

公司研究/首次覆盖

2020年08月14日

公用事业/电力 II

投资评级: 买入 (首次评级)

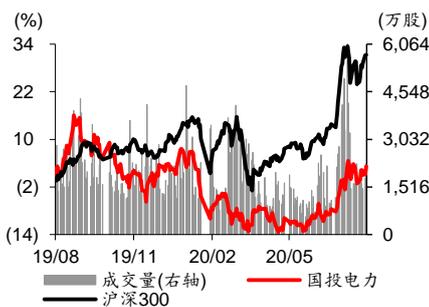
当前价格(元): 8.80
目标价格(元): 11.30

王玮嘉 SAC No. S0570517050002
研究员 SFC No. BEB090
021-28972079
wangweijia@htsc.com

施静 SAC No. S0570520040003
研究员 SFC No. BMO306
010-56793967
shi_jing@htsc.com

黄波 SAC No. S0570519090003
研究员 0755-82493570
huangbo@htsc.com

一年内股价走势图



资料来源: Wind

水火共筑成长, 盈利弹性可期

国投电力(600886)

两杨投产+火电弹性助利润增长, 利润弹性可期

国投集团旗下大型电力开发企业, 截至 19 年底, 控股装机容量达 3406 万千瓦, 其中水电/火电/新能源装机占比分别为 49%/44%/6%。公司核心资产雅砻江水电, 两河口/杨房沟电站 450 万千瓦装机预计于 2021 年投产, 全部投产后提升国投控股装机弹性 13%, 我们预计有望带来增量归母净利润 6 亿, 对应 19 年国投归母净利润增厚 13%。我们预计公司 20-22 年 EPS 为 0.76/0.80/0.89 元, 利用分部估值法, 参考水电/火电可比公司 20 年 Wind 一致预期 PE 均值 15x/12x, 给予公司水电/火电板块目标 PE 16x/12x, 综合目标 PE15x, 目标价 11.30 元, 给予“买入”评级。

水电: 两杨电站投产在即, 中游开发有序推进

公司核心资产雅砻江水电独享雅砻江开发权, 水电装机规模全国第三。21 年中游电站两河口与杨房沟 (装机容量 300/150 万千瓦) 首台机组陆续投产, 两杨投产后稳态期预计增发 287 亿千瓦时, 对应 71 亿元增量收入, 及归属国投增量净利润 6 亿元, 相比国投 19 归母净利润增厚 13%。同时公司于 6 月 19 号公告中游卡拉电站 (102 万千瓦装机) 获得核准, 建设期 83 个月, 公司预计与两河口水库联合运行时年发电量 45 亿千瓦时, 相比国投 19 发电量增厚 3%。根据公司规划, 2021-25 年将建设 4-5 座主要梯级电站, 中游电站开发有序推进, 远期增量可期。

火电: 资产结构持续优化, 低煤价贡献利润弹性

截至 1Q20 年公司火电装机 1188 万千瓦, 其中 100 万千瓦级机组占比 50%+, 同时 19 年转让 4 家控股+2 家参股火电股权 (合计装机 391 万千瓦), 火电资产结构逐步优化。低煤价+需求回暖关注火电弹性: 1) 受益工业景气度回升, 全社会用电需求回暖, 6 月用电量同比+9.8%, 火电利用小时数达 345 小时, 同比+2%。2) 根据 Wind 数据, 秦皇岛 Q5500 动力煤 YTD 均价 551 元/吨, 同比-62 元/-10%, 虽近期煤价有所回升, 但累计降幅明显, 利润贡献可观。3) 国投电力 20 年净利润对火电电价 (+0.01 元/千瓦时)、煤价 (-10 元/吨) 弹性分别为+4.0%/+1.7%, 火电具备弹性空间。

水火并济分布估值, 首次覆盖给予“买入”评级

公司装机水火并济, 利润占比以水电为主, 根据我们测算, 预计 2020 年水电/其他 (主要为火电) 分别贡献 37.9 亿/13.3 亿元净利润。因水电/火电资产分属不同估值体系, 故利用分部估值法, 参考可比水电/火电公司 20 年 Wind 一致预期 PE 均值 15x/12x, 公司资产优质, 盈利能力稳定, 给予公司行业平均估值水电板块 20 年 PE 16x, 火电板块 20 年 PE 12x, 综合目标 PE15x, 预计 20 年公司目标市值为 767 亿元, 对应目标价 11.30 元, 首次覆盖给予“买入”评级。

风险提示: 雅砻江水电投产进度不及预期; 经济下行影响用电量需求; 来水偏枯影响水电发电量。

公司基本资料

总股本 (百万股)	6,786
流通 A 股 (百万股)	6,786
52 周内股价区间 (元)	7.39-9.90
总市值 (百万元)	59,717
总资产 (百万元)	220,298
每股净资产 (元)	6.16

资料来源: 公司公告

经营预测指标与估值

会计年度	2018	2019	2020E	2021E	2022E
营业收入 (百万元)	41,011	42,433	38,014	40,067	43,844
+/-%	29.60	3.47	(10.41)	5.40	9.43
归属母公司净利润 (百万元)	4,364	4,755	5,127	5,407	6,059
+/-%	35.02	8.97	7.82	5.46	12.05
EPS (元, 最新摊薄)	0.64	0.70	0.76	0.80	0.89
PE (倍)	13.68	12.56	11.65	11.04	9.86

资料来源: 公司公告, 华泰证券研究所预测

正文目录

核心推荐逻辑	3
国投集团电力核心资产，水电装机规模全国第三	4
国投集团核心能源公司，优质水电资产获长电增持	4
水火共济：水电优质资产，火电贡献弹性	4
新增装机推升业绩，2012-2014 年股价超额收益显著	6
外送电落地省份供需均衡，电价韧性尚足	7
江苏省用电需求全国第二，积极推动省外来电	7
江西电力需求提速，对外依存度攀升	8
电价：外送电韧性尚足，留川电折价可控	10
外送电电价：锦苏落地电价具备比价优势，电价风险有限	10
留川电价：两河口批复电价预计可观，市场化折价下行空间有限	11
雅砻江水电：新增装机 2021 年投产在即	12
全国第三大水电基地，中游电站开发进行时	12
独享雅砻江开发权，21-25 年中游电站装机容量累计增长 54%	12
两河口、杨房沟电站将于 2021 年投产，预计带来 450 万千瓦新增装机	12
新增装机叠加下游增发，助推电量增长	13
新增装机 2021 年投产，或带来显著业绩弹性	14
火电资产精简优化，低煤价贡献利润弹性	16
火电投产阶段结束，能源结构优化进行中	16
低煤价叠加用电需求回暖，火电贡献利润弹性	16
水电稀缺火电优质，水火共济相辅相成，给予“买入”评级	18
盈利预测与投资评级	18
关键指标假设	18
首次覆盖给予“买入”评级，目标价 11.30 元	19
风险提示	20
PE/PB - Bands	20

核心推荐逻辑

公司是国投集团旗下大型电力开发企业，2002年由湖北兴化与国家开发投资公司进行资产置换后变更登记设立，完成借壳上市，并逐渐发展成为一家以水电为主、水火并济、风光互补的全国性综合电力企业。公司电力业务以国内为主、积极进行海外拓展，境内项目主要分布在四川、云南、天津等十多个省市，同时投资印尼万丹火电项目和英国海上风电。我们对报告的核心观点和推荐逻辑总结如下：

1) 水电：雅砻江水电新增装机 2021 年投产在即，卡拉获核准，中游开发有序推进：公司核心资产雅砻江水电独享雅砻江开发权，全流域可能开发的水能资源达 3000 万千瓦，在全国规划的十三大水电基地中，装机规模排名第三。2021 年中游电站两河口与杨房沟（装机容量 300/150 万千瓦）首台机组陆续投产，我们预计两杨投产后稳态期每年将增发 287 亿度电，对应 71 亿元增量收入，及归属国投电力增量净利润 6 亿元，增厚国投电力 2019 发电量/归母净利润分别为 18%/13%。同时公司于 6 月 19 号公告中游卡拉电站（102 万千瓦装机）获得核准，建设期 83 个月，公司预计与两河口水库联合运行时年发电量 45 亿千瓦时，相比国投电力 2019 发电量增厚 3%。根据《雅砻江流域水电开发有限公司 2020 年度第二期超短期融资券募集说明书》，公司规划在 2021-25 年建设 4-5 座主要梯级电站，中游电站开发有序推进，远期增量可期。

2) 水电盈利能力稳定，利用小时数全国领先：由于水电成本结构特点（资产折旧、库区基金和水资源费等），水电盈利空间高于火电，长期以来，水电贡献超过 70% 的毛利润，19 年水电毛利 122 亿元，占比 74%。横向对比，核心水电资产盈利能力与利用小时数居前列。水电贡献公司大部分利润来源，2019 年利用小时数 5084 小时，全国范围内看是利用率最高的水电资产。同时，对比长江电力、华能水电、桂冠电力、黔源电力等大型水电上市企业，2019 年 ROE 达到 12%，处于可比水电企业第三位。

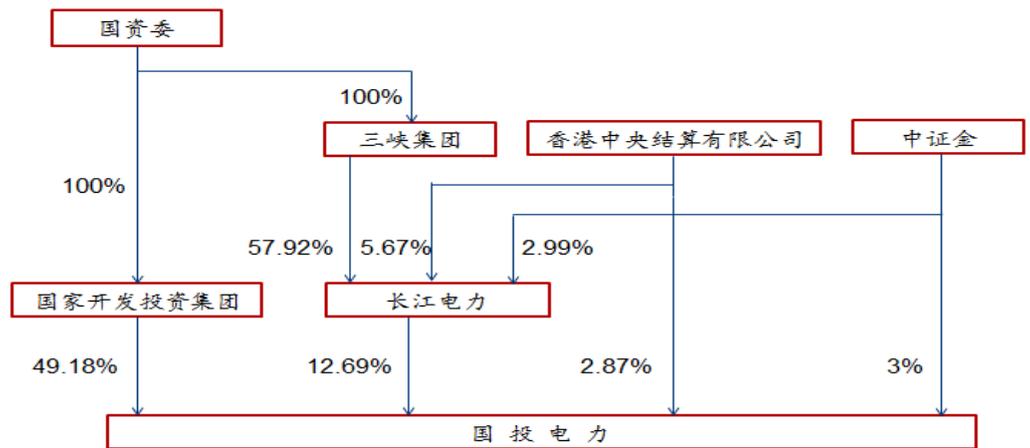
3) 火电：资产结构持续优化，低煤价贡献利润弹性：截至 1Q20 年公司火电装机 1188 万千瓦，其中 100 万千瓦级机组占比超过 50%，同时 2019 年公司转让了 4 家控股火电及 2 家参股火电的股权（合计装机 391 万千瓦），火电资产结构逐步优化。低煤价+需求回暖关注火电盈利弹性：1) 受益工业景气度回升，全社会用电需求回暖，6 月用电量同比+9.8%，火电利用小时数达 345 小时，同比+2%。2) 根据 Wind 数据，秦皇岛 Q5500 动力煤 2019/8/7-2020/8/7 均价 551 元/吨，同比-62 元/-10%，虽近期煤价有所回升，但累计降幅明显，利润贡献可观。3) 我们测算国投电力 20 年净利润对火电电价（+0.01 元/千瓦时）、煤价（-10 元/吨）弹性分别为+4.0%/+1.7%，火电具备弹性空间。

