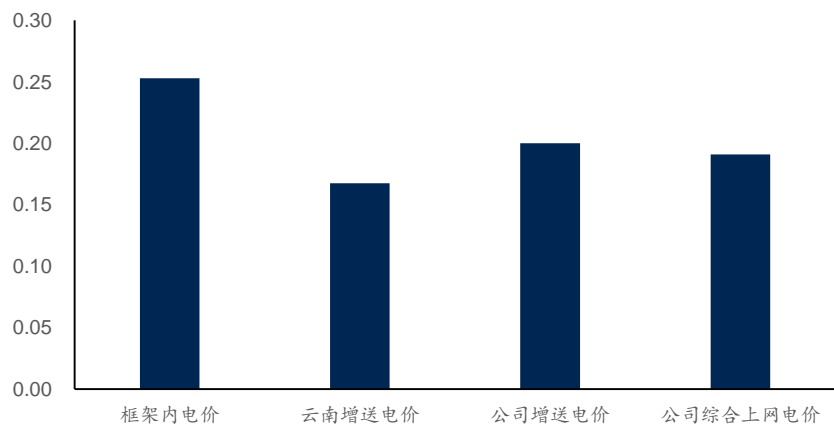
自2015年国家发布电改9号文以来，南方电网广东、云南等地陆续开展电力市场化交易，西电东送的结算机制分为框架内电量和赠送电量两部分。框架内电量保量保价，其中电量由南方电网、广东省、云南省协商决定，上网电价按照广东省燃煤标杆电价倒推扣减输配电价后执行。赠送电量根据广东省需求按月决定，电价在框架内电价的基础上进行折让，折让幅度为广东省与云南省月度市场化交易折让的算术平均值。

2018年，剔除溪洛渡送广东电量后，云南电网送广东917.39亿千瓦时，同比增长7.26%，比年度计划赠送152.29亿千瓦时。

在2018年云南省西电东送至广东电量中，①合计成交框架内电量625.40亿千瓦时，同比+21.16%。②澜沧江上游5座新电站向深圳送电115.72亿千瓦时。③通过跨省跨区市场机制交易的赠送电量为148.64亿千瓦时，平均成交价每千瓦时0.16753元。

2018年，公司西电东送云南至广东框架内电量大约403亿千瓦时，对应上网电价为0.253元/千瓦时；框架外赠送电量大约75亿千瓦时，对应上网电价大约0.20元/千瓦时。公司西电东送赠送部分电价高于云南电网赠送电量的平均电价，也超出公司2018年综合加权电价的0.191元/千瓦时，说明西电东送部分电价较为可观，且对公司带来明显正面影响。

图 43：2018 年西电东送相关电价水平对比（元/千瓦时）



资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

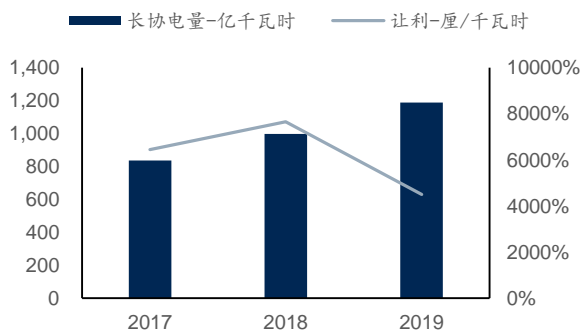
2019年，预计广东省将继续维持西电东送框架内电量的稳定增长，利好公司的存量机组电量消纳。对于公司来说，由于2018年密集新投运澜沧江上游新机组，预计经由新东直流送往深圳的框架内电量仍将继续获得可观增长。

参照广东交易形势，西电东送增送部分电价折让有望趋于理性

西电东送增送电量受到广东额外供需缺口的影响，电价则受到广东以及云南电力交易电价折让的双重影响。对于两省而言，2016年起初步开展电力市场化交易，初期交易规则对降电价诉求较为激进，此后交易规则逐步优化。伴随装机侧的煤电去产能以及需求侧的稳定增长，广东省局部地区在2018年一季度出现用电紧张局面，供需形势的相对收紧也促进了电价折让向相对理性发展。这将有利于公司增送部分电价稳定。

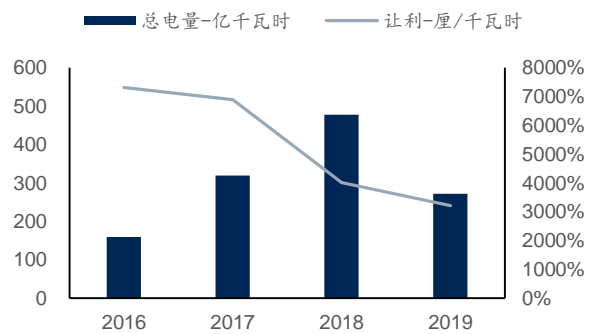
广东主要的电力市场化交易品种是年度长协与月度集中竞价。2017-2018年，该两种交易品种合计交易电量分别为1157/1476亿千瓦时，占广东全省发电量的26%/34%。年度长协在2019年电量为1189亿千瓦时，同比+19.14%，折价4.51分/千瓦时，同比收窄3.15分/千瓦时。月度集中竞价2018年总电量为478亿千瓦时，同比+49.54%，平均折价4.02分/千瓦时，同比收窄2.88分/千瓦时。

