

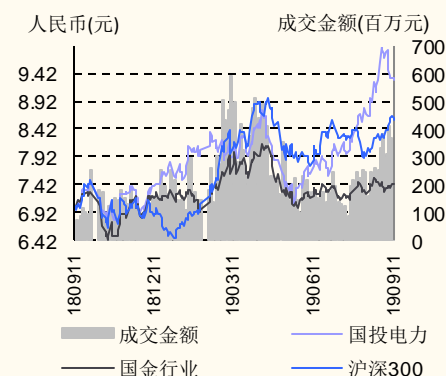
## 国投电力 (600886.SH) 买入 (首次评级)

## 公司深度研究

市场价格 (人民币): 9.30 元

## 市场数据 (人民币)

已上市流通 A 股 (百万股)	6,786.02
总市值 (百万元)	63,110.02
年内股价最高最低 (元)	9.90/8.64
沪深 300 指数	3930.10
上证指数	3008.81



## 火电盈利向好、水电成长可期，两翼齐飞成就龙头

## 公司基本情况 (人民币)

项目	2017	2018	2019E	2020E	2021E
摊薄每股收益 (元)	0.476	0.643	0.714	0.739	0.772
每股净资产 (元)	4.50	5.55	6.98	8.43	9.90
每股经营性现金流 (元)	2.67	2.83	3.07	3.18	3.30
市盈率 (倍)	15.41	12.52	13.08	12.64	12.10
净利润增长率 (%)	-17.47%	35.02%	11.03%	3.51%	4.41%
净资产收益率 (%)	10.58%	11.58%	10.22%	8.77%	7.80%
总股本 (百万股)	6,786.02	6,786.02	6,786.02	6,786.02	6,786.02

来源: 公司年报、国金证券研究所

## 投资逻辑

- **落地省份电力需求稳增长，来水偏丰发电量提升：**据中电联测算，预计 2019 年全社会用电量增长 5.5%，全国发电装机容量约 20 亿千瓦、同比增长 5.5%，全国电力供需总体平衡。江苏、四川、重庆等主要落地省市电力需求保持较快增速，为消纳西南外送水电提供有力保障。近年来，雅砻江流域来水偏丰，发电量逐年递增。2018 年，雅砻江水电上网电量 737.59 亿千瓦时 (同比+2.37%)，继续保持增长趋势。根据目前流域来水情况，同时考虑外送电量消纳保障条件，预计 2019 年雅砻江发电量有望继续保持增长趋势。
- **未来雅砻江中游投产，迎来业绩爆发期：**目前，雅砻江中游两河口、杨房沟水电站合计 450 万千瓦机组正在按计划建设中，预计 2021 年起，首台机组投产运行；到 2027 年，后续中游 5 座水电站陆续投产，届时雅砻江水电总装机规模将达到 2656.5 万千瓦 (较当前装机规模提升 80.71%)，发电量将会大幅提升。此外，中游水电开发建设对雅砻江梯级联合调度具有重要的意义，尤其是两河口电站，作为雅砻江中下游的龙头水库，调节库容 149 亿立方，建成后，与下游锦屏一级、二级电站联合调度，充分发挥梯级补偿效益，下游电站的发电量也将会显著增加。
- **电煤价格企稳回落，火电业绩有望释放：**据中国煤炭工业协会发布数据，截至 2018 年底，全国煤炭投产产能 35.27 亿吨，在建产能 10.56 亿吨 (其中 3.73 亿吨试运行)，基本满足了全年 35.6 亿吨消费需求。2019 年 5 月，国家发改委通报，我国已累计退出煤炭落后产能 8.1 亿吨，提前两年完成了“十三五”规划去产能任务。预计 2020 年煤炭投产产能为 43.23 亿吨，可以满足《煤炭工业发展“十三五”规划》提出的 2020 年煤炭产量 39 亿吨的要求。届时煤炭将供需较为宽松，价格亦将走向平稳，火电企业燃煤成本压力有所缓解，业绩表现将得到发挥。

## 投资建议

- 下游用电需求旺盛，雅砻江来水偏丰，电煤价格稳中趋降，公司未来业绩持续向好。水电防御性强、景气度高，我们看好公司未来规模不断扩张，盈利能力持续增强。预计公司 2019-2021 年的营收为 422.05、427.80 和 440.45 亿元，归母净利为 48.45、50.16 和 52.37 亿元，对应 EPS 为 0.71、0.74 和 0.77 元，对应动态 PE 为 13、13、12 倍。目标价 12.17 元，首次覆盖，给予“买入”评级。

## 风险提示

- 落地省市用电量增速下降风险、来水不及预期、电煤价格反弹、政策让利及市场化电量交易规模扩大，电价下降幅度超预期。

李蓉

联系人  
lirong@gjzq.com.cn

孙春旭

分析师 SAC 执业编号: S1130518090002  
sunchunxu@gjzq.com.cn

## 内容目录

清洁能源优势显著，核心资产占比突出.....	4
国投公司电力业务唯一资本运作平台.....	4
业务概况：电源结构优势明显，水电装机规模行业领先.....	4
经营表现：装机容量逐年提升，火电业绩预期提振.....	7
水电业绩稳步提升，火电业绩弹性改善预期较强.....	8
未来电力供需及电煤价格趋势分析.....	9
雅砻江水电业绩有望持续增长.....	10
雅砻江流域唯一水电开发主体，待开发水能潜力巨大.....	10
落地省份电力需求持续提升，雅砻江水电消纳有保障.....	13
估值分析.....	15
盈利预测.....	16
水电：近年来水偏丰，2021年发电量将阶梯式增加.....	16
火电：业绩弹性空间较大，盈利改善预期较强.....	16
新能源：弃风、弃光逐步改善，利用小时数预期持续好转.....	17
发电量持续增加，营业收入逐年递增.....	17
风险提示.....	18

## 图表目录

图表 1：公司股权结构（截止 2019 年中报）.....	4
图表 2：装机容量变化.....	4
图表 3：2018 年装机容量占比.....	4
图表 4：水电装机分布（万千瓦）.....	5
图表 5：水电上网电量变化（亿千瓦时）.....	5
图表 6：火电装机分布（万千瓦）.....	5
图表 7：火电上网电量变化（亿千瓦时）.....	5
图表 8：新能源装机（万千瓦）.....	6
图表 9：光伏、风电上网电量变化（亿千瓦时）.....	6
图表 10：利用小时数变化（小时）.....	7
图表 11：度电煤耗变化（g/千瓦时）.....	7
图表 12：公司营业收入变化（万元）.....	7
图表 13：公司归母净利变化（万元）.....	7
图表 14：公司收现比变化（万元）.....	8
图表 15：公司经营活动现金流变化（万元）.....	8
图表 16：毛利率比较.....	8
图表 17：盈利指标变化.....	8
图表 18：2018 年营业收入比较（百万元）.....	9
图表 19：净资产收益率比较.....	9