我们预计公司 2020-2022 年有望实现营业收入 380/401/438 亿元，有望实现归母净利润 51/54/61 亿元，EPS 分别为 0.76/0.80/0.89 元。利用分部估值法，参考可比水电/火电公司 20 年 Wind 一致预期 PE 均值 15x/12x，公司资产优质，盈利能力稳定，给予公司水电板块 20 年目标 PE 16x，火电板块 20 年目标 PE 12x，公司综合目标 PE 15x。预计 20 年公司目标市值为 767 亿元，对应目标价 11.30 元，首次覆盖给予“买入”评级。

国投集团电力核心资产，水电装机规模全国第三 国投集团核心能源公司，优质水电资产获长电增持

国投集团旗下大型电力开发企业，核心电力资产获长电增持。公司在2002年由湖北兴化与国家开发投资公司进行资产置换后变更登记设立，完成借壳上市，并逐渐发展成为一家以水电为主、水火并济、风光互补的全国性综合电力企业，属于电力行业“四小豪门”之一。公司电力业务以国内为主、积极进行海外拓展，境内项目主要分布在四川、云南、天津等十多个省市，同时投资印尼万丹火电项目和英国海上风电。公司控股股东为国家开发投资公司，持股49%；实际控制人为国资委。长江电力为寻求和国投电力的梯级调度合作，以及投资中长期战略资产，增持成为第二大股东，截至2020年8月，持股比例达12.69%。

图表1：国投电力股权结构图（截至2020年8月5日）

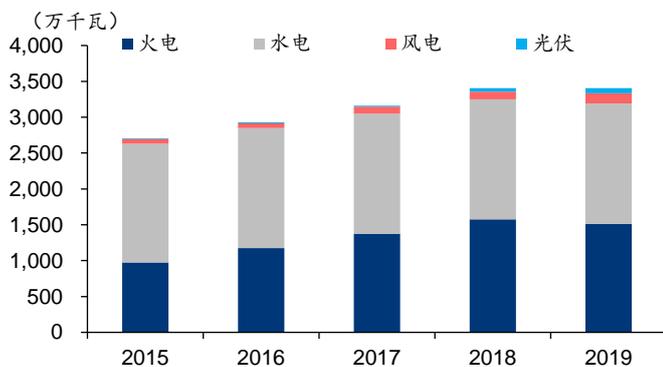


资料来源：公司公告，华泰证券研究所

水火并济：水电优质资产，火电贡献弹性

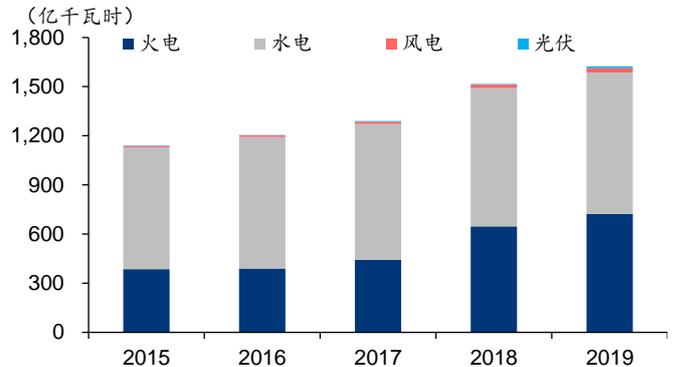
装机端水火并济、风光为补，利润端水电贡献主要利润，火电受益于低煤价利润弹性显现。从装机结构来看，公司是一家以水电为主、水火并济、风光为补的综合电力公司，水电装机规模全国第三，电源结构优势明显。截至2019年底，已投产控股装机容量3406万千瓦，其中水电/火电/新能源装机分别为1676/1515/215万千瓦，占比49%/44%/6%。由于水电成本结构特点（资产折旧、库区基金和水资源费等），水电盈利空间高于火电，自2014年起，水电一直贡献超过70%的毛利润，19年水电毛利122亿元，占比74%。火电毛利空间受制于煤价波动，与煤价水平呈反向变动关系，18年起随煤价下降，火电利润弹性显现，19年火电毛利34亿元，同比增长46%。

图表2：公司控股装机情况（2015-2019）



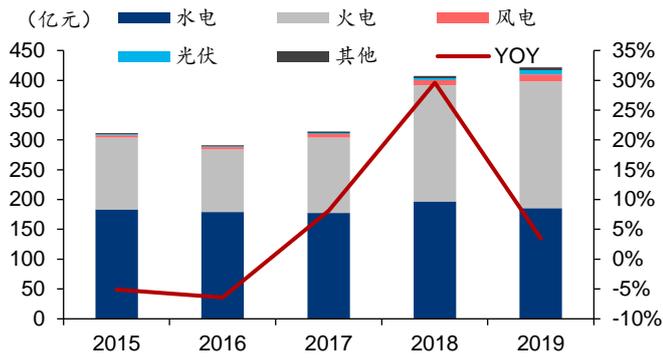
资料来源：公司公告，华泰证券研究所

图表3：公司发电量情况（2015-2019）



资料来源：公司公告，华泰证券研究所

图表4：公司营业收入及增速（2015-2019）



资料来源：公司公告，华泰证券研究所

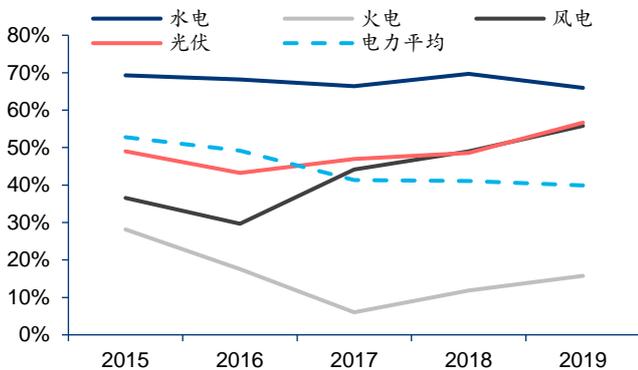
图表5：公司毛利润及增速（2015-2019）



资料来源：公司公告，华泰证券研究所

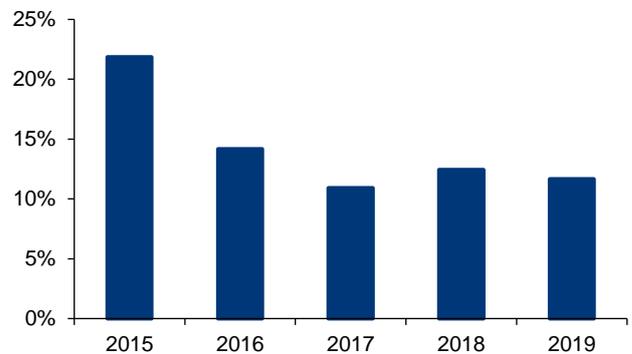
水电盈利能力稳定，火电受益煤价下行盈利修复。从公司整体的盈利质量来看，受益于公司业务结构优化和煤价低位运行，2012-2015年毛利率和净利率一直保持上涨趋势，但自2016年下半年煤价开始大涨并在17年维持高位导致火电企业成本大幅增加，公司整体毛利率和净利率出现一定幅度下滑，在18年后随着新电力机组投产和煤价逐步下跌，公司盈利能力逐渐恢复。分业务情况看，水电成本主要来自资产折旧、库区维护基金和水资源费，因此决定水电毛利率基本稳定，水电毛利率近年来均维持在65%以上，远高于公司电力业务整体水平；火电毛利率受制于煤价波动，16年下半年起煤价大涨明显拖累火电毛利率，在17年后随煤价下跌逐渐恢复，但与公司发电平均毛利水平仍有差距。

图表6：公司分业务毛利率情况（2015-2019）



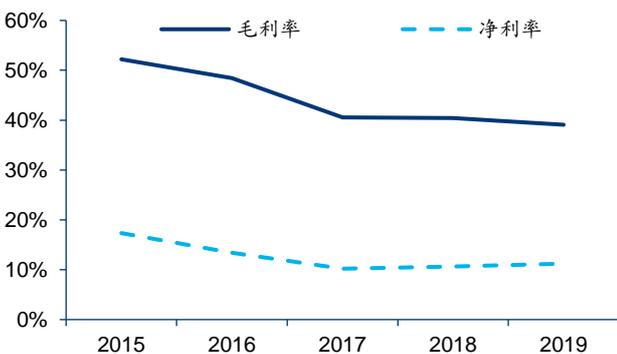
资料来源：公司公告，华泰证券研究所

图表7：公司ROE情况（2015-2019）



资料来源：公司公告，华泰证券研究所

图表8：公司毛利率与净利率情况（2015-2019）



资料来源：公司公告，华泰证券研究所

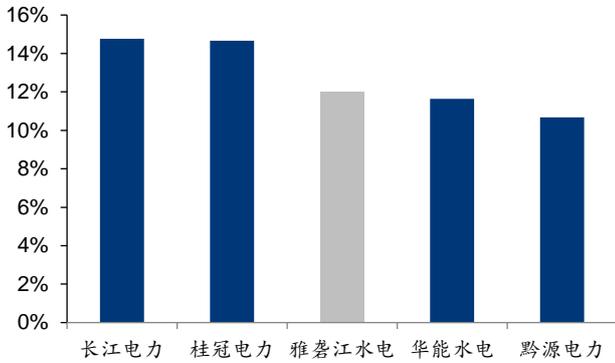
图表9：公司净利润与增速（2015-2019）



资料来源：公司公告，华泰证券研究所

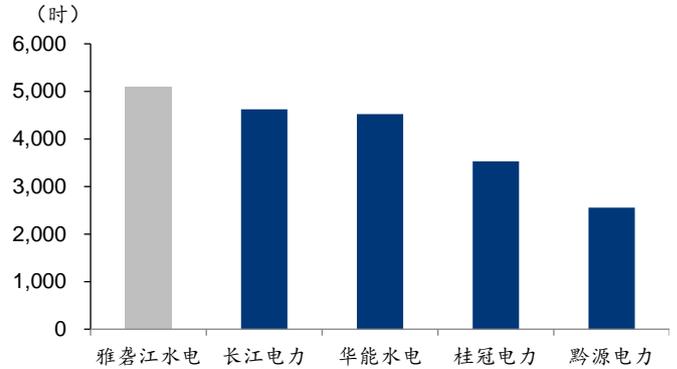
横向对比，核心水电资产盈利能力与利用小时数居前列。水电贡献公司大部分利润，公司核心资产雅砻江水电 2019 年利用小时数 5084 小时，全国范围内看是利用率最高的水电资产。同时，对比长江电力、华能水电、桂冠电力、黔源电力等大型水电上市企业，2019 年 ROE 达到 12%，处于可比水电企业第三位。

图表10：雅砻江水电与主要水电公司 ROE 对比（2019）



资料来源：公司公告，华泰证券研究所

图表11：雅砻江水电与主要水电公司利用小时数对比（2019）



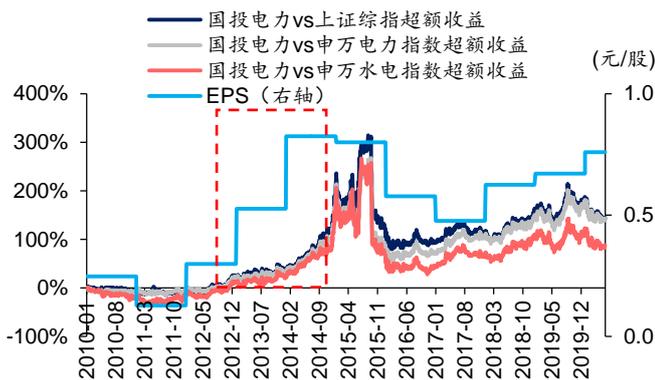
资料来源：公司公告，华泰证券研究所

新增装机推升业绩，2012-2014 年股价超额收益显著

从 2012 年 3 月官地首台机组投产，至锦屏一级（360 万千瓦）、二级（480 万千瓦）机组分别于 2014 年 7 月及 11 月完成全部投产，雅砻江上一轮投产周期历时 3 年，新增装机带来 EPS 大幅增厚，从 2012 年的 0.30 元/股，大幅增长至 2014 年的 0.82 元/股。