图 44：广东历年年度长协交易量价



资料来源:广州电力交易中心, 国信证券经济研究所整理

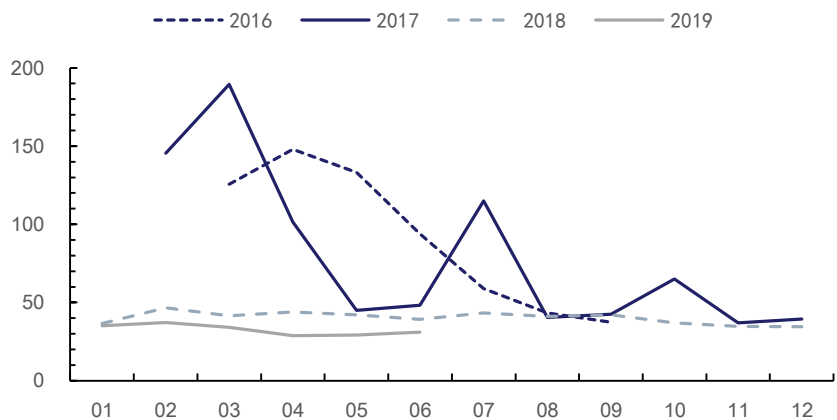
图 45：广东历年月度集中竞价电量与让利



资料来源:广州电力交易中心, 国信证券经济研究所整理

自2016年以来，伴随交易规则的优化与供需形势的收紧，广东省月度集中竞价交易的让利幅度呈现先扩大后收紧的趋势。2019年至今，每一个月的折价幅度均低于上年同期。折价幅度在最近9个月均稳定在4分/千瓦时以下，未再出现2016-2017年间的极端折价情况。

图 46：广东月度集中竞价让利幅度（厘/千瓦时）



资料来源:广州电力交易中心, 国信证券经济研究所整理

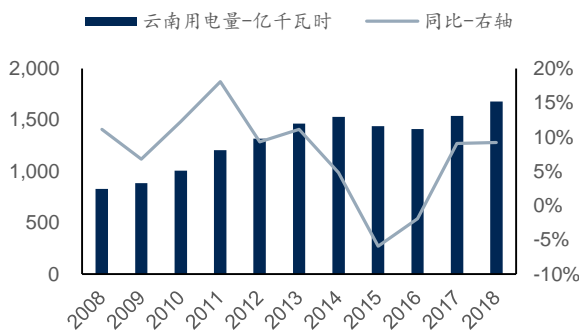
我们预计广东省内电力市场交易折价情况依然将保持相对温和稳定，对华能水电的西电东送增送部分电价起到稳定作用。2019年，预计广东省市场交易规模扩大至2000亿千瓦时，约占省内发电量的50%。广东省计划继续降低市场准入门槛，降低珠三角9市工、商业用户市场准入门槛至年度用电量1300千瓦时、粤东粤西粤北13市工、商业用户市场准入门槛年度用电量500万千瓦时。

云南电力市场概览：水电外送影响大，供给增量有限，需求快速提升

云南省装机结构以水电为主，近一半的发电量外送消纳。近年来受到小水电过度发展的影响，弃水情况较为严重，结合电力市场化交易的引入，省内市场化交易比例和电价折让均对发电侧带来明显不利影响。近年来，云南省在供给端限制小水电发展，在需求端发掘硅、铝等高耗能产业用电需求，同时加强西电东送输出，省内消纳形势因此有所好转。

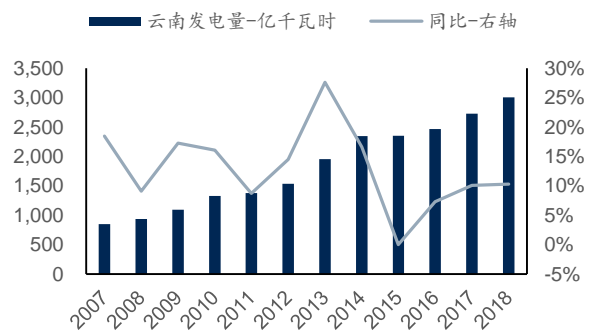
2018年，云南省全社会用电量1679亿千瓦时，同比+9.20%；发电量3007亿千瓦时，同比+10.30%。由此可见，云南省年发电量的近一半均为输出省外消纳，而公司外送电比例66%，高于全省整体水平，体现出公司电源结构较为优质，适合外送并享受更高电价水平。

图 47：云南历年用电量情况



资料来源:WIND, 国信证券经济研究所整理

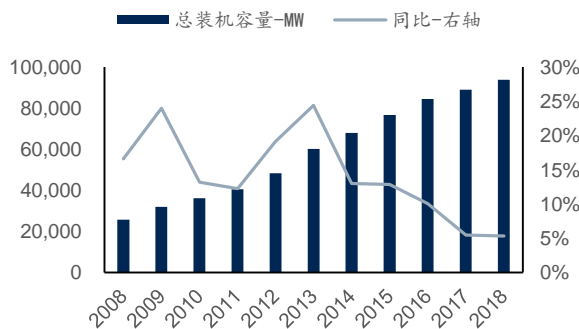
图 48：云南历年发电量情况



资料来源:WIND, 国信证券经济研究所整理

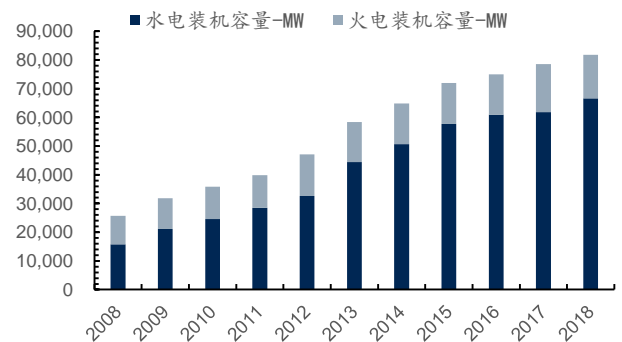
2018年，云南省内总装机容量93810MW，同比+5.3%；其中占比最高的始终为水电，装机容量66660MW，同比+7.75%，增速高于整体装机容量增速；云南水电占全省装机容量的71.06%，占比同比提升1.6 pct。整体来看，云南省内装机容量增速连年下跌，2017年以来维持在中等个位数水平，电力装机供给的放缓为云南电力供需远离宽松状态起到了积极作用。