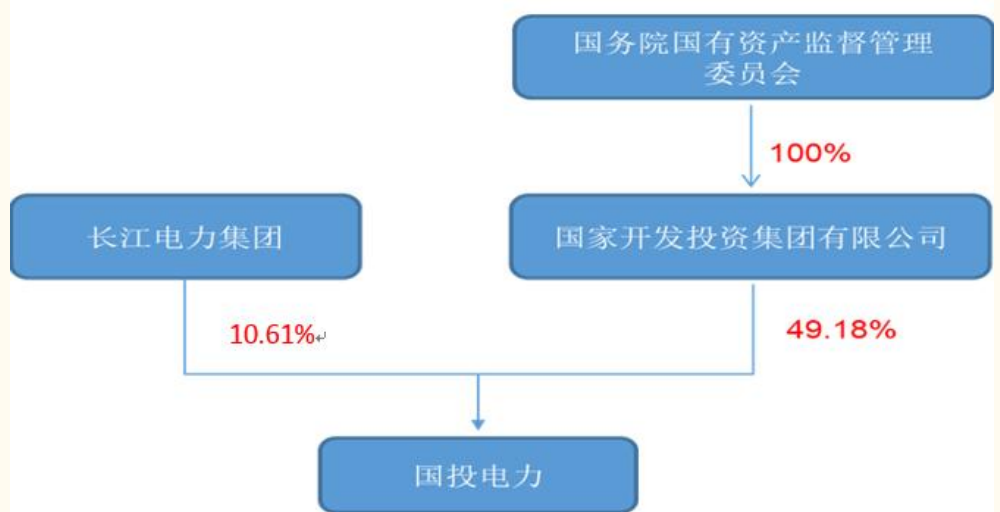
图表 20: 全国电力供需 .....	9
图表 21: 新增装机容量变化 (万千瓦) .....	9
图表 22: 全国电煤指数变化 (元/吨) .....	10
图表 23: 秦皇岛动力煤 (Q5500) 价格指数 (元/吨) .....	10
图表 24: 电煤供需紧张局面趋于缓解 (万吨) .....	10
图表 25: 雅砻江水电开发规划 .....	11
图表 26: 雅砻江水电装机容量变化 (万千瓦) .....	11
图表 27: 雅砻江水电利用小时数 (小时) .....	11
图表 28: 雅砻江水电上网电量 (亿千瓦时) .....	12
图表 29: 雅砻江水电上网电价 (元/千瓦时) .....	12
图表 30: 雅砻江水电折旧成本占比 .....	12
图表 31: 雅砻江水电折旧成本组成 .....	12
图表 32: 雅砻江水电营业收入变化 (百万元) .....	13
图表 33: 雅砻江水电归母净利变化 (百万元) .....	13
图表 34: 江苏省内电力供需趋势预测 (亿千瓦时) .....	13
图表 35: 江苏省外受电量趋势预测 (亿千瓦时) .....	13
图表 36: 2020 年川电出口交直流输电线路方向示意 .....	14
图表 37: 四川省内电力供需趋势预测 (亿千瓦时) .....	14
图表 38: 四川省外送电量趋势预测 (亿千瓦时) .....	14
图表 39: 重庆市内电力供需趋势预测 (亿千瓦时) .....	15
图表 40: 重庆市外受电量趋势预测 (亿千瓦时) .....	15
图表 41: DCF 估值 .....	15
图表 42: 水电业务预测 .....	16
图表 43: 火电业务预测 .....	17
图表 44: 风电业务预测 .....	17
图表 45: 光伏业务预测 .....	17
图表 46: 毛利率预测 .....	18

## 清洁能源优势显著，核心资产占比突出

### 国投公司电力业务唯一资本运作平台

- **国投公司电力业务国内唯一资本运作平台：**国投电力控股股份有限公司（600886.SH，以下简称“国投电力”或“公司”）于 2002 年借壳湖北兴化上市，主营发电业务（占公司营业收入 95%以上），境内业务主要分布在四川、云南、天津、福建、广西、甘肃、安徽等十多个省区。公司控股股东为国家开发投资公司（持股 49.18%），实际控制人为国务院国资委。国投电力作为国投公司电力业务国内唯一资本运作平台，通过资产注入，取得了雅砻江水电、国投大朝山等核心资产。

图表 1：公司股权结构（截止 2019 年中报）

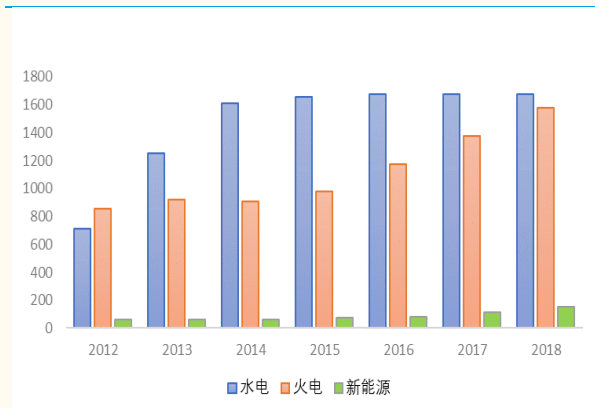


来源：公司年报，国金证券研究所

### 业务概况：电源结构优势明显，水电装机规模行业领先

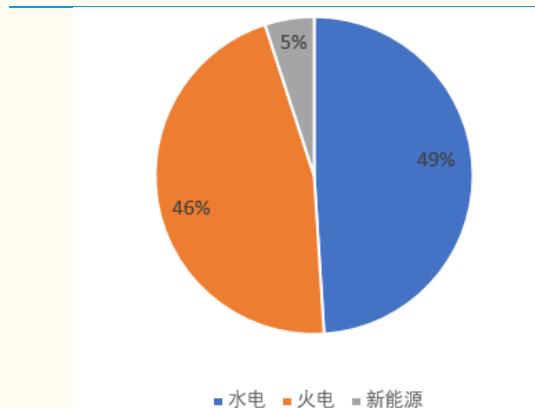
- 2012 年以来，公司控股装机规模稳步提升，截至 2018 年底，国投电力控股装机容量为 3405.5 万千瓦，规模仅次于五大电力集团。其中，水电装机容量为 1672 万千瓦，占比 49.1%，火电装机 1575.6 万千瓦，占比 46.27%，风电装机 110.10 万千瓦，占比 3.23%，光伏装机 47.80 万千瓦，占比 1.40%。清洁能源占比高，绿色低碳发展符合国家能源长期发展战略方向。

图表 2：装机容量变化



来源：wind，国金证券研究所

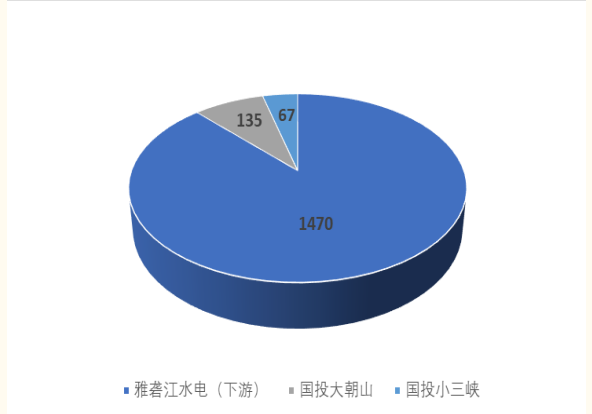
图表 3：2018 年装机容量占比



来源：wind，国金证券研究所

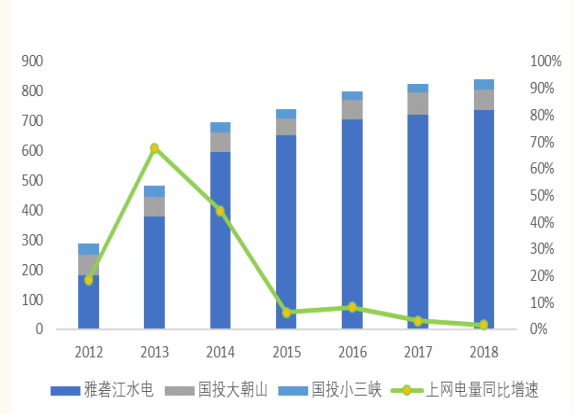
- 水电：2018 年末公司控股雅砻江水电、国投大朝山、国投小三峡等三家水电企业，合计控股水电装机 1672 万千瓦，为国内第三大水电上市公司。其中，雅砻江水电是雅砻江流域水电开发的唯一主体，享有合理开发及统一调度等突出优势。2016 年 3 月，随着桐子林水电站 4×15 万千瓦新增机组全部投产，雅砻江水电装机规模达 1470 万千瓦，占整个雅砻江流域规划开发装机容量的 49%。根据雅砻江水电开发战略规划，下游水电开发计划已全部完成。由于水电站建设周期较长（约 7-8 年），公司在建雅砻江中游两河口水电站（300 万千瓦）、杨房沟水电站（150 万千瓦），预计于 2021 年起陆续投产。届时将新增装机容量 450 万千瓦，公司水电装机规模将会再度大幅提升。从上网电量来看，随着 13、14 年锦官电源组陆续投产，发电量阶梯式增长；15 年 11 月-16 年 3 月，桐子林 4×15 万陆续投产，上网电量同比增速 8%；17、18 年发电量增长稳定，增速保持在 3%。此外，未来中游两河口、杨房沟电站投产后，中、下游电站梯级联合调度效益发挥，将为下游水电站带来新增发电量约 109 亿度/年，增量相当可观。