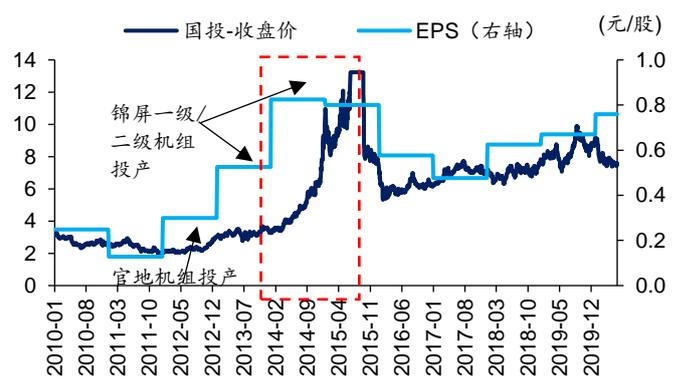
从股价反映上看，随着 2012 年雅砻江下游官地机组投产，国投电力较上证综指、申万电力指数、申万水电指数超额收益进入上行通道，从 2012 年 3 月 1 日至 2014 年 12 月 31 日，国投电力股价累计涨幅为 359%，同期上证综指涨幅为 30%，较上证综指超额收益为 329%。总体来看，我们认为国投电力股价反映与 EPS 增厚节奏基本相符，从历史复盘来看，2012-2014 年新增装机投产带来了显著超额收益。

图表12：国投电力股价随 EPS 增厚同步增长



资料来源：公司公告，Wind，华泰证券研究所

图表13：国投电力新增装机带来的超额收益显著



资料来源：公司公告，Wind，华泰证券研究所

外送电落地省份供需均衡，电价韧性尚足

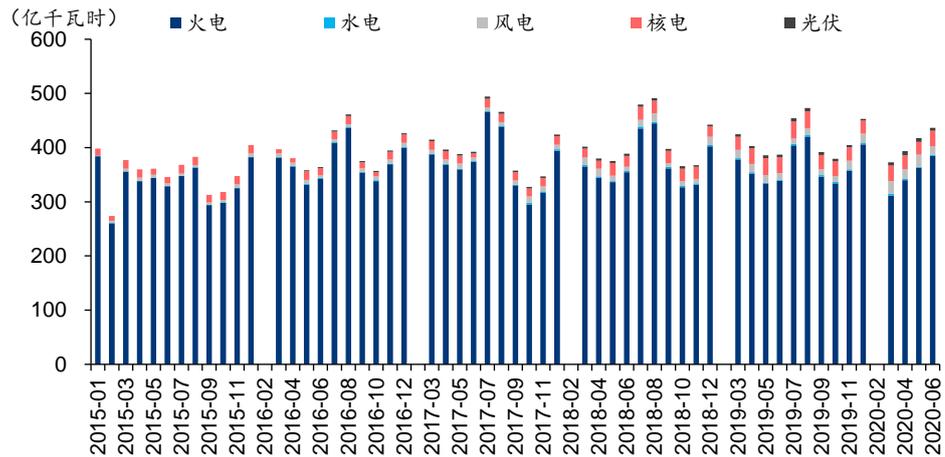
江苏省用电需求全国第二，积极推动省外来电

江苏省用电总规模全国第二，经济发展推动用电需求温和增长。江苏省经济高速发展，根据国家统计局数据，2019年全省用电量达6264亿千瓦时，同比2.2%。受疫情影响，1H20江苏省用电量2813亿千瓦时，同比-4.7%，我们预计随着下半年生产活动提速，全年用电量增速-1.0%，对应十三五CAGR3.9%。江苏省作为全国经济重省，2019年GDP增速6.1%，用电量全国第二，用电量为经济活动的基础支撑，我们预计十四五期间用电量CAGR4.0%。

江苏省发电以火电为主，但未来煤电建设空间受限，省政府积极推动区外来电规模增长。

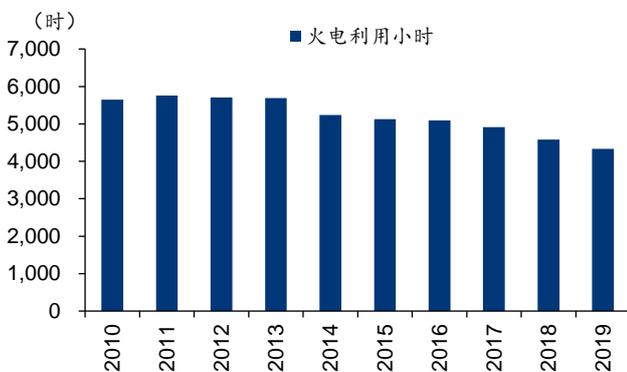
根据国家统计局数据，江苏省2019年火电发电量4439亿千瓦时，占总发电量的89%。《江苏省“十三五”电力发展专项规划》中要求2020年火电/风电/光伏/核电/水电装机分别达10315/1000/800/425/264万千瓦，预期16-20CAGR分别为5%/19%/14%/16%/18%，2019年底已达成风电/光伏/核电/水电装机目标，火电装机2019年底达10050万千瓦，预期2020年同比增长2.6%。同时积极推动外来清洁能源入省，要求2020年协议区外来电装机规模达到3300万千瓦，对应16-20外来电装机增长CAGR16.2%。根据Wind数据，2019年江苏省火电利用小时数达4329小时，高于全国平均水平4293小时，利用小时数尚可，电力供需情况相对均衡，因供给过剩导致市场电价大幅下降可能性较低。

图表14：江苏省月度发电量



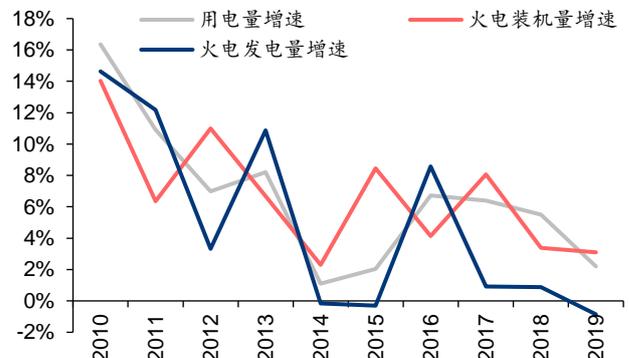
资料来源：Wind，华泰证券研究所

图表15：江苏省火电装机利用小时数



资料来源：Wind，华泰证券研究所

图表16：江苏省用电需求与火电装机量



资料来源：Wind，华泰证券研究所

根据以往江苏省电力供需情况和江苏省电力“十三五”规划，我们对江苏省电力供需做了预测。需求端，我们预测2020年江苏省用电量分别为6200亿千瓦时，同比-1.0%；十四五期间江苏省用电量增速CAGR4.0%。供给端，我们预测2020年江苏省发电量为5234亿千瓦时，同比4.4%；十四五期间江苏省发电量增速CAGR3.6%。

图表17：江苏省电力供需平衡（亿千瓦时/万千瓦）

	2016A	2017A	2018A	2019A	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
用电量	5,459	5,808	6,128	6,264	6,200	6,448	6,706	6,974	7,253	7,543
yoy/%	6.7%	6.4%	5.5%	2.2%	-1.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%
外来电	679	910	1,023	1,143	1,222	1,299	1,381	1,468	1,561	1,659
yoy/%	-19.4%	34.0%	12.5%	11.7%	-2.0%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%	6.3%
发电量	4,709	4,915	5,085	5,015	5,234	5,409	5,606	5,810	6,021	6,239
yoy/%	8.0%	4.4%	3.5%	-1.4%	4.4%	3.3%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%
水电发电量	17	29	33	30	32	33	35	37	39	40
yoy/%	48.5%	67.3%	14.5%	-9.1%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%
核电发电量	154	173	242	329	413	497	522	548	576	605
yoy/%	-7.5%	12.4%	40.2%	35.8%	25.6%	20.4%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%
风电装机量	561	656	865	1,041	1,206	1,397	1,618	1,875	2,171	2,515
yoy/%	36.2%	16.8%	31.9%	20.3%	15.8%	15.8%	15.8%	15.8%	15.8%	15.8%
风电发电量	74	101	135	159	184	213	247	286	331	383
yoy/%	30.3%	36.3%	34.3%	17.3%	15.8%	15.8%	15.8%	15.8%	15.8%	15.8%
火电发电量	4,397	4,438	4,477	4,439	4,540	4,593	4,721	4,849	4,975	5,100
yoy/%	8.6%	0.9%	0.9%	-0.9%	2.3%	1.2%	2.8%	2.7%	2.6%	2.5%
光伏发电量	26	36	46	59	66	73	81	90	100	111
yoy/%	-16.5%	38.5%	27.8%	28.3%	15.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%

资料来源：Wind，中电联，华泰证券研究所

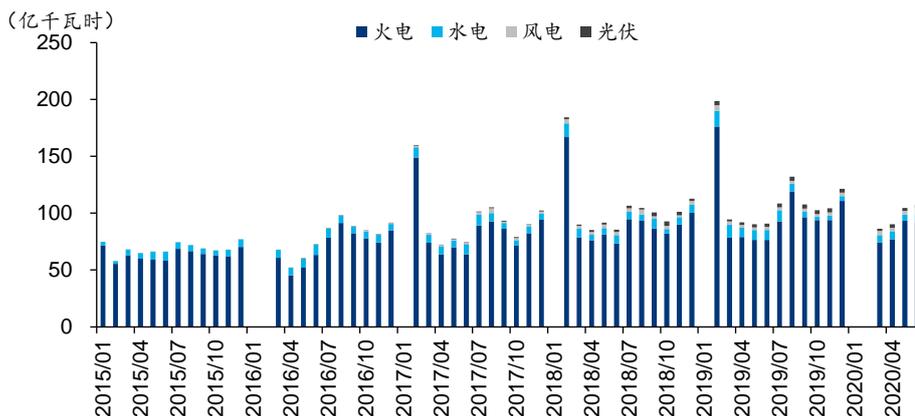
江西电力需求提速，对外依存度攀升

江西省用电需求提速，重点行业用电高速增长。在经济稳中提质和“大干项目年”等政策背景下，2019年重点行业用电增长迅速，电子（电池）设备制造业10家重点企业、化工（氯碱）行业5家重点企业、水泥制造业21家重点企业、日用陶瓷制品制造行业13家重点企业用电量同比增长17.3%/13.5%/9.4%/9.2%。受重点行业高用电增速拉动，2019年全省用电量1536亿千瓦时，同比7.5%。《江西省电网发展规划（2017-2022年）》预测17-22CAGR达7.5%。受疫情影响，1H20江西省用电量715亿千瓦时，同比1.6%，我们预计随着下半年生产活动提速，全年用电量增速4.8%，对应十三五CAGR8.2%。江西省正处于工业化和城镇化加速发展期，重点行业用电需求旺盛，我们预计十四五期间用电量CAGR7.5%。