图 49：云南历年总装机容量情况



资料来源:WIND, 国信证券经济研究所整理

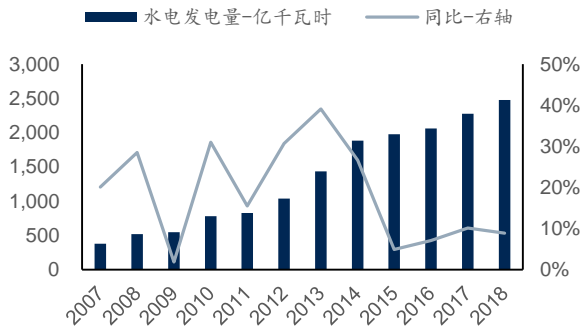
图 50：云南历年水电与火电装机容量情况



资料来源:WIND, 国信证券经济研究所整理

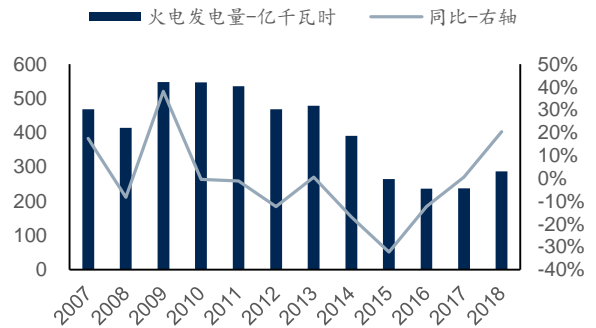
2018年，云南省内水电发电量2477亿千瓦时，同比+8.90%，占全省发电量的82.37%；省内火电发电量287亿千瓦时，同比+20.40%，占全省发电量的9.54%。

图 51: 云南历年水电发电量情况



资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

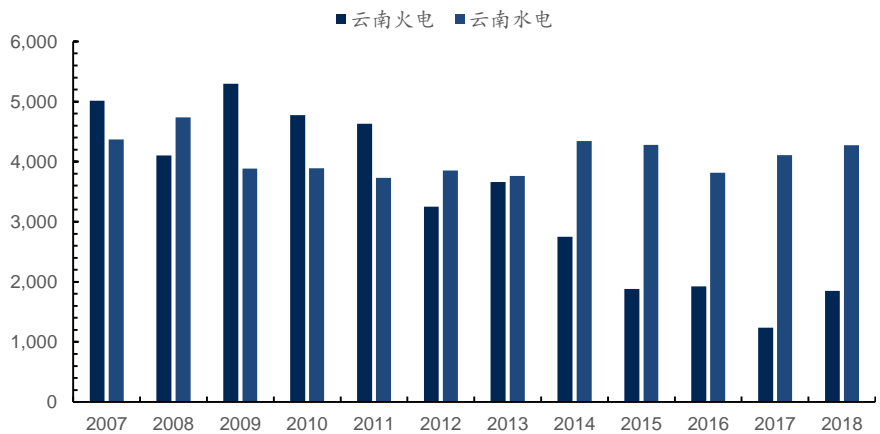
图 52: 云南历年火电发电量情况



资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

近年来，云南火电利用小时数整体大幅下降，水电利用小时数则维持在较稳定水平。2018年，云南水电利用小时数4275小时，同比+4.10%，体现来水偏丰的影响。尽管水电装机增速放缓、近年来利用小时数差别不大，但是水电机组巨大的存量体量依然意味着火电的发电量受到持续挤压。总体来看，云南电力供需形势依然整体宽松，但供给侧与需求侧的双重利好有助于存量机组的电价提升。

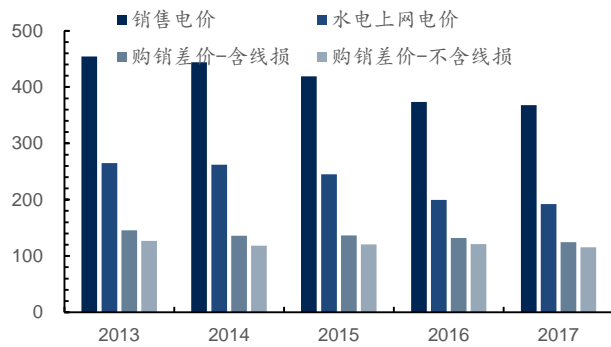
图 53: 云南历年水电与火电利用小时数情况



资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

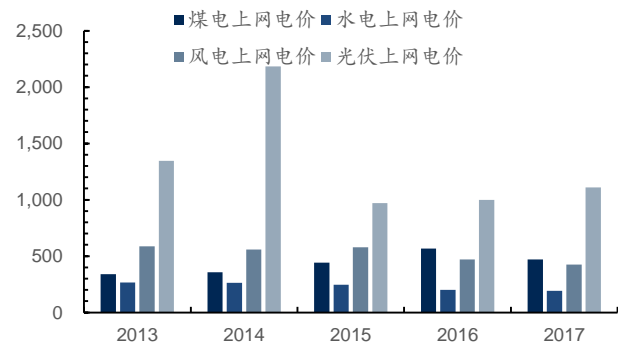
近年来，云南通过引入电力市场化交易、核降输配电价和政府性基金等手段，降低终端用电成本。2017年，云南省销售电价367.77元/MWh，同比-1.58%，其中作为主力的水电上网电价192.20元/MWh，同比-3.80%。水电上网电价占销售电价的52.26%，占比同比-1.21 pct，证明云南水电对降电价的贡献逐年增大。

图 54: 云南历年销售电价结构 (元/MWh)



资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

图 55: 云南历年主要电源上网电价 (元/MWh)