图表 4：水电装机分布（万千瓦）



来源：wind，国金证券研究所

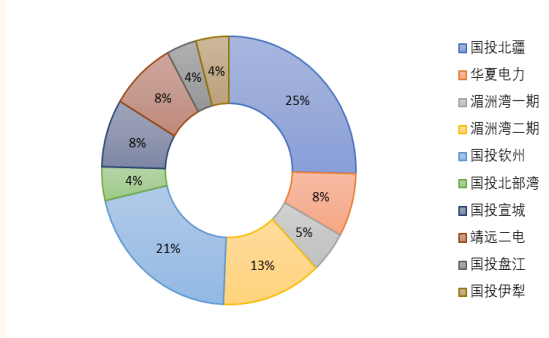
图表 5：水电上网电量变化（亿千瓦时）



来源：wind，国金证券研究所

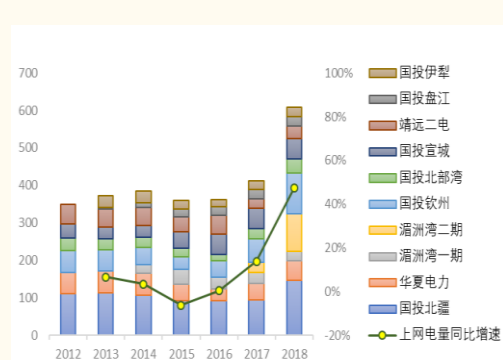
- 火电：公司控股火电装机以大机组为主，运营指标优良，无 30 万千瓦以下机组，分布于天津、福建、安徽、广西、甘肃、贵州等省区。近年来新增机组不断提升：2015 年 7 月，国投宣城二期 1×66 万千瓦机组于投产；2016 年 7 月、9 月，国投钦州二期 2×100 万千瓦机组相继投产；2017 年 7 月、9 月，湄洲湾二期 2×100 万千瓦机组相继投产；2018 年 6 月，“水电联产”循环经济模式的国投北疆二期 2×100 万千瓦超超临界装机全部投产。2018 年末，公司已投产控股火电装机累计 1575.60 万千瓦。至此，公司百万千瓦装机超过控股火电装机容量一半。上网电量方面，2018 年，火电上网电量 608 亿千瓦时（同比+47.4%）主要原因是北疆二期 2×100 万千瓦机组投产、湄洲湾二期 2×100 万千瓦机组全年发挥效力，客观上提升了公司发电量。此外，2018 年用电消费增长创新高，带动发电端；且公司火电所在部分区域降水偏枯，水电负荷下降，火电发电量同比上升。

图表 6：火电装机分布（万千瓦）



来源：wind，国金证券研究所

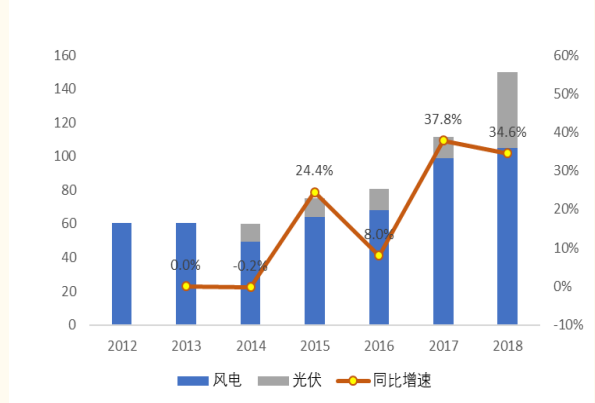
图表 7：火电上网电量变化（亿千瓦时）



来源：wind，国金证券研究所

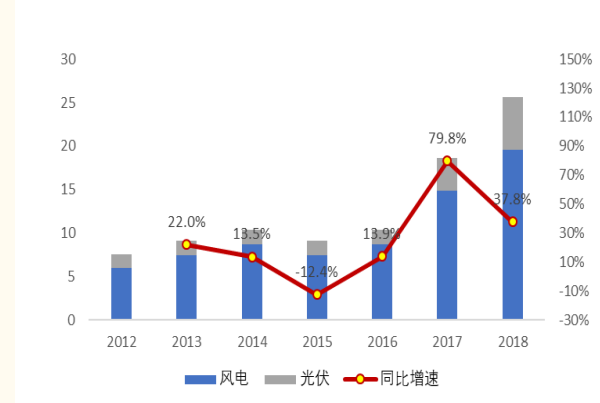
- 新能源：风电、光伏装机占比虽小，但增速较快。2018 年末，公司已投产控股风电和光伏发电装机分别为 110.1 万千瓦、47.8 万千瓦，分布于甘肃、青海、新疆、宁夏、云南等省区。近期新增装机：2017 年，新增雅砻江会理光伏 2 万千瓦、冕宁 1 万千瓦、东川风电二期 4.8 万千瓦、青海风电二期 4.95 万千瓦、景峡风电 10 万千瓦、烟墩风电 10 万千瓦；2018 年，新增国投大理宾川光伏二期 2 万千瓦机组、国投广西龙门风电 2 万、南庄光伏 30 万千瓦；预计 2019 年，广西浦北风电、哈密景峡 5A 风电、哈密烟墩 8A 风电投产后，届时新增 32.9 万千瓦风电装机。2018 年，风电发电量 20.44 亿千瓦时（同比+34.12 万千瓦时），光伏发电量 4.70 亿千瓦时（同比+104.77 万千瓦时），清洁能源享有优先上网、优先消纳政策保障，随着弃风弃光现象不断改善，新能源发电量将会保持较高的增速。

图表 8：新能源装机（万千瓦）



来源：wind，国金证券研究所

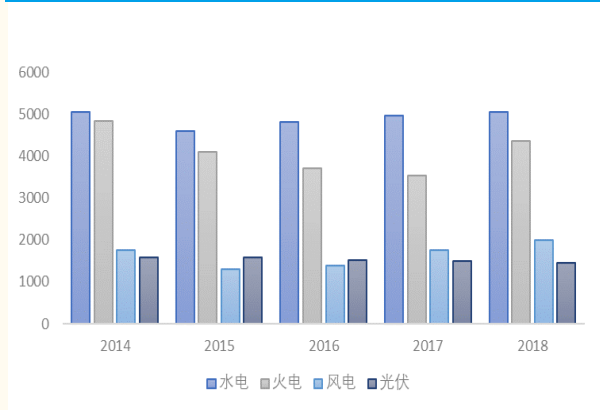
图表 9：光伏、风电上网电量变化（亿千瓦时）



来源：wind，国金证券研究所

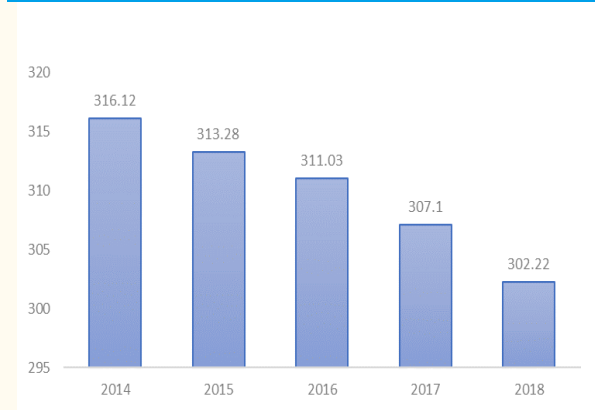
- 发电效率：供需格局改善+电力装机增速放缓，利用小时数将有更大提升空间 2014-2018 年，国投电力各类装机的平均利用小时数分别为 4818 小时、4376 小时、4308 小时、4269 小时和 4610 小时，期间平均利用小时数有所下滑，主要受近年来宏观经济不景气影响，社会用电需求下降，电力行业整体发电效率平均利用小时数呈下滑趋势。2018 年电力供需格局好转，整体电力行业景气度回升，利用小时数有所增加。
- 其中：1) 水电、风电由于具备清洁能源优先上网优势，2018 年较 2015 年水电、风电平均利用小时数分别增加 456 小时和 691 小时。相比行业水平，2018 年公司水电利用小时数（5048 小时）远高于同期全国水电利用小时数（3613 小时）；风电利用小时数（1997 小时）低于同期全国风电利用小时数水平（2095 小时）。2) 国投电力火电装机利用小时数从 2015 年 4105 小时提升至 2018 年 4367 小时，虽然经历了 2016 年、2017 年的快速下滑，但 2018 年回升至全国平均水平（2018 年全国火电利用小时数 4361 小时）。3) 2015-2018 年光伏发电的利用小时数从 1580 小时逐年降低至 1458 小时。另外，通过对火电机组节能环保改造，目前，脱硫、脱硝、除尘装置配备率均达 100%，以装机容量统计，公司超低排放能力机组占比 93.5%。
- 2014-2018 年度，公司控股火电企业单位供电煤耗分别为 316.12 克/千瓦时、313.28 克/千瓦时、311.03 克/千瓦时、307.10 克/千瓦时和 302.22 克/千瓦时，单位供电煤耗数量呈逐年下降趋势，发电效率逐渐提高，领先行业平均水平。