江西省火电供应占据发电主体地位，能源成本长期偏高。根据国家统计局数据，江西省2019年火电/水电/光伏/风电发电量分别为1095/81/34/32亿千瓦时，占比总发电量的88%/6%/3%/3%。近年来受低碳政策导向影响，火电装机量增速走低，2019年火电装机量增速下降至1.8%。《江西省电网发展规划（2017-2022年）》预计2022年煤电/风电/光伏装机将达3000/600/600万千瓦，对应煤电/风电装机20-22CAGR11%/28%，2019年底光伏装机已达成目标，规划预计2022年新能源发电装机占比提高至25%以上。

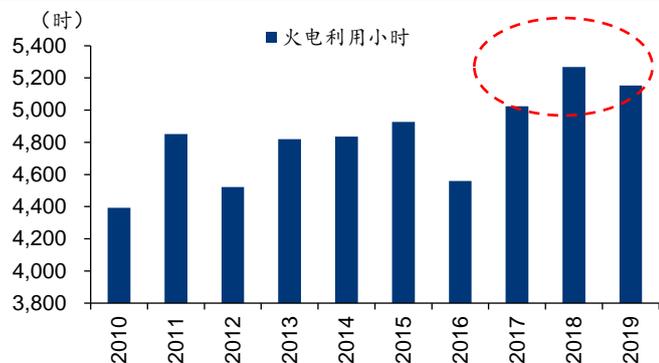
在刚性用电需求和能源自给能力不足的矛盾下，江西省用电对外依存度攀升。根据Wind数据，2019年外来电294亿千瓦时，占比总用电量19%。《江西发布电力中长期发展规划》指出，煤电建设天花板规模有限，未来在发展煤电的基础上，积极发展核电、引入区外电力是必然选择。根据Wind数据，2019年江西省火电利用小时达5153小时，显著高于全国平均水平4293小时，电力供需偏紧，市场电价价格维稳可期。

图表18: 江西省月度发电量



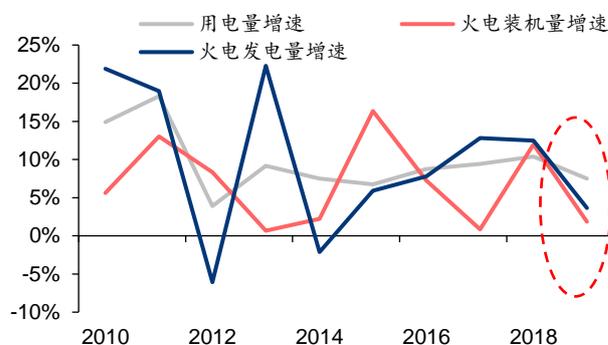
资料来源: Wind, 华泰证券研究所

图表19: 江西省火电利用小时数



资料来源: Wind, 华泰证券研究所

图表20: 江西省用电需求与火电装机量



资料来源: Wind, 华泰证券研究所

根据以往江西省电力供需情况和电力相关规划,我们对江西省电力供需做了预测。需求端,我们预测2020年江西省用电量为1609亿千瓦时,同比4.8%;十四五期间江西省用电量增速CAGR7.5%。供给端,我们预测2020年江西省发电量为1335亿千瓦时,同比7.5%;十四五期间江西省发电量增速CAGR7.5%。

图表21: 江西省电力供需平衡(亿千瓦时/万千瓦)

	2016A	2017A	2018A	2019A	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
用电量	1,183	1,294	1,429	1,536	1,609	1,730	1,860	1,999	2,149	2,310
yoy/%	8.8%	9.4%	10.4%	7.5%	4.8%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%
外来电	99	165	148	294	300	318	342	367	394	423
yoy/%	-6.2%	67.1%	-10.7%	99.3%	2.1%	6.0%	7.4%	7.4%	7.4%	7.4%
发电量	1,085	1,129	1,281	1,242	1,335	1,436	1,544	1,660	1,785	1,920
yoy/%	10.5%	4.0%	13.5%	-3.1%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%
水电发电量	199	144	121	81	82	84	85	87	89	91
yoy/%	11.3%	-27.4%	-16.1%	-33.4%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
风电发电量	6	16	43	32	41	53	68	78	90	103
yoy/%	137.0%	143.8%	175.6%	-24.7%	28.0%	28.0%	28.0%	15.0%	15.0%	15.0%
火电发电量	832	939	1,056	1,095	1,175	1,260	1,348	1,449	1,558	1,673
yoy/%	7.8%	12.8%	12.5%	3.7%	7.3%	7.2%	7.0%	7.5%	7.5%	7.4%
光伏发电量	2	7	26	34	37	39	42	46	49	53
yoy/%	-6.6%	237.4%	248.0%	32.6%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%

资料来源: Wind, 中电联, 华泰证券研究所

电价：外送电韧性尚足，留川电折价可控

外送电电价：锦苏落地电价具备比价优势，电价风险有限

外送电电价以落地端倒推定价。2015年4月，国家发改委公布《关于完善跨省跨区电能交易价格形成机制有关问题的通知》（发改价格[2015]962号），明确锦屏官地梯级水电站送电到江苏落地价格按江苏省燃煤发电标杆电价提高或降低标准（不含环保电价标准调整）同步调整，并确定锦官电源组送江苏的上网电价为0.2987元/千瓦时，落地电价为0.4236元/千瓦时。2016年1月、2017年7月国家发改委对燃煤发电机组标杆上网电价进行调整，2018年9月、2019年7月锦苏直流输电价格两次下调同时增值税税率降至13%。2019年7月，锦屏官地梯级水电站送江苏批复含税上网电价调整为0.2603元/千瓦时。

2019年12月，江苏省发改委印发《江苏省深化燃煤发电上网电价形成机制改革实施方案》，将现行燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制，基准价按现行燃煤发电标杆上网电价0.391元/千瓦时确定，浮动幅度范围为上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%，2020年不上浮。但根据江苏电力交易中心披露数据，2020年江苏省年度双边协商交易和年度挂牌交易均价为0.366元/千瓦时，较锦官电源组送江苏落地电价高0.1分/千瓦时，即锦官电源组送江苏与当地市场化电价相比仍有比价优势，我们判断外送江苏上网电价下行风险有限。

图表22：锦苏直流落地电价已低于标杆电价，下行空间有限

(元/千瓦时)	2015	2016	2017	2018	2019
批复上网电价	0.299	0.291	0.291	0.291	0.260
输电成本（不含线损，假设）	0.104	0.104	0.104	0.089	0.087
线损（假设）	0.021	0.020	0.020	0.020	0.018
落地端电价测算=批复上网电价+输电成本+线损					
落地电价（由批复上网电价推算）	0.424	0.415	0.415	0.400	0.365
江苏省燃煤发电标杆电价（含环保电价）	0.410	0.378	0.391	0.391	0.391
价差	0.01	0.04	0.02	0.01	-0.03

注：2017年发改委上调标杆电价，但落地电价已处于较高水平故未上调上网电价，因此假设落地电价也未上调。线损计算方式为上网电价（含税）*7%，假设除2018年及2019年直流输电价格调整外，输电成本（不含线损）不变。

资料来源：公司公告，江苏省发改委，国家能源局，华泰证券研究所

杨房沟机组外送省为江西省，同样根据落地端倒推定价。2019年江西省燃煤标杆电价为0.414元/千瓦时，参考2019年江西省市场化折价为0.01元/千瓦时，测算得落地电价约为0.394元/千瓦时；雅中-江西±800kV特高压参考锦苏直流输电价格为5.50分，线损率7%，假设水电站至特高压接点至特高压接电输电成本为0.015元/千瓦时，假设四川省网对网接网费0.02元/千瓦时，最终测算得杨房沟外送江西落地端倒推上网电价（含13%增值税）约为0.284元/千瓦时。

图表23：杨房沟外送江西电价估算

(元/千瓦时)	燃煤标杆电价	2019年市场化折价	预计特高压输电费	特高压线损	线损率	预计水电站至特高压接点	倒推电价（含13%增值税）
江西	0.414	0.01	0.055	0.020	7.0%	0.035	0.284

注：江西特高压参考锦苏直流输电价格为5.50分，线损率7%；

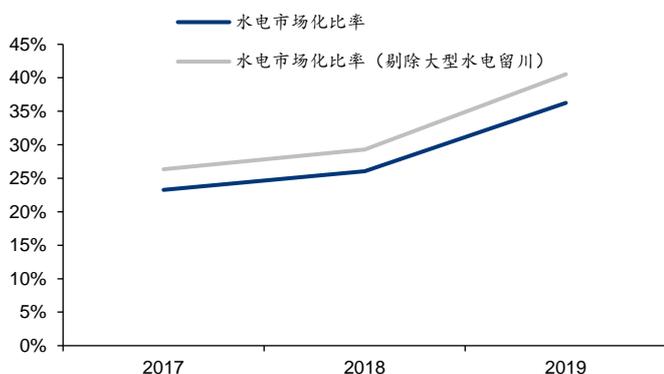
资料来源：国家电网，公司公告，华泰证券研究所

留川电价：两河口批复电价预计可观，市场化折价下行空间有限

四川省因水电资源相对丰富，部分水电上网电量采用水电标杆电价定价的形式，根据省内水电站的调节性能确定不同电站的标杆电价，本质上类似成本加成。2019年5月四川省发改委根据最新的增值税下调水电标杆电价，且规定新投年调节和多年调节电站批复上网电价应为0.377元/千瓦时。因两河口水电站初步计划留川，且水电站水库有多年调节功能，故水电站批复电价应参考0.377元/千瓦时。

四川省水电市场化比率不断推进，市场电折价幅度下行空间有限。根据国家电网披露，2019年四川省水电上网电量3251亿千瓦时，同比+1.9%，其中留川水电电量1927亿度，同比+3.8%。在留川水电上网电量增长的背景下，水电市场化比率逐年提升，2019年省内水电市场化电量达699亿千瓦时，市场化比率36%，因目前国调机组留川参与水电市场化比率较小，剔除国调大型电站留川电量后，水电市场化比率达41%。2019年四川省内水电市场化交易电价0.207元/千瓦时，同比小幅下降0.007元/千瓦时，相比2018年同比下降0.028元/千瓦时降幅显著缩窄，同时考虑到电力市场化从2015年开始推行，发展到2019年市场化电价同比基本持平，市场化电价基本已反映真实电力供需，我们判断后续水电市场化交易电价下行空间有限。

图表24：四川省内水电市场化比率逐年提升



资料来源：国家电网，华泰证券研究所

图表25：四川省内水电市场化折价降幅收窄



资料来源：国家电网，华泰证券研究所

雅砻江水电：新增装机 2021 年投产在即

全国第三大水电基地，中游电站开发进行时

独享雅砻江开发权，21-25 年中游电站装机容量累计增长 54%

资源卓越，装机规模排名十三大水电基地第三。雅砻江属于长江上游重要支流，是金沙江的最大支流，全长 1571 公里，流域面积约 13.6 万平方公里，天然落差 3830 米，水能资源丰富，其两河口至江口河段是我国十三大水电基地之一。根据四川省水力资源统计数据，雅砻江流域水能理论蕴藏量为 3372 万千瓦，其中四川境内有 3344 万千瓦，占全流域的 99.2%，其中干流水能理论蕴藏量 2200 万千瓦，支流 1144 万千瓦，全流域可能开发的水能资源为 3000 万千瓦，在全国规划的十三大水电基地中，装机规模排名第三。雅砻江水电独享雅砻江流域开发权，规划装机容量约 3000 万千瓦。目前，雅砻江下游已开发完毕，正在进行中游开发。