资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

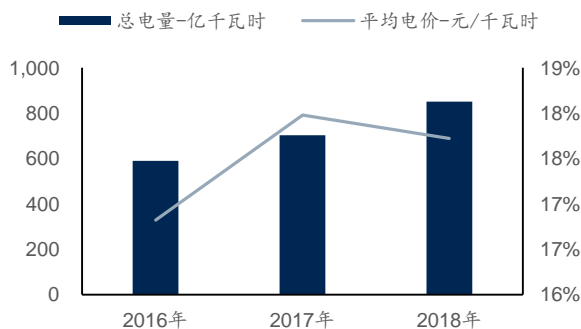
云南省内交易: 供需好转, 电价企稳

2016 年起, 云南省响应电改 9 号文开展市场化交易。根据《2019 年云南电力市场化交易实施方案的通知》, 除漫湾 (投运早、成本低、批复电价低, 主要用于居民用电)、以及个别中小水电外, 公司所有电站均开展电力市场化交易。在交易初期, 发电侧发生显著让利。近年来, 伴随云南省内供需改善, 让利形势有所好转。

2017/2018 年, 云南省内直接交易电量分别为 680.12/845.41 亿千瓦时, 占省内用电量分别为 44%/50%。

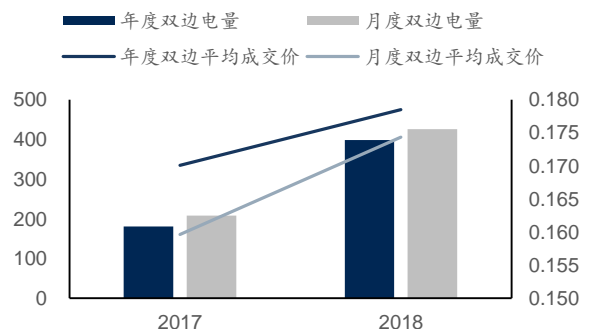
云南省主要的 2 个电力交易品种是年度双边和月度双边。2018 年, 年度双边交易成交电量 398.11 亿千瓦时, 占全部交易电量的 46.78%, 平均成交价每千瓦时 0.17851 元, 同比+0.008 元/千瓦时或 4.96%; 月度双边交易成交电量 425.72 亿千瓦时, 占全部交易电量的 50.03%, 平均成交价每千瓦时 0.17432 元, 同比+0.015 元/千瓦时或 9.20%。

图 56: 云南历年市场化交易电量情况



资料来源: 昆明电力交易中心, 国信证券经济研究所整理

图 57: 云南年度双边与月度双边量价情况 (单位: 亿千瓦时, 元/千瓦时)

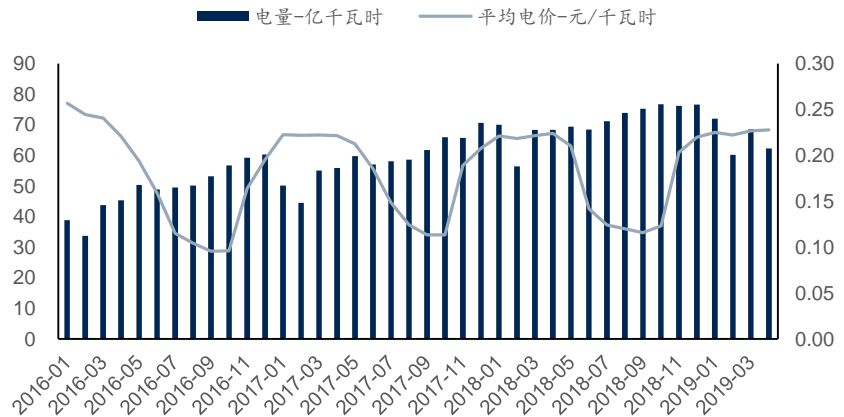


资料来源: 昆明电力交易中心, 国信证券经济研究所整理

云南省内电力竞价呈现明显的季节性波动, 有利于公司体现大型水电的相对优势。总体而言, 每年在丰水期 (主要是 7-10 月), 由于省内水电集中出力, 供给大幅增加, 省内电价往往被拉低, 但公司由于大量电量通过西电东送框架内机制外送广东, 可以享受高于云南的电价; 在枯水期, 缺乏蓄水能力的中小水电发电量环比大降, 导致省内供需形势环比收紧, 交易电价提升, 而公司凭借

在手大型水电站的蓄水调节能力，往往可以维持枯水期的高水位增发，抢夺省内高电价下更多的电量份额。

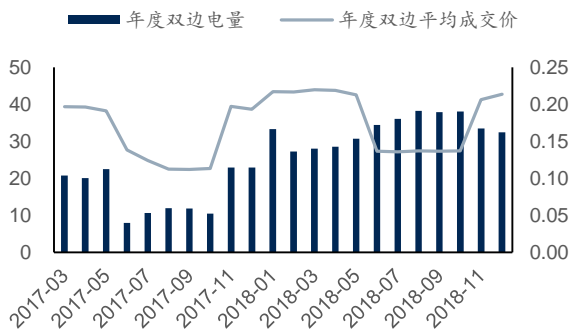
图 58: 云南省内电力市场交易量价 (按月度)



资料来源: 昆明电力交易中心, 国信证券经济研究所整理

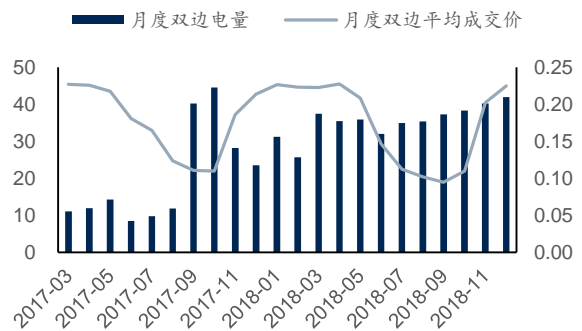
具体来看, 我们发现每年云南市场交易的电价最低点一般出现在 9-10 月秋汛期间, 而每年的电价高点一般出现在 12 月-次年 5 月的枯水期。一般而言, 丰水期的成交电量略高于枯水期, 但丰水期与枯水期之间的电量季节性分布不明显, 这也侧面验证了以公司为代表的大型水电公司有能力在枯水期提供较大规模的水电出力。