图表 10: 利用小时数变化 (小时)



来源: wind, 国金证券研究所

图表 11: 度电煤耗变化 (g/千瓦时)

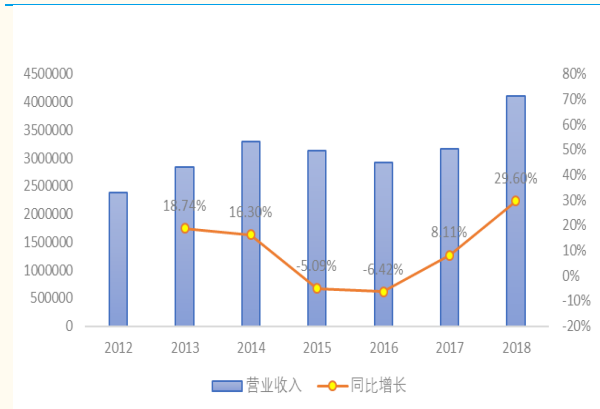


来源: wind, 国金证券研究所

经营表现: 装机容量逐年提升, 火电业绩预期提振

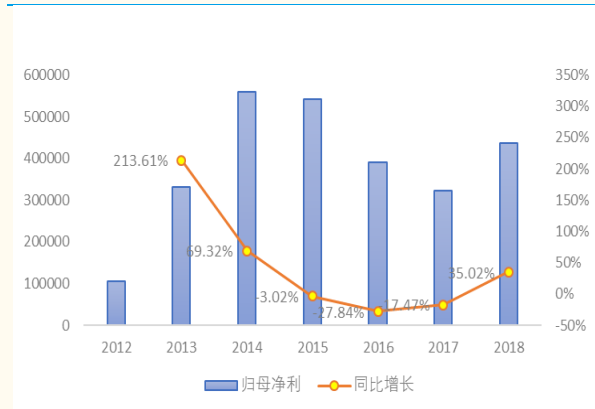
- 2018 年, 国投电力营收 410.01 亿元, 归母净利润 43.64 亿元。2014-2018 年营收同比增速分别为 -5.1%、-6.4%、8.1%、29.6%; 归母净利润同比增速分别为 213.6%、69.3%、-3.0%、-27.8%、-17.5%、35%。公司业绩波动较大, 主要受电力需求、装机规模及上网电量、流域来水及电煤价格、上网电价变化等因素影响。2018 年归母净利润出现大幅增长的主要原因: 雅砻江来水较好, 发电量增加; 政策性让利减少, 电价较高; 电力需求改善, 全社会用电量同比增长 8.5%, 为 2012 年以来最高增速; 新建发电机组投产, 其中, 北疆二期 2\*100 万千瓦火电机组下半年投产, 风电光伏新增机组 36.5 万千瓦。2019 年 1 季度, 国投电力实现营收 101.15 亿元 (同比+7.64%), 实现归母净利 10.50 亿元 (同比+6.14%)。

图表 12: 公司营业收入变化 (万元)



来源: wind, 国金证券研究所

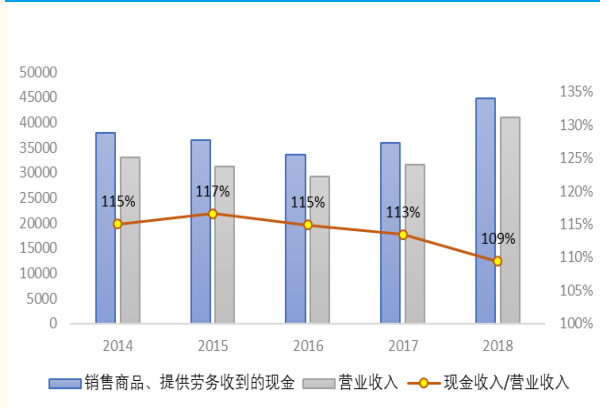
图表 13: 公司归母净利润变化 (万元)



来源: wind, 国金证券研究所

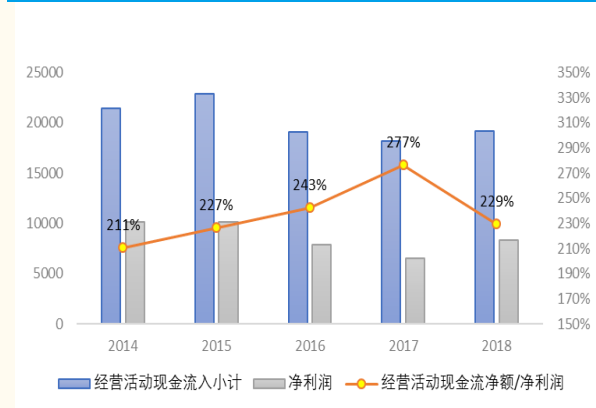
- 企业现金流状况优异: 2018 年末, 火电及水电装机占国投电力总装机规模的 95.37%。对于水电及火电营业成本中, 折旧成本占比较高, 现金流异常充裕。2014-2018 年, 国投电力的销售商品提供劳务收到的现金与营业收入之比在 109%-117%之间, 经营活动现金净流量与净利润比例在 211%-277%之间。2019 年一季度, 国投电力销售商品提供劳务收到的现金为 109.28 亿元 (占营收之比为 108.04%), 经营活动现金净流量为 41.95 亿元 (占净利润比例为 206.96%)。充裕的现金为后续工程建设提供资金保障, 亦为稳定的股利分配政策提供支撑。

图表 14: 公司收现比变化 (万元)



来源: wind, 国金证券研究所

图表 15: 公司经营活动现金流变化 (万元)

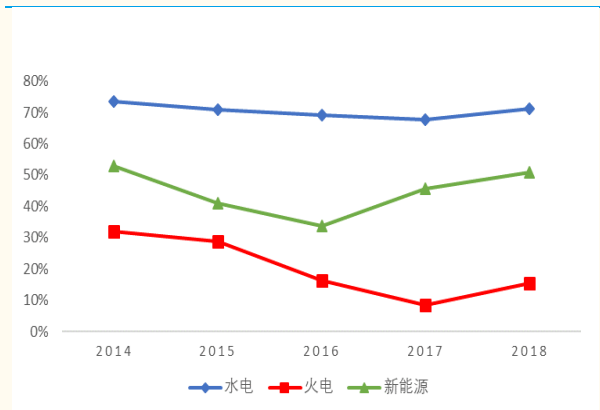


来源: wind, 国金证券研究所

### 水电业绩稳步提升, 火电业绩弹性改善预期较强

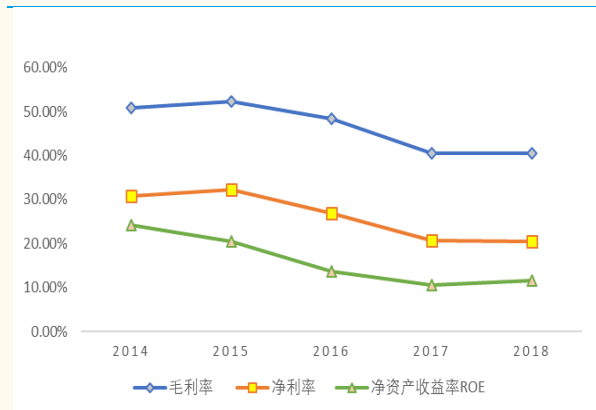
- 2018 年毛利率微幅下滑 0.2pct 至 40.4%，归母净利率微幅上升 0.4pct 至 10.6%。总体来看，公司收入结构以水电为主，火电为辅。2018 年电力营收中（不包括风电和光伏），水电与火电占比分别为 48.46%和 51.54%。整体业绩受火电业绩波动影响较大，水电业务盈利相对稳定。具体来看，2012-2015 年，随着锦屏一期、二期、官地、桐子林水电站陆续投产，水电装机比重提升，公司整体毛利率、净利率，ROE 逐年提升；2016-2018 年，国投电力新增机组以火电机组为主。随着 2016 年供给侧改革推进，电煤供给紧张，火电发电成本大幅上扬，拖累公司整体盈利下滑。2018 年，政策面“火电上网电价上调”，及电煤整体供给趋于平衡，电煤价格呈现稳中趋降。2018 年下半年以后，国投电力毛利率降幅逐步缩窄，后续有望企稳回升。未来随着电能替代的持续推进，雅砻江中游水电机组投产，国投电力业绩表现将更加稳定。