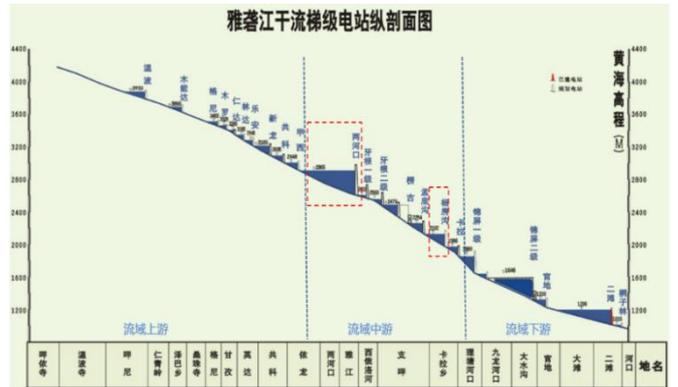
全流域三段开发，21 级规划，总装机 3000 万千瓦。2021 年-2025 年迎投产高峰。根据公司规划，2025 年左右继续深入推进雅砻江流域水电开发，建设包括两河口水电站在内的 4-5 个雅砻江中游主要梯级电站，全部建成投产后，将新增装机 800 万千瓦，公司总装机将达到 2300 万千瓦以上，较 2019 年装机容量增长达 54%。

图表26： 我国十三大水电基地装机容量（MW）



资料来源：长江电力价值手册 2020，华泰证券研究所

图表27： 雅砻江流域梯级规划图



资料来源：雅砻江流域水电开发有限公司 2017 年第一期超短期融资券募集说明书，华泰证券研究所

图表28： 雅砻江流域水电四阶段开发战略

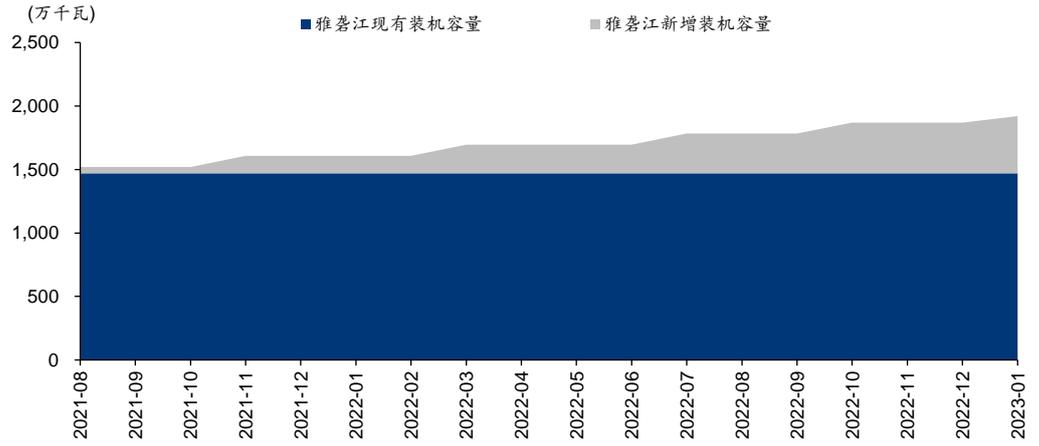
时间	投建电站	总装机	
第一阶段	2000 年以前	二滩水电站	330 万千瓦
第二阶段	2015 年以前	锦屏一级、锦屏一级、官地、桐子林水电站	1470 万千瓦
第三阶段	2025 年以前	两河口水电站在内的 4-5 个雅砻江中游主要梯级电站	2300 万千瓦
第四阶段	未定	全部完成开发	3000 万千瓦

资料来源：雅砻江流域水电开发有限公司 2020 年第二期超短期融资券募集说明书，华泰证券研究所

两河口、杨房沟电站将于 2021 年投产，预计带来 450 万千瓦新增装机

据雅砻江水电债券募集说明书称，两河口（装机容量 6 台*50 万千瓦）与杨房沟（装机容量 4 台* 37.5 万千瓦）（合称“两杨电站”）首台机组均将于 2021 年投产。官地电站历时 12 个月投产 4 台机组，桐子林电站历时 6 个月投产 4 台机组，锦屏一级电站历时 12 个月投产 6 台机组，锦屏二级电站历时 23 个月投产 8 台机组。根据往期电站投产进度，我们假设两河口电站于 2021 年 8 月首台机组投产，18 个月内新增装机 6 台，杨房沟电站于 2021 年 11 月首台机组投产，18 个月内新增装机 4 台，两杨电站建成投产后将为公司带来可观的潜在装机增量。

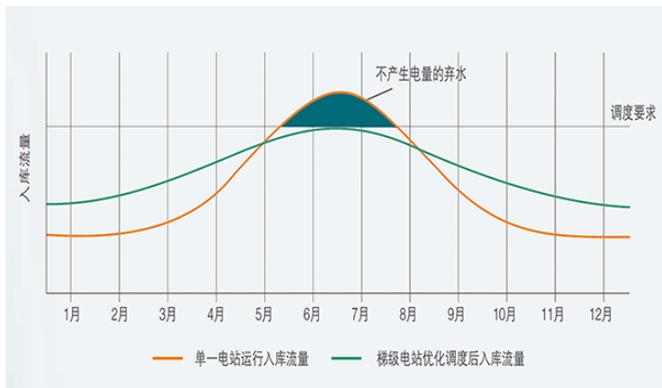
图表29：新电站为公司带来的潜在装机增量



资料来源：公司公告，华泰证券研究所

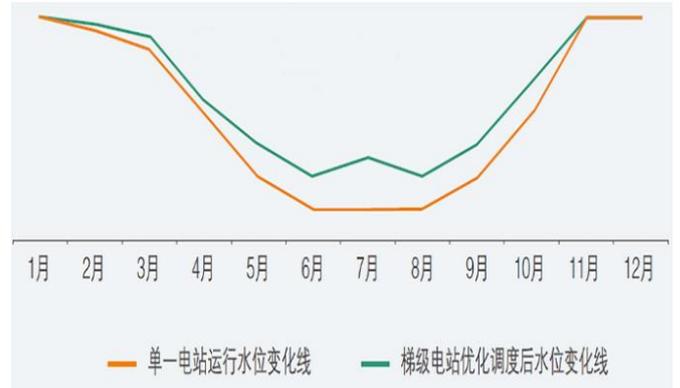
两河口电站投产后拥有 66 亿立方米的调节库容，能够平滑下游电站丰水期、枯水期发电量，大幅减少下游电站弃水，并且，通过联合调度可以适当提前每年的汛后蓄水时间，延迟汛前水位消落时间，可以在非汛期保持较高的运行水头，这样使得下游的二滩、锦屏一级、锦屏二级、官地、桐子林等电站实现枯水期电量增发。根据测算，两河口电站全部投产后，计算得到下游电站合计新增吨水发电量为 120.34 亿千瓦时，假设利用率为 90%，下游电站最终增发电量将达到 108.31 亿度电，与两河口电站全部投产后的 110 亿度发电量相比，相当于再造一个两河口电站。

图表30：通过联合调度减少弃水示意图



资料来源：长江电力价值手册，华泰证券研究所

图表31：联合调度增加水电站运行水头



资料来源：长江电力价值手册，华泰证券研究所

新增装机叠加下游增发，助推电量增长

雅砻江发电量增厚同样由新增装机和联合调度增发两部分组成，根据国投电力 2018 年 8 月配股回复文件中的测算，两河口多年平均发电量 110 亿千瓦时，与两河口水电站联合运行时，杨房沟多年平均发电量 69 亿千瓦时。结合两河口投产后带来的梯级电站电量增发，**两杨电站投产后稳态期预计增发 287 亿度电，相比雅砻江 2019 发电量增厚 38%。**

- 1) 新增装机，根据公司公告，两河口电站年设计发电量为 110 亿千瓦时，对应设计利用小时数 3667 小时，杨房沟电站单独运行时年发电量为 59.6 亿千瓦时，杨房沟与两河口联合运行年发电量可达 68.6 亿千瓦时，对应设计利用小时数 4573 小时；
- 2) 联合调度增发，根据公司公告，按目前雅砻江干流中下游的开发时序分析，两杨电站投产后稳态期（无楞古梯级）二滩、官地、锦屏一级、锦屏二级及桐子林电站，经梯级电站联合调度增发发电量 108 亿千瓦时。

图表32： 两河口、杨房沟增发发电量测算（暂不考虑运营前期利用小时爬坡）

	2021E	2022E	2023E	2024E
装机容量（万千瓦）				
两河口	100	250	300	300
杨房沟	38	150	150	150
雅砻江存量装机	1470	1470	1470	1470
对雅砻江装机增厚	9%	27%	31%	31%
时间加权装机（万千瓦）				
两河口	29	175	300	300
杨房沟	6	94	150	150
设计利用小时数（小时）				
两河口	3667	3667	3667	3667
杨房沟	4573	4573	4573	4573
测算发电量（亿千瓦时）				
两河口	11	64	110	110
杨房沟	3	43	69	69
两杨合计发电量	14	107	179	179
联合调度电量增发	54	108	108	108
雅砻江2019年发电量	747	747	747	747
对雅砻江发电量增厚	9%	29%	38%	38%

资料来源：公司公告，华泰证券研究所

新增装机 2021 年投产，或带来显著业绩弹性

结合前文增发发电量及电价假设，我们测算得两杨电站投产完成稳态经营期或分别带来 **53 亿元和 17 亿元增量收入**，总计 **71 亿元增量收入**，相比雅砻江 2019 年收入增厚 **43%**。折旧方面，两河口与杨房沟设计总投资 665/200 亿元，按可研报告中固定资产形成类别，及不同类别资产折旧年限进行折旧。两河口固定资产合计 664.5 亿元，房屋及建筑物、机器设备、运输工具占比分别为 83%/11%/6%，折旧年限分别为 45/18/8 年，杨房沟固定资产合计 200 亿元，房屋及建筑物、机器设备、运输工具占比分别为 83%/16%/1%，折旧年限分别为 45/18/8 年，测得投产后两河口每年折旧 21.3 亿元，杨房沟每年折旧 5.7 亿元。

雅砻江 2019 年库区及水资源费用及度电其他营业成本分别为 0.016/0.012 元/千瓦时，营业税金及管理费用占收入比重分别为 4.1%/2.2%，假设两杨电站中，度电其他营业成本、库区及水资源费、管理费用率与公司整体相同。财务费用方面，假设两座电站借款比例为 80%，借款利率为 3.5%，还款期限为 20 年，所得税享受三免三减半优惠政策，测得稳态期 2024 年两座电站将带来净利润合计 12 亿，相比雅砻江 2019 年净利润 60 亿增厚 21%。

图表33： 两河口水电站盈利测算

	2021E	2022E	2023E	2024E
测算发电量（亿千瓦时）				
两河口	11	64	110	110
联合调度	54	108	108	108
上网电价（元/千瓦时，不含税）				
两河口	0.27	0.27	0.27	0.27
联合调度	0.22	0.22	0.22	0.22
收入（亿元）	14.8	41.1	53.4	53.4
折旧	2.1	12.4	21.3	21.3
库区资源费和水资源费	0.9	1.7	1.7	1.7
其他营业成本	0.1	0.8	1.3	1.3
毛利润（亿元）	11.6	25.1	27.3	27.3
营业税金及附加	0.6	1.7	2.2	2.2
管理费用	0.1	0.4	0.6	0.6
财务费用	5.4	13.6	16.3	14.5
所得税	0.8	1.4	1.2	1.5
净利润（亿元）	4.6	8.0	6.9	8.4