图 59: 云南年度双边交易量价情况-按月度 (单位: 亿千瓦时, 元/千瓦时)



资料来源: 昆明电力交易中心, 国信证券经济研究所整理

图 60: 云南月度双边交易量价情况-按月度 (单位: 亿千瓦时, 元/千瓦时)



资料来源: 昆明电力交易中心, 国信证券经济研究所整理

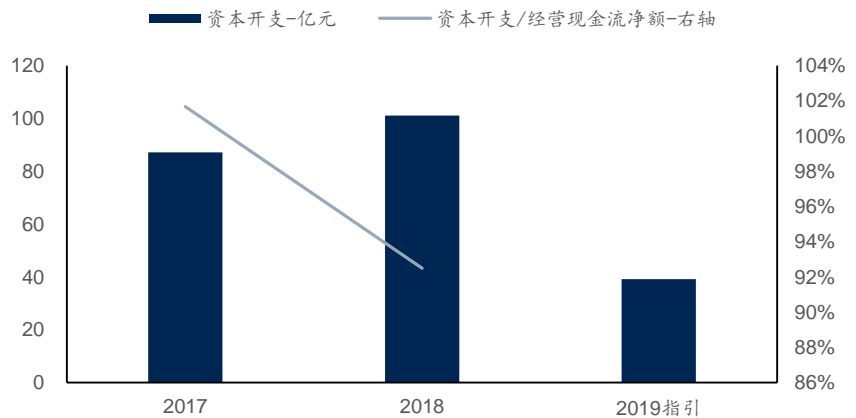
整体而言, 我们看好云南省内电力市场化交易电价维持近年来的趋势, 自底部逐步修复。我们看好的理由首先是广东地区稳定的电力需求以及对西电东送的支持, 使得云南外送电量保持稳定增长, 客观上收紧了云南省内的电力供给; 其次, 云南省内电力装机增速大幅放缓, 需求则在高耗能产业的发展下较快增长, 这有助于云南省内供需形势收紧; 第三, 公司旗下大型水电站有望在枯水期维持高水位发电, 抢占云南省内高电价季节的电量份额。

资本开支进入下行通道，分红具备提升空间

公司拥有澜沧江干流的流域开发权，先前主要开发澜沧江中下游以及云南省内其他水电项目。公司 2017 年以来密集投运澜沧江上游云南段 5 个机组，预计将于 2019 年年中全部投运，届时公司在手待开发的将只剩下澜沧江上游西藏段水电站。由于西藏段水电站单位造价超过 2 万元/千瓦，且国家缺乏额外的支持政策，我们预计近 5 年内相关水电站或将停留在前期工作阶段。因此，我们预计公司资本开支将发生较大幅度的下行。

澜沧江上游云南段 5 座水电站总投资 699.55 亿元，公司 2017 年资本开支 87.17 亿元，占当年经营现金流净额的 101.67%；2018 年资本开支 101.02 亿元，占当年经营现金流净额的 92.49%；公司公告 2019 年资本开支将大降至 39.17 亿元，若经营现金流净额保持稳定，预计 2019 年公司额外释放 60 亿元左右的自由现金流，相当于公司 2018 年度对应分红总额的 100%。

图 61：公司近年来资本开支情况



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

公司的自由现金流主要有 4 个用途：自建电站资本开支，还债降低财务费用，分红，并购电站资本开支。在自建电站资本开支大幅下降的同时，我们判断公司有较大概率将后续持续释放的额外自由现金流用于还债以及分红两个用途。

其中，考虑到国企降杠杆的诉求，我们认为短期内还债可能是公司更重视的现金流使用方向。2018 年，公司带息负债下降 11 亿元至 1120 亿元，资产负债率下降 2.78 pct 至 72.81%。后续资产负债率的下行有望带动公司财务费用的节省以及业绩的上行。

公司当前分红率 46.6%，高于后续有较大规模资本开支计划的同行国投电力（35%），但显著低于上市公司层面暂无大规模资本开支计划的桂冠电力（64%）以及现金流更加充沛的长江电力（66%）。考虑到公司此前分红现金流出一定程度上受到资本开支的压制，我们认为公司后续分红率在理论上还有进一步提升的空间。

此外，考虑到华能集团在上市时存在注入资产的承诺，我们认为不能排除公司适时启动资产注入，或向第三方寻求优质资产并购的可能性。

投资建议：有成长的大水电，维持“增持”评级

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：4.45-4.96 元

我们对公司的盈利预测作出如下核心假设：

装机：预计公司在手澜沧江上游云南段机组于 2019 年中投运完毕，后续中期内暂无可见的新机组投运；

发电：预计公司后续年份来水总体保持稳定，机组利用小时数保持稳定。伴随省内外供需好转，弃水不发生明显增加；

售电-西电东送：预计公司西电东送（框架内+赠送）电量整体稳定增长，其中 2019-2020 年的增量主要来自新投运的澜沧江上游云南段机组外送深圳。预计框架内不含税电价保持不变，赠送部分不含税电价继续维持一定折价；

售电-云南省内：预计公司于云南省内消纳市场化电量的成交电价逐年小幅回升。

表 13：公司盈利预测假设条件（%）

	2016	2017	2018	2019E	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E
营业收入增长率	-10.87%	11.21%	20.77%	19.67%	1.34%	0.46%	0.45%	0.45%	0.45%	0.45%	0.45%
营业成本/营业收入	55.64%	52.46%	49.08%	45.95%	45.90%	45.69%	45.48%	45.28%	45.08%	44.87%	44.68%
管理费用/营业收入	1.03%	1.04%	0.34%	0.30%	0.28%	0.26%	0.24%	0.22%	0.20%	0.18%	0.16%
销售费用/销售收入	0.08%	0.14%	0.14%	0.14%	0.14%	0.14%	0.14%	0.14%	0.14%	0.14%	0.14%
营业税及附加/营业收入	2.39%	2.41%	1.93%	1.90%	1.90%	1.90%	1.90%	1.90%	1.90%	1.90%	1.90%
所得税税率	27.82%	15.19%	12.06%	10.00%	10.20%	10.40%	10.60%	10.80%	11.00%	11.20%	11.40%
股利分配比率	90.99%	31.29%	45.23%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所预测