图表 16: 毛利率比较



来源: wind, 国金证券研究所

图表 17: 盈利指标变化

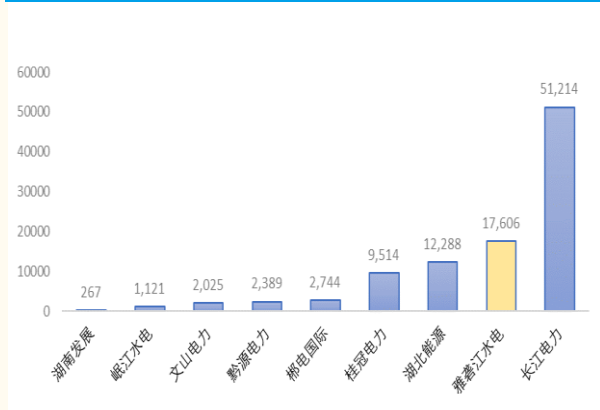


来源: wind, 国金证券研究所

- 横向比较：对比桂冠电力、长江电力、黔源电力、文山电力、湖北能源、岷江水电、闽东电力等大型水电上市企业 2018 年业绩，国投电力核心资产雅砻江水电 2018 年营业收入 176.06 亿元，仅次于长江电力；加权平均 ROE14.85%，位居水电行业前列。

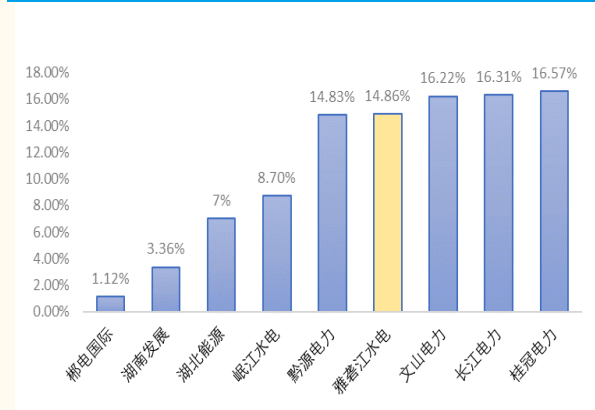


图表 18: 2018 年营业收入比较 (百万元)



来源: wind, 国金证券研究所

图表 19: 净资产收益率比较

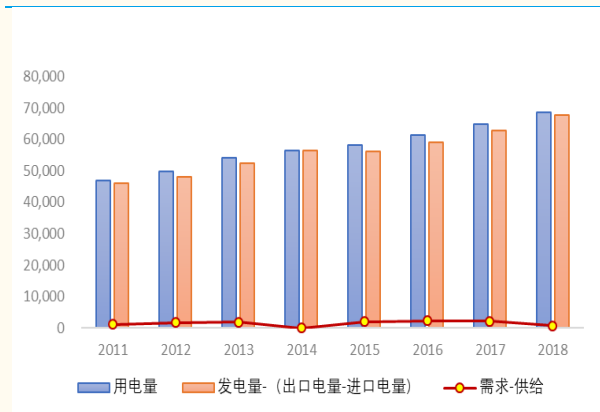


来源: wind, 国金证券研究所

### 未来电力供需及电煤价格趋势分析

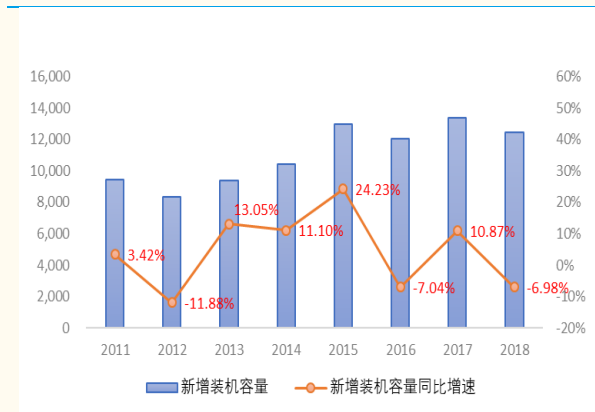
- 电力供需:** 据中电联测算, 预计 2019 年全社会用电量增速将平稳回落, 在平水年、没有大范围极端气候影响的情况下, 预计全年全社会用电量增长 5.5%左右。预计 2019 年底全国发电装机容量约 20 亿千瓦、同比增长 5.5%左右。截至 2019 年 5 月底, 全社会用电量实际累计值为 27993 (同比+4.9%) 增速略低于中电联预测, 全国 6000 千瓦以上发电装机容量实际累计增速 (+6.10%) 略高于预测水平。我们认为 2019 年全国电力供需总体平衡, 各类发电装机利用小时数基本保持 2018 年水平, 局部地区部分时段电力供需或偏紧。目前全国火电装机规模已达到电力“十三五”规划目标 (11 亿千瓦), 水电 (包括抽水蓄能) 装机容量也已接近规划目标, 预计未来两年整体电力装机容量增速将放缓, 新增装机将会集中在新能源方向, 伴随全社会用电量超预期增长, 电力供需将向好发展, 发电装机利用效率将进一步提升。

图表 20: 全国电力供需



来源: 中电联, 国金证券研究所

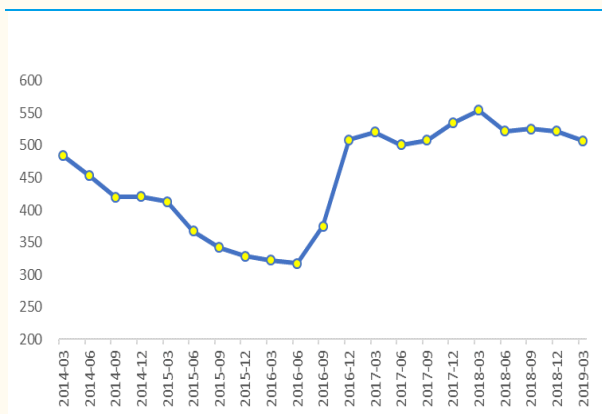
图表 21: 新增装机容量变化 (万千瓦)



来源: 中电联, 国金证券研究所

- 成本端:** 燃煤价格未来有望企稳回落 2014-2018 年, 公司水电成本相对平稳, 火电燃煤成本大幅上涨。水电成本主要包括折旧、人工、维护及水库基金贡献与水资源费。2014-2018 年, 新增水电装机较少, 水电成本基本平稳。燃煤成本在火电成本中占比较高, 电煤价格波动是火电成本变化的主要驱动因素。随着 2016 年供给侧改革推进, 电煤供给紧张, 火电发电成本大幅上扬, 秦皇岛动力煤 (Q5500) 从 2016 年 1 季度 372.79 元/吨, 一路上升至 2018 年 3 季度 699.74 元/吨, 之后煤炭非理性上涨势头得以初步遏制, 呈现向绿色区间回归的趋势。

图表 22: 全国电煤指数变化 (元/吨)



来源: wind, 国金证券研究所

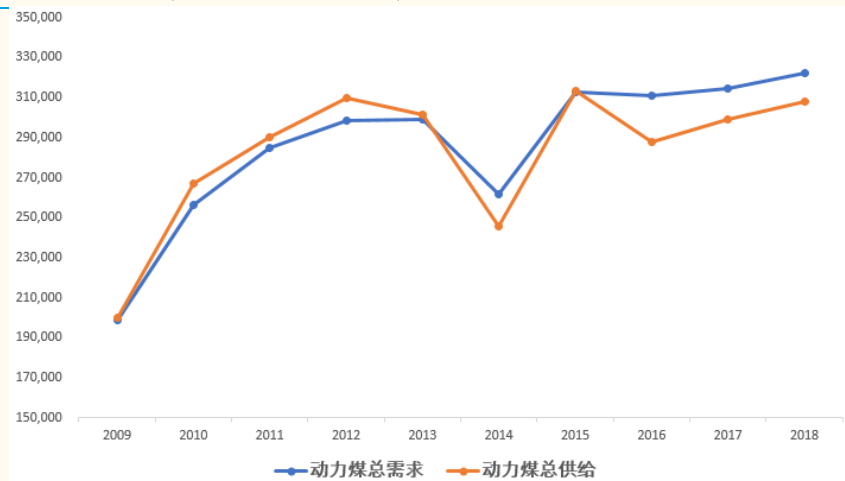
图表 23: 秦皇岛动力煤 (Q5500) 价格指数 (元/吨)