注：因为下游增发主要体现在下游锦官、二滩和桐子林电站，故该部分增发发电量不享受三免三减半

资料来源：公司公告，华泰证券研究所

图表34： 杨房沟水电站盈利测算

	2021E	2022E	2023E	2024E
测算发电量(亿千瓦时)	3	43	69	69
度电收入(元/千瓦时, 不含税)	0.25	0.25	0.25	0.25
收入(亿元)	0.7	10.7	17.1	17.1
折旧	0.2	3.6	5.7	5.7
库区资源费和水资源费	0.0	0.7	1.1	1.1
其他营业成本	0.0	0.5	0.8	0.8
毛利润(亿元)	0.4	5.9	9.4	9.4
营业税金及附加	0.0	0.4	0.7	0.7
管理费用	0.0	0.2	0.4	0.4
财务费用	0.2	3.1	4.9	4.4
所得税				0.3
净利润(亿元)	0.1	2.2	3.5	4.0

资料来源：公司公告，华泰证券研究所

对稳态期(2024E)的电价和利用小时数做敏感性分析, 利用小时数变动5%, 电价变动0.01元, 2024E两河口电站净利润变化情况如下: 相同利用小时数, 电价每变动1分钱, 净利润变动约0.9-1.0亿; 相同电价, 利用小时数变动5%, 净利润变动约1.2-1.3亿。

同理, 对杨房沟电站稳态期(2024E)的电价和利用小时数做敏感性分析, 利用小时数变动5%, 电价变动0.01元, 2024E杨房沟电站净利润变化情况如下: 相同利用小时数, 电价每变动1分钱, 净利润变动约0.6-0.7亿; 相同电价, 利用小时数变动5%, 净利润变动约0.7-0.8亿。

图表35： 两河口盈利敏感性分析(2024E)

		利用小时数				
		3300	3483	3667	3850	4033
电价 (元/千瓦时)	0.25	4.7	5.7	6.7	7.6	8.6
	0.26	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5
	0.27	6.3	7.4	8.4	9.5	10.5
	0.28	7.1	8.2	9.3	10.4	11.5
	0.29	7.9	9.0	10.1	11.3	12.4

资料来源：公司公告，华泰证券研究所

图表36： 杨房沟盈利敏感性分析(2024E)

		利用小时数				
		4116	4345	4573	4802	5031
电价 (元/千瓦时)	0.24	1.4	2.1	2.7	3.4	4.0
	0.25	2.0	2.7	3.4	4.0	4.7
	0.26	2.6	3.3	4.0	4.7	5.4
	0.27	3.2	3.9	4.6	5.4	6.1
	0.28	3.7	4.5	5.3	6.0	6.8

资料来源：公司公告，华泰证券研究所

火电资产精简优化，低煤价贡献利润弹性 火电投产阶段结束，能源结构优化进行中

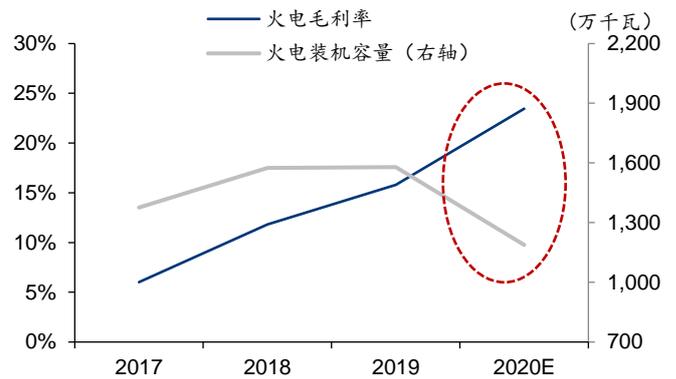
火电资产结构精简优化，毛利率随装机结构优化与煤价下行持续提升。公司火电以大机组为主，无30万千瓦以下机组，百万千瓦级机组占到控股火电装机容量的一半以上。近年来公司火电机组投运逐步放缓，目前已没有在建及筹建机组。公司火电资产结构在逐步优化，公司在2019年10月转让4家控股火电（国投宣城、国投北部湾、国投伊犁、靖远二电）及2家参股火电（淮北国安、张掖发电）的股权。其中国投北部湾在2019年11月转让至广西投资集团，其余5家火电公司股权在2019年12月转让至中国中煤能源集团，截至2020年3月底，公司已完成这6家火电公司股权的工商变更手续。伴随火电结构优化及煤价中枢下行，火电盈利有望持续攀升。

图表37：国投电力火电控股装机容量



资料来源：Wind，华泰证券研究所

图表38：公司火电业务毛利率



资料来源：Wind，华泰证券研究所

图表39：国投电力控股火电及垃圾发电装机 (万千瓦)

电站名称	地区	状态	持股比例	控股装机容量	权益装机容量
在运煤电					
国投北疆	天津	已投产	64%	400	256
国投钦州	广西	已投产	61%	326	199
盘江发电	贵州	已投产	55%	60	33
华夏电力	福建	已投产	56%	120	67
湄洲湾一期	福建	已投产	51%	79	40
湄洲湾二期	福建	已投产	51%	200	102
垃圾发电					
贵州新源垃圾发电	贵州	已投产	60%	2.5	1.5
泰国曼谷垃圾发电	泰国曼谷	已投产	100%	1.0	1.0
已转让					
国投北部湾	广西	2019年11月转让	55%	64	35
靖远二电	甘肃	2019年12月转让	51%	132	68
国投伊犁	新疆	2019年12月转让	60%	66	40
国投宣城	安徽	2019年12月转让	51%	129	66
转让合计				391	208
在运合计				1188	700

资料来源：公司公告，华泰证券研究所

低煤价叠加用电需求回暖，火电贡献利润弹性

全国点火价差当前处于高位。点火价差=上网电价÷(1+增值税率)-入炉煤价×度电煤耗。点火价差主要受电价政策和燃料价格变化而波动，此外，受火电机组技术水平发展限制，度电煤耗降低较为缓慢，对点火价差影响较小。近年来，由于监管层多次下调火电上网电价以及煤价波动等因素作用，点火价差波动逐步由波动明显到趋于稳定。其中，2017年期间由于煤炭价格出现明显上涨，点火价差亦随之显著下滑，随着2019年4月开始煤炭价格的下行趋势，点火价差亦随之出现回暖态势。

图表40: 全国点火价差走势



资料来源: Wind, 华泰证券研究所

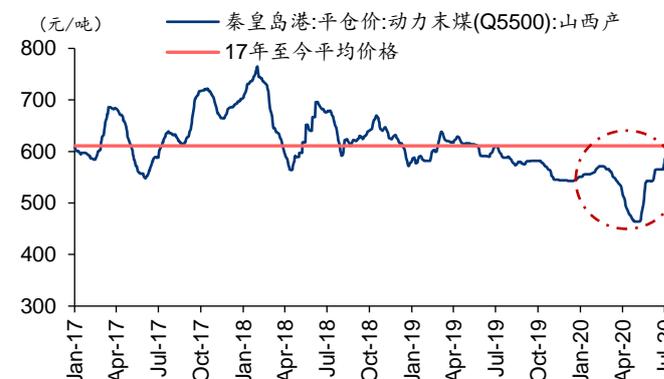
技术进步推动供电煤耗持续下降, 低煤价叠加用电量回暖, 关注火电板块盈利弹性。受益于公司对燃煤机组的技术改造升级, 近年来公司供电单位煤耗不断下降, 2019年供电煤耗302克/千瓦时, 与2018年相比基本持平。低煤价叠加需求回暖关注火电弹性: 1) 受益工业景气度回升, 全社会用电需求回暖, 6月用电量同比+9.8%, 火电利用小时数达345小时, 同比+2%。2) 根据Wind数据, 秦皇岛Q5500动力煤YTD均价551元/吨, 同比-62元/-10%, 虽近期煤价有所回升, 但累计降幅明显, 利润贡献可观。

图表41: 国投电力火电板块供电煤耗变化



资料来源: Wind, 华泰证券研究所

图表42: 秦皇岛动力末煤(Q5500)价格走势



资料来源: Wind, 华泰证券研究所

公司净利润对火电电价敏感度较高, 对利用小时数、煤价敏感度相对较低。为考虑利用小时数摊薄减弱趋势和火电上网标杆电价对公司火电资产盈利能力和利润层面的影响。我们对火电电价和利用小时数进行敏感性分析, 火电电价每提升0.01元/千瓦时, 对国投电力2020年的净利润影响为+4.0%; 利用小时数每提升1%时, 对国投电力2020年的净利润影响为+1.4%; 标煤单价降低10元/吨, 对国投电力2020年的净利润影响为+1.7%。

图表43: 国投电力净利润对火电电价/利用小时/煤价 敏感性测算表

	火电电价 (分/千瓦时)		火电利用小时 (小时)		Q5500 动力煤单价 (元/吨)	
	+1	-1	+1%	-1%	+10	-10
变动指标基准	0.356	0.356	4578	4578	587	587
2020	4.0%	-4.0%	1.4%	-1.4%	-1.7%	1.7%
变动指标基准	0.357	0.357	4578	4578	540	540
2021	3.9%	-3.9%	1.4%	-1.4%	-1.7%	1.7%

资料来源: 公司公告, 华泰证券研究所

注: 国投电力2020年净利润预测为51亿元

水电稀缺火电优质，水火共济相辅相成，给予“买入”评级

盈利预测与投资评级

关键指标假设

水电装机迎投产高峰，资产优质盈利稳定。公司核心资产雅砻江水电 2021-25 年迎投产高峰。公司计划深入推进雅砻江流域水电开发，建设包括两河口水电站在内的 4-5 个雅砻江中游主要梯级电站，全部完成投产后将新增装机 800 万千瓦左右。我们预计随着公司水电机组的持续投产，未来发电量将有望大幅增长，我们预计公司 2020-22 年水电发电量分别为 840.2/928.6/1076.2 亿千瓦时，根据前文测算，我们预计公司外送电价及留川电价整体可控，下行空间有限，预计公司 2020-22 年上网电价分别为 0.24/0.24/0.25 元/千瓦时。根据发电量及上网电价，我们预计对应 2020-22 年水电营收分别为 190.9/207.5/243.7 亿元，同比+3.0%/+18.6%/+17.5%。21 年两杨机组投产后，新增机组折旧叠加产能爬坡预计拖累毛利率，我们预计公司 2020-22 年水电毛利率分别为 67.3%/65.1%/62.4%。

火电资产结构优化毛利持续提升。近年来公司火电机组投运逐步放缓，目前已没有在建及筹建机组。公司火电资产结构正在逐步优化，19 年 10 月-20 年 3 月，公司完成 4 家控股火电及 2 家参股火电的股权转让。20 年公司火电控股装机容量较 19 年减少 391 万千瓦，占公司 2019 火电控股装机容量的 25%，我们预计火电发电量将随装机容量的减少而减少，2020-22 年预期发电量分别为 543.9/554.6/554.6 亿千瓦时，假设上网电价保持在 0.35 元/千瓦时，对应公司 2020-22 年火电营收分别为 160.3/162.9/162.9 亿元，同比-24.7%/+1.6%/0.0%。预计随着公司火电机组资产结构的逐步优化及煤价同比下降，公司火电业务的毛利水平或有所提升，我们预计公司 2020-22 年火电毛利率分别为 18.4%/20.6%/20.6%。