根据上述假设，我们预计公司 2019-2021 年营业收入 185.68/188.18/189.04 亿元，归母净利润 38.17/47.75/48.97 亿元。

表 14：资本成本假设

无杠杆 Beta	0.9112	T	10.00%
无风险利率	3.07%	Ka	8.01%
股票风险溢价	5.42%	有杠杆 Beta	2.06
公司股价（元）	4.06	Ke	14.25%
发行在外股数（百万）	18000	E/(D+E)	41.60%
股票市值(E, 百万元)	73080	D/(D+E)	58.40%
债务总额(D, 百万元)	102612	WACC	7.61%
Kd	3.20%	永续增长率（10年后）	1.00%

资料来源：国信证券经济研究所假设

根据以上主要假设条件，采用 FCFE 估值方法，得到公司的合理价值区间为 4.45-4.96 元。

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，下表为公司绝对估值相对此两因素变化的敏感性分析。我们对华能水电 10 年后的业绩暂设定 1% 的永续增长率，主要是考虑到届时公司资产负债率不断下行、财务费用释放，且澜沧江上游西藏段开发的可行性或将有所提升。

表 15: 绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析 (元)

绝对估值结果		WACC 变化				
		6.6%	7.1%	7.61%	8.1%	8.6%
永续增长率变化	2.5%	8.24	7.01	6.03	5.22	4.54
	2.0%	7.38	6.35	5.51	4.80	4.20
	1.5%	6.69	5.81	5.07	4.45	3.91
	1.0%	6.12	5.35	4.70	4.14	3.65
	0.5%	5.64	4.96	4.38	3.87	3.43
	0.0%	5.24	4.63	4.10	3.64	3.23
	-0.5%	4.89	4.34	3.86	3.44	3.06

资料来源: 国信证券经济研究所分析

相对法估值: 4.77-5.04 元

我们将主要水电可比上市公司的经营数据与估值数据进行对比。我们认为华能水电当前的 PE 与 PB 估值在业内偏高, 其溢价合理, 且主要来自 4 个方面:

首先, 公司在手装机容量较为可观, 水电装机排名行业第二, 大型机组占比高, 带来突出的防御性价值;

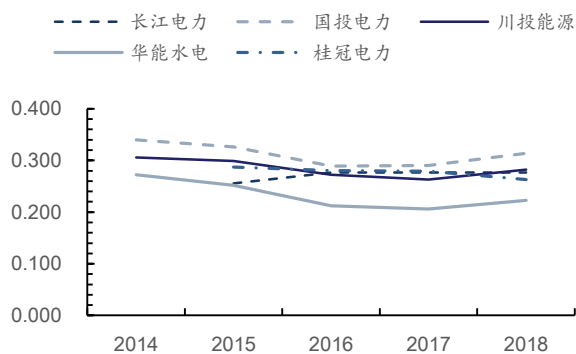
表 16: 水电行业可比上市公司对比

	在运装机-MW	装机增长空间	含税电价-元/千瓦时	ROE-18Y	分红率-18Y	股息率-18Y	PE-2019	PB-2018
长江电力	45495	58%	0.277	16.3	66%	3.8%	16.7	2.8
国投电力	34055	35%	0.314	12.4	35%	2.8%	11.7	1.6
川投能源	17150	69%	0.282	15.2	37%	3.3%	12.4	1.6
华能水电	21209	9%	0.223	7.0	47%	3.6%	19.6	1.7
桂冠电力	11839	0%	0.263	16.6	64%	5.3%	14.2	2.6

资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理 注: 华能水电 2018 年 ROE 为扣非值

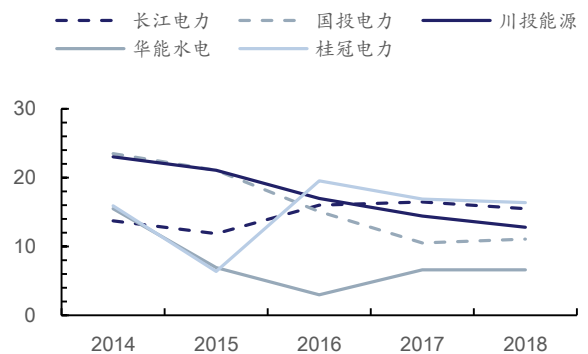
其次, 与同业相比, 华能水电的电价与 ROE 偏低, 但未来修复趋势已经确立。与龙头长江电力对比, 2015-2018 年, 公司含税电价距离龙头长江电力偏低 0.4/6.4/7.1/5.4 分/千瓦时, 电价差距从原先极低的水平大幅扩大, 2018 年又出现明显收窄。同样, 2014-2018 年, 公司扣非摊薄 ROE 分别较长江电力高 1.8/低 4.9/低 13.0/低 9.8/低 8.9 pct, 差距同样从极低水平大幅扩大后, 在 2018 年出现初步收窄。我们当前的盈利预测预计公司 2019-2021 年 ROE 分别为 8.3%/9.8%/9.6%, 相较 2018 年的 6.6% 有显著提升, 我们因此认为公司估值理应反映出 ROE 水平额外修复的利好。

图 62: 水电行业历年含税电价情况 (元/千瓦时)