来源: wind, 国金证券研究所

- 据中国煤炭工业协会发布数据,截至 2018 年底,全国煤炭投产产能 35.27 亿吨,在建产能 10.56 亿吨(其中 3.73 亿吨试运行),基本满足了全年 35.6 亿吨消费需求。2019 年 5 月,国家发改委通报,我国已累计退出煤炭落后产能 8.1 亿吨,提前两年完成了“十三五”规划去产能任务。预计 2020 年煤炭投产产能为 43.23 亿吨,可以满足《煤炭工业发展“十三五”规划》提出的 2020 年煤炭产量 39 亿吨的要求。届时煤炭将供需较为宽松,价格亦将走向平稳。2018 年,公司长协煤到厂标煤价格(不含税)为 665.82 元/吨(同比+2.31%),市场煤到厂价格(不含税)672.17 元/吨(同比+18.24%)。公司全年煤炭采购量为 3180 万吨,其中长协煤采购量为 1757 万吨。当前燃煤成本依然是影响公司火电企业业绩弹性的重要制约因素。2019 年初以来,市场煤炭价格基本保持平稳,小幅波动,预计未来将逐步进入合理区间。

图表 24: 电煤供需紧张局面趋于缓解 (万吨)



来源: wind, 国金证券研究所

### 雅砻江水电业绩有望持续增长

#### 雅砻江流域唯一水电开发主体,待开发水能潜力巨大

- 雅砻江是中国水能资源最富集的河流之一,在全国规划的十三大水电基地中排名第三。雅砻江水电作为国投电力最具开发潜力的资产,2018 年末已投产装机规模 1470 万千瓦,占控股水电装机容量的 87.92%。雅砻江流域

水能蕴藏量巨大，梯级补偿效益显著。公司按照“分阶段、先易后难、有序开发”的战略规划思路，将雅砻江流域分为下游、中游、上游电站建设3个阶段，规划建设22座水电站，总装机规模3000万千瓦，设计年发电量约1500亿千瓦时。随着2016年3月桐子林电站最后一台15万千瓦机组投产，下游5座水电站自此完全进入投产阶段。

- 目前，中游两河口、杨房沟电站合计450万千瓦装机，计划于2021年起陆续投产。雅砻江水电为雅砻江流域唯一水电开发主体，拥有合理开发和统一调度的优势。据规划2021-2027年，待到中游电站开发完成，将会是雅砻江水电装机规模再次快速提升的阶段，届时装机容量达到2656.5万千瓦，较当前容量增长80.71%。

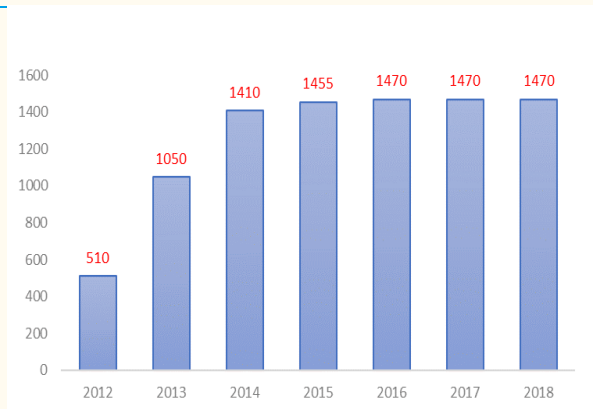
图表 25：雅砻江水电开发规划

开发阶段	投产时间	水电站	流域位置	累计装机规模
第一阶段	2000 以前	二滩	雅砻江下游	330 万千瓦
第二阶段	2000-2015	锦屏一级、锦屏二级、官地、桐子林	雅砻江下游	1470 万千瓦
第三阶段	2021-2027	两河口、杨房沟、卡拉、孟底沟、牙根一级、牙根二级、楞古	雅砻江中游	2656.5 万千瓦
第四阶段	未定	温波、木能达、格尼、木罗等 10 座	雅砻江上游	3000 万千瓦

来源：公司公告，国金证券研究所

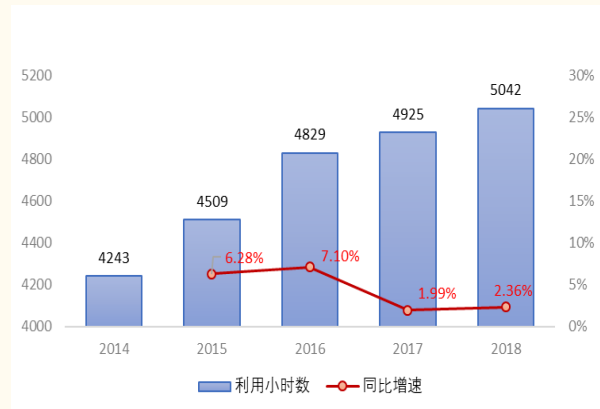
- **装机容量及利用小时数：**2013-2016年，雅砻江水电锦官电源组和桐子林电站陆续建成投产，装机规模由2012年的510万千瓦，提升到目前1470万千瓦。水电开发建设周期较长，根据当前中游电站建设进展情况，预计2021-2023年装机容量将再次迎来阶梯式增长。
- 从发电效率来看，水电发电量主要受上游来水影响，观察长期多年平均值变化，根据规划电站设计发电量，考虑未来中游梯级调度效益发挥，保守预估雅砻江整体利用小时数远期有望稳定在4800小时。2018年，雅砻江平均利用小时数5041.7小时（同比+2.36%），远超全国平均水平（水电设备平均利用小时为3613小时）。

图表 26：雅砻江水电装机容量变化（万千瓦）



来源：公司公告，国金证券研究所

图表 27：雅砻江水电利用小时数（小时）

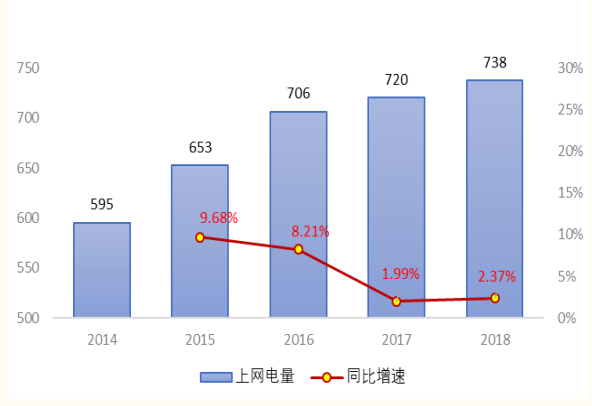


来源：公司公告，国金证券研究所

- **上网电量及上网电价：**近年来，雅砻江流域来水偏丰，发电量逐年递增。2018年，雅砻江水电上网电量737.59亿千瓦时（同比+2.37%），继续保持增长趋势。根据目前流域来水情况，同时考虑外送电量消纳保障条件，预计2019年雅砻江发电量有望继续保持增加。另外，预计随着2021-23年两河口、杨房沟水电站陆续竣工投产，届时发电量将每年增加约170亿千瓦时。

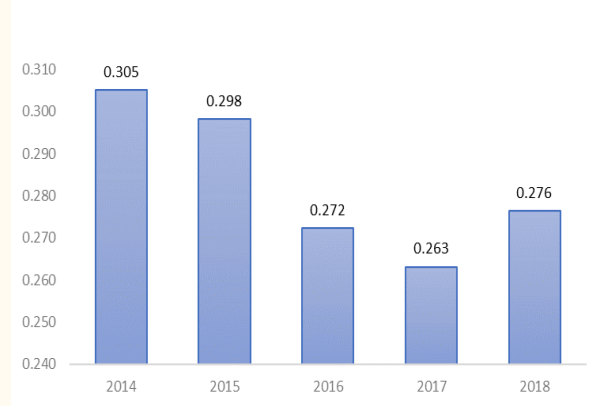
- 上网电价方面，雅砻江水电上网电价受政策让利及市场化交易电量等因素影响，近年来有所下降。2018年，雅砻江水电平均上网电价（含税）为0.271元/千瓦时，较上年增加7厘/千瓦时，主要是锦官电源组外送上网电价上调，政策性让利减少所致。2019年5月31日，四川省发改委下发《关于再次降低四川电网一般工商业用电价格等有关事项的通知》（川发改价格〔2019〕257号），雅砻江二滩留川部分上网电价下降到0.269元/千瓦时（较批复上网电价-3.24%），锦官电源组留川部分上网电价下降到0.304元/千瓦时（-3.43%），桐子林上网电价下降到0.297元/千瓦时（-3.44%），以上价格均包含13%增值税。预计未来随着政策让利要求的贯彻落实，市场化电量交易比重的增加，水电上网价格将呈现窄幅下降的趋势。