能源结构调整进行中，风电&光伏新增装机持续增加。公司近年来持续推进优化电力业务结构，提高清洁能源比重的公司战略，风电及光伏装机容量有望持续提升。风电及光伏上网电价享受政策补贴，上网电价高于水电及火电，且电价相对稳定。我们预计公司 2020-22 年风电发电量分别为 29.9/30.6/31.2 亿千瓦时，预计上网电价保持在 0.46 元/千瓦时，对应营收分别为 12.0/12.2/12.5 亿元，同比+3.3%/+2.1%/+2.0%；预计公司 2020-22 年光伏发电量分别为 11.5/12.0/12.4 亿千瓦时，预计上网电价保持在 0.85 元/千瓦时，对应营收分别为 8.5/8.9/9.2 亿元，同比+23.2%/+4.0%/+3.9%。风电及光伏装机受发电特点影响，成本主要为折旧及维护成本，成本相对稳定，波动幅度较小，上网电价受政策补贴波动较小。综合考虑成本及上网电价稳定双重因素，我们预计 2020-22 年公司风电毛利率保持在 55.8%，光伏毛利率保持在 56.7%。

其他业务。为适应电力体制改革，公司正在开展以电力业务为主的相关业务拓展，主要包括：开发和经营电力配套产品及信息、咨询服务。2019 年其他业务占公司营收比重仅 1.8%，对公司总收入影响较小，我们预计公司其他业务将整体保持稳定增长，我们预计公司 2020-22 年其他业务营收分别为 8.4/9.2/10.0 亿元，同比+10.0%/+10.0%/+10.0%，毛利率保持在 78.5%。

图表44：公司电力业务发电量及上网电价预测

分类	项目	2017A	2018A	2019A	2020E	2021E	2022E
水电	发电量(亿千瓦时)	830.2	843.9	864.0	840.2	928.6	1076.2
	上网电价(含税)(元/千瓦时)	0.25	0.27	0.24	0.24	0.24	0.25
火电	发电量(亿千瓦时)	441.8	647.6	721.9	543.9	554.6	554.6
	上网电价(含税)(元/千瓦时)	0.36	0.37	0.36	0.35	0.35	0.35
风电	发电量(亿千瓦时)	15.2	20.1	26.2	29.9	30.6	31.2
	上网电价(含税)(元/千瓦时)	0.47	0.48	0.47	0.46	0.46	0.46
光伏	发电量(亿千瓦时)	2.3	4.7	9.3	11.5	12.0	12.4
	上网电价(含税)(元/千瓦时)	1.00	0.88	0.85	0.85	0.85	0.85

资料来源：公司公告，华泰证券研究所

图表45：分部收入预测（单位：百万元）

	2017A	2018A	2019A	2020E	2021E	2022E
营业收入	31,645	41,011	42,433	38,014	40,067	43,844
同比增速	8.1%	29.6%	3.5%	-10.4%	5.4%	9.4%
电力合计	31,158	40,365	41,670	37,174	39,143	42,827
同比增速	7.8%	29.5%	3.2%	-10.8%	5.3%	9.4%
火电	12,666	19,523	21,279	16,027	16,288	16,288
同比增速	20.8%	54.1%	9.0%	-24.7%	1.6%	0.0%
水电	17,743	19,661	18,540	19,097	20,745	24,371
同比增速	-1.0%	10.8%	-5.7%	3.0%	8.6%	17.5%
风电	553	835	1,161	1,199	1,224	1,249
同比增速	56.4%	51.0%	39.0%	3.3%	2.1%	2.0%
光伏	196	346	690	851	885	919
同比增速	32.3%	76.5%	99.5%	23.2%	4.0%	3.9%
其他	487	646	764	840	924	1,017
同比增速	36.0%	32.7%	18.2%	10.0%	10.0%	10.0%

资料来源：公司公告，华泰证券研究所

图表46：分部毛利预测

	2017A	2018A	2019A	2020E	2021E	2022E
毛利率	40.6%	40.4%	39.1%	43.9%	44.7%	45.0%
电力合计	41.3%	41.1%	39.9%	45.0%	45.7%	45.9%
火电	6.0%	11.8%	15.8%	18.4%	20.6%	20.6%
水电	66.4%	69.7%	66.0%	67.3%	65.1%	62.4%
风电	44.1%	49.0%	55.8%	55.8%	55.8%	55.8%
光伏	46.9%	48.6%	56.7%	56.7%	56.7%	56.7%
其他	64.1%	65.4%	78.5%	78.5%	78.5%	78.5%

资料来源：公司公告，华泰证券研究所

费用率有望总体保持稳定。管理费用率及销售费用率方面，公司 17-19 年管理费用率/销售费用率基本稳定，考虑到公司主营业务及盈利模式不变，管理模式及管理层稳定，我们预计公司 2020-22 年管理费用率将维持在 3.2%，公司 2020-22 年销售费用率将维持在 0.07%。财务费用方面，因水电站建设临近完工前投资额大于前期，故而我们预计公司财务费用率 20-21 年提升至 12.1%/12.6%，随着 21 年电站陆续投产带来收入与现金流，我们预计公司 22 年财务费用率下降至 11.0%。

图表47：费用率预测（百万元）

	2017A	2018A	2019A	2020E	2021E	2022E
销售费用	8	7	31	28	29	32
占主营业务收入%	0.02%	0.02%	0.07%	0.07%	0.07%	0.07%
管理费用	999	1,205	1,367	1,225	1,291	1,851
占主营业务收入%	3.2%	2.9%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%
财务费用	4,878	5,071	4,779	4,603	5,029	4,829
占主营业务收入%	15.4%	12.4%	11.3%	12.1%	12.6%	11.0%

资料来源：公司公告，华泰证券研究所

首次覆盖给予“买入”评级，目标价 11.30 元

目标价 11.30 元，首次覆盖给予“买入”评级。我们预计公司 2020-2022 年有望实现营业收入 380/401/438 亿元，有望实现归母净利润 51/54/61 亿元，EPS 分别为 0.76/0.80/0.89 元。利用分部估值法，参考可比水电/火电公司 20 年 Wind 一致预期 PE 均值 15x/12x，公司资产优质，盈利能力稳定，给予公司水电板块 20 年目标 PE 16x，火电板块 20 年目标 PE 12x，公司综合目标 PE 15x。预计 20 年公司目标市值为 767 亿元，对应 15.0 倍 20 年综合目标 PE，对应目标价 11.30 元，首次覆盖给予“买入”评级。

图表48: 可比公司估值表 (截至 2020/08/12)

公司名称	股票代码	华泰评级	目标价	股价(元/股)	市值(亿元)	市盈率(x)		市净率(x)		净资产收益率(%)	
				2020/8/12	2020/8/12	20E	21E	20E	21E	20E	21E
桂冠电力	600236 CH	未评级		4.49	354	15.4	14.5	2.3	2.2	14.9%	15.1%
川投能源	600674 CH	买入	10.42-12.16	9.68	426	14.0	13.2	1.5	1.4	10.6%	10.6%
华能水电	600025 CH	买入	4.62-4.90	3.85	693	14.0	11.8	1.3	1.2	9.2%	10.3%
水电平均					491	14.5	13.1	1.7	1.6	11.6%	12.0%
华能国际	600011 CH	增持	5.12-5.76	4.74	657	11.6	9.8	0.8	0.8	6.9%	7.8%
京能电力	600578 CH	买入	3.27-3.63	3.13	211	12.0	10.5	0.8	0.7	6.8%	7.1%
内蒙华电	600863 CH	买入	2.91-3.13	2.60	151	11.5	9.4	1.0	0.9	8.7%	9.3%
火电平均					340	11.7	9.9	0.9	0.8	7.5%	8.1%
国投电力	600886 CH	买入	11.30	8.89	580	11.7	11.1	1.4	1.3	11.8%	11.4%

注: 可比公司目标价及评级来源于华泰证券最新报告, 市盈率、市净率及净资产收益率均为 Wind 一致预期

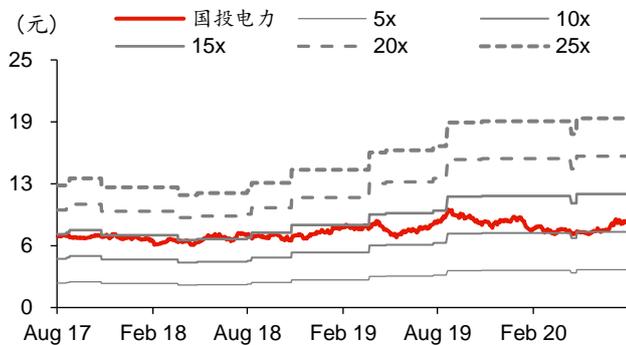
资料来源: Bloomberg、Wind、华泰证券研究所

风险提示

- 1) 雅砻江水电投产进度不及预期。**雅砻江水电是公司的核心资产, 在建及筹建的水电装机是公司未来业绩增量的重要来源, 水电投产进度不及预期将影响公司未来业绩。
- 2) 经济下行影响用电需求。**用电需求受宏观经济影响较大。若宏观经济下行, 社会用电量需求减少, 将影响公司业绩。
- 3) 来水偏枯影响水电发电量。**公司水电装机发电量受来水情况影响, 若当年来水偏枯, 发电量将受到影响, 进而影响公司业绩。

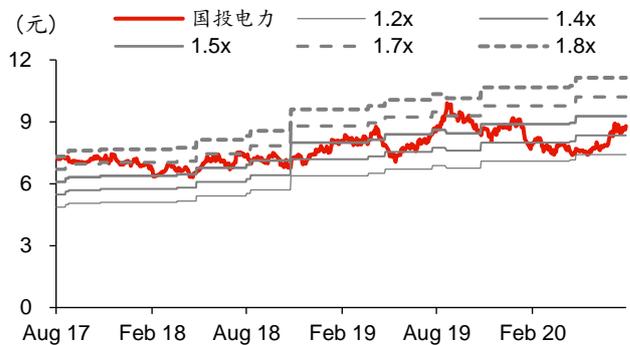
PE/PB - Bands

图表49: 国投电力历史 PE-Bands



资料来源: Wind、华泰证券研究所

图表50: 国投电力历史 PB-Bands



资料来源: Wind、华泰证券研究所

盈利预测

资产负债表

会计年度 (百万元)	2018	2019	2020E	2021E	2022E
流动资产	17,378	24,934	23,649	23,888	26,115
现金	7,601	8,436	8,175	8,137	9,805
应收账款	5,234	4,962	4,446	4,686	5,127
其他应收账款	96.75	161.04	144.27	152.06	166.39
预付账款	355.41	304.90	244.55	255.31	277.90
存货	1,517	1,159	777.43	772.45	812.40
其他流动资产	2,575	9,911	9,863	9,885	9,926
非流动资产	203,331	199,788	202,244	204,557	208,054
长期投资	10,524	9,707	9,707	9,707	9,707
固定投资	134,491	140,795	133,285	142,030	155,249
无形资产	4,404	4,734	5,039	5,322	5,584
其他非流动资产	53,912	44,552	54,213	47,497	37,513
资产总计	220,708	224,722	225,893	228,444	234,169
流动负债	35,169	34,220	31,642	32,079	33,112
短期借款	5,764	5,303	4,751	5,008	5,480
应付账款	4,678	3,002	2,351	2,395	2,543
其他流动负债	24,727	25,914	24,540	24,675	25,090
非流动负债	115,357	116,107	112,107	106,107	101,607
长期借款	111,704	110,295	106,295	100,295	95,795
其他非流动负债	3,652	5,812	5,812	5,812	5,812
负债合计	150,525	150,327	143,750	138,186	134,720
少数股东权益	32,492	34,012	38,298	42,800	47,825
股本	6,786	6,786	6,786	6,786	6,786
资本公积	6,469	6,461	6,461	6,461	6,461
留存公积	20,281	23,278	30,598	34,210	38,376
归属母公司股东权益	37,692	40,383	43,845	47,458	51,624
负债和股东权益	220,708	224,722	225,893	228,444	234,169