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

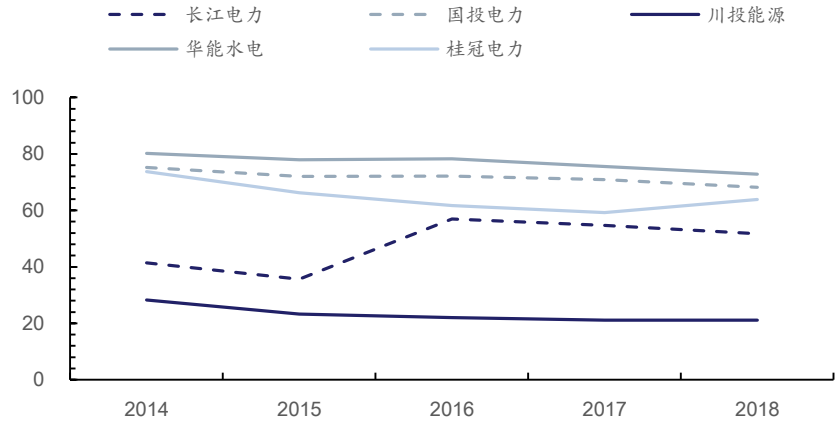
图 63: 水电行业历年扣非摊薄 ROE 情况



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

第三，由于公司当前依然处在新机组的密集投运期，因此过去多年期间，公司资产负债率在水电行业可比公司中均为最高，一定程度上压制了公司的业绩。2019年中，公司在手全部适合开发水电站将投运完毕，有望释放可观自由现金流。我们预计公司后续资产负债率将持续下滑，同样驱动 ROE 的修复预期，带动估值呈现合理溢价。

图 64：水电行业历年资产负债率情况（%）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

最后，公司装机增长空间较小，说明未来资本开支将较快下行，分红率有进一步提升空间，而当前股息率已经处于业内前三水平。相较业内股息率第二名长江电力，公司在分红率低 19 pct 的情况下，股息率仅低 0.2 pct，分红前景可观。综上，我们主要看重华能水电 ROE 的持续修复预期，预计公司 2019-2021 年 ROE 分别为 8.3%/9.8%/9.6%，相较 2018 年的 6.6% 有显著提升。考虑当前公司 2019 年动态 PE 为 19X，同行业动态 PE 水平在 12-17X，我们认为公司 12 个月以后，即 2020 年中对应当年的前瞻 PE 合理区间将基本维持 2019 年中水平，并略高于同行，故设定未来 12 个月对应 2020 年公司盈利的 PE 合理区间为 18-19x，对应 12 个月相对估值合理区间 4.77-5.04 元。

投资建议

我们预计公司 2019-2021 年营业收入 185.68/188.18/189.04 亿元，归母净利润 38.17/47.75/48.97 亿元，对应动态 PE 为 19.2x/15.4x/15.0x。综合相对估值与绝对估值结果，更新公司未来 12 个月合理估值区间为 4.77-4.96 元（前次报告为 4.66-5.04 元），对应当前股价 17-22% 空间，维持“增持”评级。

我们在前次报告中对公司合理估值区间为 4.66-5.04 元。本次我们略微调高了区间下限，主要看好市场对公司盈利修复预期的进一步认可；略微调低了区间上限，主要是参考绝对估值结果，认为需要在合理估值区间中进一步考虑 WACC 的潜在波动带来的影响。

风险提示

估值的风险

我们采取绝对估值和相对估值方法计算得出公司的合理估值在 4.77-4.96 元之间。

市场波动的风险：如果后续市场波动，例如风险偏好提升导致公司的风险溢价下行，则公司的绝对估值可能面临重估。若市场同行业公司大幅下跌，相对估值法的结果可能面临重估。

永续增长率超预期波动的风险：我们当前将公司的永续增长率设定为 1%，主要是考虑到后续财务费用释放以及西藏段水电 10 年后投建概率增加的可能。当前的永续增长率没有考虑公司注入大股东水电资产，也没有考虑公司面向集团外部的潜在资产并购。如果公司未来有额外资产并购，远期的永续增长率或需上调；如果公司西藏段水电在 10-20 年后依然无法立项，则远期的永续增长率或需下调。

盈利预测的风险

电力需求放缓。我们当前的盈利预测假定云南省以及广东省电力需求保持稳定。如果未来实体经济预期波动导致电力需求大幅放缓，则可能导致公司所处电力市场供需形势恶化。不能排除公司由于电量消纳不畅而发生弃水现象。

对于西电东送至广东电量来说，这可能导致框架内电量增长乏力，但可能不会直接影响框架内电价；同时，这可能导致框架外增送电量显著缩减，且增送电价在竞价环节下大幅下行。

对于云南省内电量来说，这可能导致交易电价显著下行。

来水大幅波动。公司拥有小湾、糯扎渡等数个多年调节水库，理论上拥有跨年度调节来水的能力，可以熨平来水波动对公司发电量的影响。然而，假设来水连年显著偏低，可能导致公司发电量受到影响下行，导致业绩不畅。

同时需要指出的是，假设公司周边流域来水连年显著偏低，则公司在云南省内的其他水电竞争者也可能发生发电量的下行，使得云南省内电力竞价市场供需收窄，交易电价上行。在此情况下，公司凭借省内的显著份额以及更好的水库调节能力，反而有望在高电价时期抢占到更多电量份额。

澜沧江上游云南段新机组批复电价不达预期。我们注意到市场预期澜沧江上游云南段新机组电价将显著高出公司存量电站电价水平。目前已经批复的滇西北直流输配电价水平大致能够验证这一点，但上游电站批复电价本身尚未公布。若正式公布的电价不达预期，可能影响公司的盈利水平。

电价下行。我们观察到监管部门对不同电源品种的电价态度有所区别。2019 年政府工作报告提出再度降低终端一般工商业电价 10%。以 2019 年 5 月国家发展改革委发布的《关于降低一般工商业电价的通知》为例，对于增值税率下调 3 pct 带来的不含税电价上行红利，水电和核电企业非市场化交易部分全额让利于终端用户，而火电、风电、光伏等电源得以保有在发电侧体内。