图表 28：雅砻江水电上网电量（亿千瓦时）



来源：公司公告，国金证券研究所

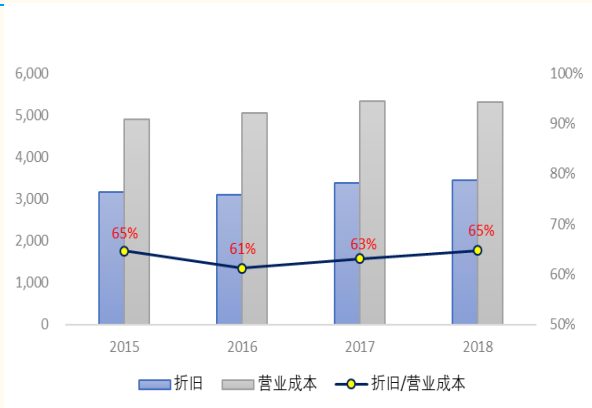
图表 29：雅砻江水电上网电价（元/千瓦时）



来源：公司公告，国金证券研究所

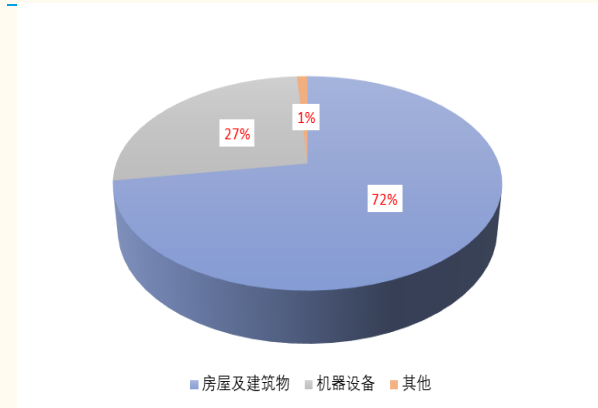
- 成本端：折旧费用实际相当于真实的利润。水电板块营业成本较为稳定，主要科目是固定资产折旧和财务费用。2018年，雅砻江水电合计非现金成本（固定资产折旧）约23.52亿元，占营业成本的比重约45%；固定资产折旧成本中，建筑物、机器设备折旧科目占比在98%以上。按照国投电力会计准则，大坝折旧年限50年，机组折旧年限30年。然而实际按照工程设计标准，水电大坝的使用年限在100-300年，水电设备的使用年限也在50-100年。因此，水电企业实际发生的折旧费用远小于会计准则所要求的折旧费用，从而隐藏了相当可观的“利润”，且折旧成本还抵扣了部分增值税。

图表 30：雅砻江水电折旧成本占比



来源：公司公告，国金证券研究所

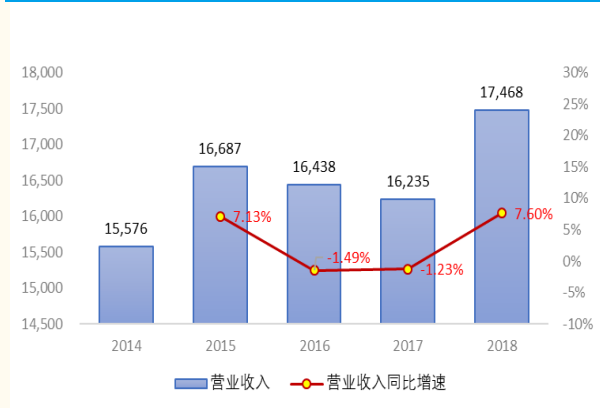
图表 31：雅砻江水电折旧成本组成



来源：公司公告，国金证券研究所

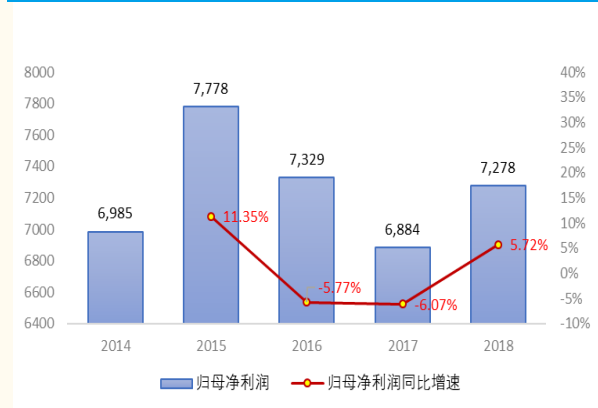
- 盈利能力：雅砻江水电作为大型水电企业，运营成本较低，平均毛利率在65%以上，盈利能力优异。2018年末，雅砻江水电下游（包括二滩、锦屏一级、锦屏二级、官地、桐子林）5座水电站，实现营业收入176.06亿元（同比+8.16%），归母净利润72.85亿元（同比+5.76%），主要原因是流域来水较丰，且水电上网价格提高。

图表 32: 雅砻江水电营业收入变化 (百万元)



来源: wind, 国金证券研究所

图表 33: 雅砻江水电归母净利润变化 (百万元)

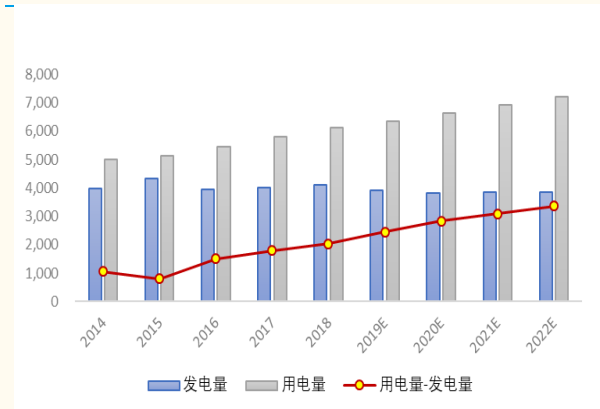


来源: wind, 国金证券研究所

### 落地省份电力需求持续提升, 雅砻江水电消纳有保障

- 全国来看, 2016 年以来下游经济回暖, 全社会用电量逐步回升。2018 年全社会用电量 68449 亿千瓦时, 同比增速达到了 8.5%, 为 2012 年以来增速新高。
- 江苏: 2018 年, 全社会用电量 6128.3 亿千瓦时 (同比+5.52%), 发电量 4091 亿千瓦时 (同比+2.08%), 装机容量 12657 万千瓦 (同比+10.36%), 跨区输入电量 1023.27 亿千瓦时 (同比+12.49%), 总体来看, 全省电力供需处于紧平衡状态, 短期内缓解可能性较小。江苏省作为用电大省、资源小省, 电力电源发展空间有限, 随着全社会用电需求逐年增加, 提升对外受电量依然是缓解供需状况的有效路径。供电侧看, 2019-2021 年之间, 江苏省一方面将推动内部煤电产能由沿江向沿海转移, 另一方面将积极通过锡盟-泰州和白鹤滩-江苏两条特高压, 提高电网接纳区外大规模送电能力。

图表 34: 江苏省内电力供需趋势预测 (亿千瓦时)



来源: 中电联, 国金证券研究所

图表 35: 江苏省外受电量趋势预测 (亿千瓦时)