现金流量表

会计年度 (百万元)	2018	2019	2020E	2021E	2022E
经营活动现金	19,219	20,354	20,076	22,594	24,366
净利润	4,364	4,755	5,127	5,407	6,059
折旧摊销	7,197	7,576	7,708	8,399	9,098
财务费用	5,071	4,779	4,603	5,029	4,829
投资损失	(522.01)	(1,046)	(647.41)	(647.41)	(647.41)
营运资金变动	(1,297)	(90.78)	(1,048)	(142.21)	(44.07)
其他经营现金	4,405	4,381	4,332	4,548	5,071
投资活动现金	(13,702)	(8,730)	(9,516)	(10,064)	(11,948)
资本支出	10,245	10,044	10,138	10,686	12,570
长期投资	2,285	(247.21)	0.00	0.00	0.00
其他投资现金	1,173	(1,067)	(622.01)	(622.01)	(622.01)
筹资活动现金	(3,025)	(10,708)	(10,820)	(12,567)	(10,750)
短期借款	1,023	(460.65)	(552.31)	256.58	472.04
长期借款	2,817	(1,409)	(4,000)	(6,000)	(4,500)
普通股增加	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
资本公积增加	(2.36)	(7.33)	0.00	0.00	0.00
其他筹资现金	(6,863)	(8,832)	(6,268)	(6,824)	(6,722)
现金净增加额	2,491	915.49	(261.01)	(37.52)	1,668

资料来源：公司公告，华泰证券研究所预测

利润表

会计年度 (百万元)	2018	2019	2020E	2021E	2022E
营业收入	41,011	42,433	38,014	40,067	43,844
营业成本	24,440	25,852	20,734	21,647	23,562
营业税金及附加	961.65	947.41	848.74	894.58	978.91
营业费用	6.63	31.11	27.87	29.37	32.14
管理费用	1,205	1,367	1,225	1,291	1,851
财务费用	5,071	4,779	4,603	5,029	4,829
资产减值损失	(397.14)	(204.15)	(302.69)	(319.03)	(349.10)
公允价值变动收益	(44.70)	(8.73)	(8.73)	(8.73)	(8.73)
投资净收益	522.01	1,046	647.41	647.41	647.41
营业利润	9,684	10,237	10,995	11,578	12,960
营业外收入	114.15	131.61	131.61	131.61	131.61
营业外支出	68.87	51.58	51.58	51.58	51.58
利润总额	9,729	10,317	11,075	11,658	13,040
所得税	1,352	1,586	1,661	1,749	1,956
净利润	8,377	8,731	9,414	9,909	11,084
少数股东损益	4,013	3,976	4,287	4,502	5,025
归属母公司净利润	4,364	4,755	5,127	5,407	6,059
EBITDA	21,564	21,765	22,840	24,558	26,472
EPS (元, 基本)	0.64	0.70	0.76	0.80	0.89

主要财务比率

会计年度 (%)	2018	2019	2020E	2021E	2022E
成长能力					
营业收入	29.60	3.47	(10.41)	5.40	9.43
营业利润	28.19	5.71	7.41	5.30	11.93
归属母公司净利润	35.02	8.97	7.82	5.46	12.05
获利能力 (%)					
毛利率	40.41	39.08	45.46	45.97	46.26
净利率	10.64	11.21	13.49	13.50	13.82
ROE	12.79	12.18	12.18	11.84	12.23
ROIC	7.47	7.00	7.38	7.76	8.17
偿债能力					
资产负债率 (%)	68.20	66.89	63.64	60.49	57.53
净负债比率 (%)	88.48	84.41	85.11	84.38	83.56
流动比率	0.49	0.73	0.75	0.74	0.79
速动比率	0.45	0.69	0.72	0.72	0.76
营运能力					
总资产周转率	0.19	0.19	0.17	0.18	0.19
应收账款周转率	9.34	8.32	8.08	8.78	8.94
应付账款周转率	5.14	6.73	7.75	9.12	9.54
每股指标 (元)					
每股收益(最新摊薄)	0.64	0.70	0.76	0.80	0.89
每股经营现金流(最新摊薄)	2.83	3.00	2.96	3.33	3.59
每股净资产(最新摊薄)	5.55	5.95	6.46	6.99	7.61
估值比率					
PE (倍)	13.68	12.56	11.65	11.04	9.86
PB (倍)	1.58	1.48	1.36	1.26	1.16
EV_EBITDA (倍)	8.35	8.28	7.89	7.33	6.80

免责声明

分析师声明

本人，王玮嘉、施静、黄波，兹证明本报告所表达的观点准确地反映了分析师对标的证券或发行人的个人意见；彼以往、现在或未来并无就其研究报告所提供的具体建议或所表达的意见直接或间接收取任何报酬。

一般声明及披露

本报告由华泰证券股份有限公司（已具备中国证监会批准的证券投资咨询业务资格，以下简称“本公司”）制作。本报告仅供本公司客户使用。本公司不因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于本公司认为可靠的、已公开的信息编制，但本公司对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告所载的意见、评估及预测仅反映报告发布当日的观点和判断。在不同时期，本公司可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。同时，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。以往表现并不能指引未来，未来回报并不能得到保证，并存在损失本金的可能。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。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。

本公司力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供参考，不构成购买或出售所述证券的要约或招揽。该等观点、建议并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对客户私人投资建议。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及作者均不承担任何法律责任。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。

除非另行说明，本报告中所引用的关于业绩的数据代表过往表现，过往的业绩表现不应作为日后回报的预示。本公司不承诺也不保证任何预示的回报会得以实现，分析中所做的预测可能是基于相应的假设，任何假设的变化可能会显著影响所预测的回报。

本公司及作者在自身所知情的范围内，与本报告所指的证券或投资标的不存在法律禁止的利害关系。在法律许可的情况下，本公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，为该公司提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务或向该公司招揽业务。

本公司的销售人员、交易人员或其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。本公司没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。本公司的资产管理部、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的意见或建议不一致的投资决策。投资者应当考虑到本公司及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突。投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一信赖依据。有关该方面的具体披露请参照本报告尾部。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布的机构或人员，也并非意图发送、发布给因可得到、使用本报告的行为而使本公司及关联子公司违反或受制于当地法律或监管规则的机构或人员。

本公司研究报告以中文撰写，英文报告为翻译版本，如出现中英文版本内容差异或不一致，请以中文报告为主。英文翻译报告可能存在一定时间延迟。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人等任何形式侵犯本公司版权。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“华泰证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

中国香港

本报告由华泰证券股份有限公司制作，在香港由华泰金融控股（香港）有限公司向符合《证券及期货条例》第571章所定义之机构投资者和专业投资者的客户进行分发。华泰金融控股（香港）有限公司受香港证券及期货事务监察委员会监管，是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。在香港获得本报告的人员若有任何有关本报告的问题，请与华泰金融控股（香港）有限公司联系。

香港-重要监管披露

• 华泰金融控股（香港）有限公司的雇员或其关联人士没有担任本报告中提及的公司或发行人的高级人员。
更多信息请参见下方“美国-重要监管披露”。

美国

本报告由华泰证券股份有限公司编制，在美国由华泰证券（美国）有限公司向符合美国监管规定的机构投资者进行发表与分发。华泰证券（美国）有限公司是美国注册经纪商和美国金融业监管局（FINRA）的注册会员。对于其在美国分发的研究报告，华泰证券（美国）有限公司对其非美国联营公司编写的每一份研究报告内容负责。华泰证券（美国）有限公司联营公司的分析师不具有美国金融监管（FINRA）分析师的注册资格，可能不属于华泰证券（美国）有限公司的关联人员，因此可能不受 FINRA 关于分析师与标的公司沟通、公开露面和所持交易证券的限制。华泰证券（美国）有限公司是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。任何直接从华泰证券（美国）有限公司收到此报告并希望就本报告所述任何证券进行交易的人士，应通过华泰证券（美国）有限公司进行交易。

美国-重要监管披露

- 分析师王玮嘉、施静、黄波本人及相关人士并不担任本报告所提及的标的证券或发行人的高级人员、董事或顾问。分析师及相关人士与本报告所提及的标的证券或发行人并无任何相关财务利益。声明中所提及的“相关人士”包括 FINRA 定义下分析师的家庭成员。分析师根据华泰证券的整体收入和盈利能力获得薪酬，包括源自公司投资银行业务的收入。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或不时会以自身或代理形式向客户出售及购买华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或其高级管理层、董事和雇员可能会持有本报告中所提到的任何证券（或任何相关投资）头寸，并可能不时进行增持或减持该证券（或投资）。因此，投资者应该意识到可能存在利益冲突。

评级说明

投资评级基于分析师对报告发布日后 6 至 12 个月内行业或公司回报潜力（含此期间的股息回报）相对基准表现的预期（A 股市场基准为沪深 300 指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普 500 指数），具体如下：

行业评级

增持：预计行业股票指数超越基准

中性：预计行业股票指数基本与基准持平

减持：预计行业股票指数明显弱于基准

公司评级

买入：预计股价超越基准 15% 以上

增持：预计股价超越基准 5%~15%

持有：预计股价相对基准波动在-15%~5%之间

卖出：预计股价弱于基准 15% 以上

暂停评级：已暂停评级、目标价及预测，以遵守适用法规及/或公司政策

无评级：股票不在常规研究覆盖范围内。投资者不应期待华泰提供该等证券及/或公司相关的持续或补充信息

法律实体披露

中国: 华泰证券股份有限公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格, 经营许可证编号为: 91320000704041011J

香港: 华泰金融控股(香港)有限公司具有香港证监会核准的“就证券提供意见”业务资格, 经营许可证编号为: AOK809

美国: 华泰证券(美国)有限公司为美国金融业监管局(FINRA)成员, 具有在美国开展经纪交易商业业务的资格, 经营业务许可编号为: CRD#:298809/SEC#:8-70231

华泰证券股份有限公司

南京

南京市建邺区江东中路228号华泰证券广场1号楼/邮政编码: 210019

电话: 86 25 83389999/传真: 86 25 83387521

电子邮件: ht-rd@htsc.com

深圳

深圳市福田区益田路5999号基金大厦10楼/邮政编码: 518017

电话: 86 755 82493932/传真: 86 755 82492062

电子邮件: ht-rd@htsc.com

华泰金融控股(香港)有限公司

香港中环皇后大道中99号中环中心58楼5808-12室

电话: +852 3658 6000/传真: +852 2169 0770

电子邮件: research@htsc.com

<http://www.htsc.com.hk>

华泰证券(美国)有限公司

美国纽约哈德逊城市广场10号41楼(纽约10001)

电话: +212-763-8160/传真: +917-725-9702

电子邮件: Huatai@htsc-us.com

<http://www.htsc-us.com>

©版权所有2020年华泰证券股份有限公司

北京

北京市西城区太平桥大街丰盛胡同28号太平洋保险大厦A座18层/

邮政编码: 100032

电话: 86 10 63211166/传真: 86 10 63211275

电子邮件: ht-rd@htsc.com

上海

上海市浦东新区东方路18号保利广场E栋23楼/邮政编码: 200120

电话: 86 21 28972098/传真: 86 21 28972068

电子邮件: ht-rd@htsc.com