假设后续实体经济预期大幅波动，政府要求电力行业进一步向实体经济让利，则不能排除公司水电机组标杆电价进一步下行，或者市场化电量占比和电价折让进一步上行的可能。需要指出的是，由于公司当前电价低于主要水电同行，公司面临的电价下行风险也将低于同业。

综合所得税率即将进入长期提升通道。我国西部地区水电在享受西部大开发 15% 所得税率的基础上，投产前 3 年免除所得税，第 4-6 年所得税减半征收。公司“十二五”以来投产的一系列水电机组将陆续进入所得税率提升时期。公司 2017 年底以来密集投运澜沧江上游云南段 5 座水电站，2020-2021 年前后也将有机组结束免税阶段，进入减半征税时期。考虑到公司在手流域短期内将全部开发完毕，公司后续综合所得税率即将进入长期提升通道，逐步向 15% 的税率靠拢。

附表：财务预测与估值

资产负债表 (百万元)					利润表 (百万元)				
	2018	2019E	2020E	2021E		2018	2019E	2020E	2021E
现金及现金等价物	1498	29979	29429	29648	营业收入	15516	18568	18818	18904
应收款项	3736	3665	4191	4165	营业成本	7616	8532	8637	8637
存货净额	23	73	74	74	营业税金及附加	299	353	358	359
其他流动资产	3206	186	188	189	销售费用	22	26	26	26
流动资产合计	8525	33965	33944	34137	管理费用	218	133	130	126
固定资产	0	3644	6544	8741	财务费用	4065	4508	4028	3961
无形资产及其他	6921	6844	6767	6691	投资收益	3945	0	0	0
投资性房地产	152891	152891	152891	152891	资产减值及公允价值变动	(98)	0	0	0
长期股权投资	28	28	28	28	其他收入	243	0	0	0
资产总计	168365	197372	200174	202487	营业利润	7387	5017	5639	5794
短期借款及交易性金融负债	27444	25000	25000	25000	营业外净收支	(507)	(600)	(100)	(100)
应付款项	0	504	377	294	利润总额	6880	4417	5539	5694
其他流动负债	15815	44774	45216	45061	所得税费用	830	442	565	592
流动负债合计	43259	70278	70593	70355	少数股东损益	248	159	199	205
长期借款及应付债券	77612	77612	77612	77612	归属于母公司净利润	5803	3817	4775	4897
其他长期负债	1714	1714	1714	1714					
长期负债合计	79326	79326	79326	79326					
负债合计	122585	149604	149919	149681					
少数股东权益	1524	1603	1703	1806					
股东权益	44257	46165	48552	51001					
负债和股东权益总计	168365	197372	200174	202487					

现金流量表 (百万元)				
	2018	2019E	2020E	2021E
净利润	5803	3817	4775	4897
资产减值准备	63	396	712	957
折旧摊销	5268	88	107	136
公允价值变动损失	98	0	0	0
财务费用	4065	4508	4028	3961
营运资本变动	(157638)	32900	498	745
其它	72	(316)	(613)	(855)
经营活动现金流	(146334)	36884	5480	5881
资本开支	143031	(4051)	(3643)	(3214)
其它投资现金流	(42)	0	0	0
投资活动现金流	145469	(4051)	(3643)	(3214)
权益性融资	0	0	0	0
负债净变化	(7858)	0	0	0
支付股利、利息	(6416)	(1908)	(2387)	(2448)
其它融资现金流	29189	(2444)	0	0
融资活动现金流	640	(4352)	(2387)	(2448)
现金净变动	(225)	28481	(550)	219
货币资金的期初余额	1723	1498	29979	29429
货币资金的期末余额	1498	29979	29429	29648
企业自由现金流	(2866)	37510	5644	6408
权益自由现金流	18465	31009	2027	2859

关键财务与估值指标				
	2018	2019E	2020E	2021E
每股收益	0.32	0.21	0.27	0.27
每股红利	0.36	0.11	0.13	0.14
每股净资产	2.46	2.56	2.70	2.83
ROIC	5%	6%	7%	7%
ROE	13%	8%	10%	10%
毛利率	51%	54%	54%	54%
EBIT Margin	47%	51%	51%	52%
EBITDA Margin	81%	52%	52%	52%
收入增长	21%	20%	1%	0%
净利润增长率	165%	-34%	25%	3%
资产负债率	74%	77%	76%	75%
息率	8.7%	2.6%	3.3%	3.3%
P/E	12.7	19.2	15.4	15.0
P/B	1.7	1.6	1.5	1.4
EV/EBITDA	15.5	23.2	22.9	22.6

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

国信证券投资评级

类别	级别	定义
股票 投资评级	买入	预计 6 个月内，股价表现优于市场指数 20%以上
	增持	预计 6 个月内，股价表现优于市场指数 10%-20%之间
	中性	预计 6 个月内，股价表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间
	卖出	预计 6 个月内，股价表现弱于市场指数 10%以上
行业 投资评级	超配	预计 6 个月内，行业指数表现优于市场指数 10%以上
	中性	预计 6 个月内，行业指数表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间
	低配	预计 6 个月内，行业指数表现弱于市场指数 10%以上

分析师承诺

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑基于本人的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求客观、公正，结论不受任何第三方的授意、影响，特此声明。

风险提示

本报告版权归国信证券股份有限公司（以下简称“我公司”）所有，仅供我公司客户使用。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头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行业务服务。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司将随时补充、更新和修订有关信息及资料，但不保证及时公开发布。

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。证券投资咨询业务是指取得监管部门颁发的相关资格的机构及其咨询人员为证券投资者或客户提供证券投资的相关信息、分析、预测或建议，并直接或间接收取服务费用的活动。

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

深圳市罗湖区红岭中路 1012 号国信证券大厦 18 层
邮编：518001 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 楼
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