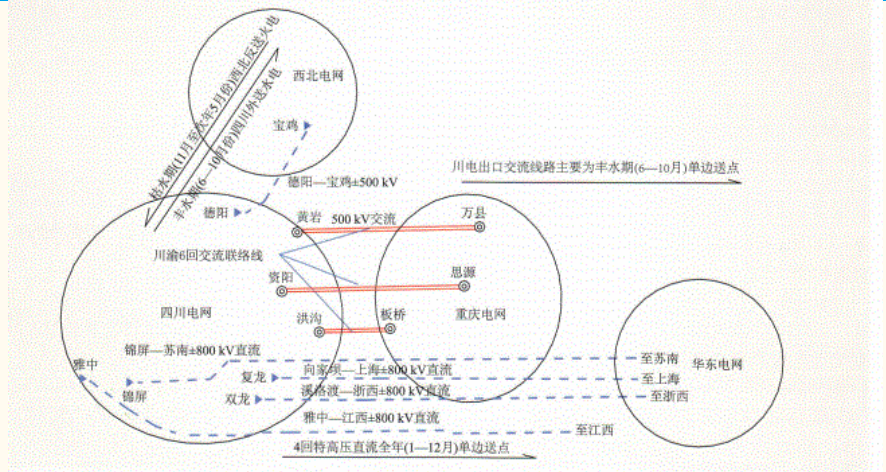


来源: 中电联, 国金证券研究所

- 四川: 2018 年, 四川省全社会用电量 2459.5 亿千瓦时 (同比+11.53%), 发电量 3031.4 亿千瓦时 (同比+2.98%), 装机容量 9833 万千瓦 (同比+1.15%), 外送电量 1249.73 亿千瓦 (占发电量的 41%), 全省电力供需总体平衡。四川省水能资源丰富, 外送电量占总发电量的 40% 以上, 未来随着水电开发的推进及特高压电网的完善, 预计外送电量将继续保持平稳增长的趋势, 进一步改变省内供应宽松的格局。
- 2018 年四川电网建设进展顺利, 雅中至江西、白鹤滩至江苏(浙江)特高压直流工程纳入国家加快推进规划建设重点工程, 500 千伏雅安送出加强工程有序推进, 500 千伏江油、盐源, 220 千伏文峰至广惠等一批关键性输电通道工程建成投产, 进一步增强了供电保障能力。

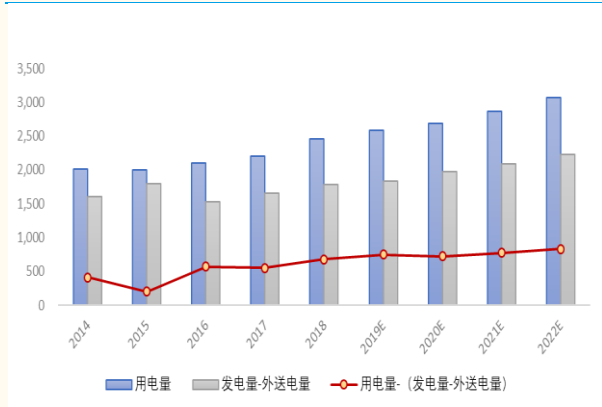
- 8月26日，雅中~江西±800千伏特高压直流输电工程正式取得核准批复文件，这标志着江西电网即将跨入特高压电网的新阶段。四川已经成为全国最大的清洁能源基地，年输送能力达3000万千瓦左右，跨省输送电力能力居全国首位。

图表 36：2020 年川电出口交直流输电线路方向示意



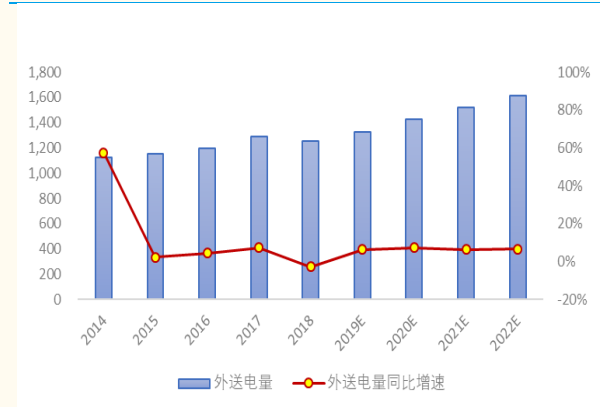
来源：中国电力，国金证券研究所

图表 37：四川省内电力供需趋势预测（亿千瓦时）



来源：中电联，国金证券研究所

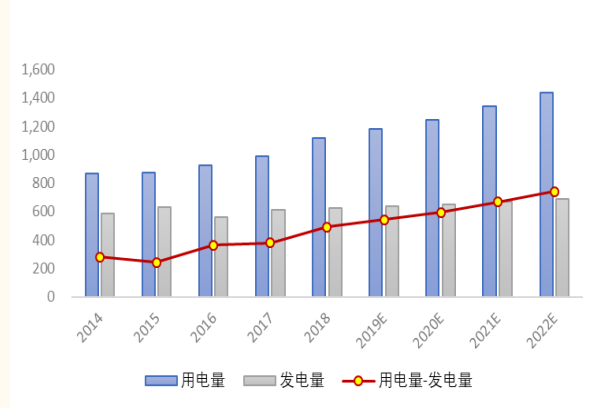
图表 38：四川省外送电量趋势预测（亿千瓦时）



来源：中电联，国金证券研究所

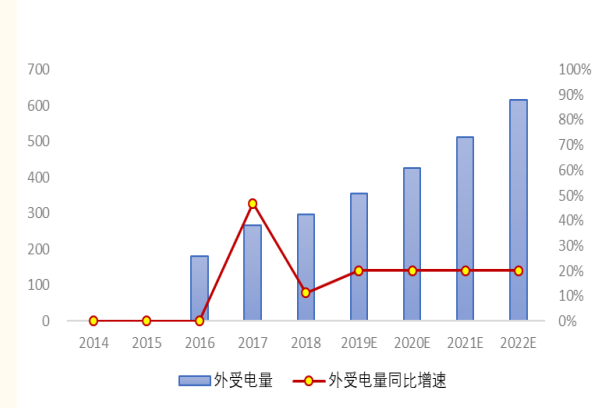
- 重庆：2018年，重庆市全社会用电量1114.5亿千瓦时（同比+12.28%），发电量622.2亿千瓦时（同比+1.62%），装机容量2403万千瓦（同比+3.62%），外受电量296.44亿千瓦时（同比+11.22%），电力供需总体平衡。重庆用电量基数较小，但近年来增速较快，预计全市电力新增需求主要依靠增加外受电量来满足。
- “川电入渝”目前在运的洪沟-板桥、黄岩-万县2条500千伏特高压，目前输入的电能无法满足重庆的需求。今年5月，作为川电入渝的第三条通道在重庆的第一个电源落点—500千伏铜梁变电站正式投入运行，该站的建成投运也标志着四川资阳—重庆铜梁—重庆思源的500千伏变电大通道正式贯通运行。

图表 39: 重庆市内电力供需趋势预测 (亿千瓦时)



来源: 中电联, 国金证券研究所

图表 40: 重庆市外受电量趋势预测 (亿千瓦时)



来源: 中电联, 国金证券研究所

- **雅砻江水电消纳:** 电力消纳情况是影响雅砻江发电量的重要因素。2017 年, 国家发改委下发《2017 重点水电跨省区消纳工作方案》(征求意见稿), 明确提出了雅砻江水电送出优先发电权计划安排 684.9 亿千瓦时。具体分析各水电站消纳方式, 二滩和桐子林水电站总装机 390 万千瓦, 由于建成时间较早 (2000 年), 未配套特高压外送, 故全部留川消纳; 锦官电源组 (包括锦屏一级、锦屏二级和官地水电站), 总装机 1080 万千瓦, 优先发电计划用电占比较大, 基本处于满发状态。其中, 640 万千瓦为国家点对点网“西电东送”项目, 通过锦苏直流±800 千伏特高压直送江苏; 200 万千瓦送重庆, 240 万千瓦留川消纳。2019 年, 随着雅中-江西±800 千伏特高压直流项目开工建设, 将为未来雅砻江中游电力消纳提供有力保障。
- 2013-2018 年, 苏、渝、川用电需求稳步提升, 尤其江苏作为长三角经济发达省份, 用电量逐年上升。2018 年, 江苏省累计用电量为 6128.30 亿千瓦时 (同比+5.52%), 其中, 跨省输入电量 1023.27 亿千瓦时 (同比+12.49%), 占用电总量的 16.70%; 2019 年 1-5 月累计用电量 2449.0 亿千瓦时 (同比+2.22%), 跨省输入电量 360.28 亿千瓦时 (同比+10.61%), 用电需求依然旺盛, 跨省输入电量加速提升, 为雅砻江外送电量提供了消纳空间。

### 估值分析

- **核心假设:** 根据公司历史财务报表反映的公司财务信息和资本结构, 考虑当前供电需求、发电能力、政策变化等因素影响, 对未来公司经营状况做出估计。主要假设参数: 所得税税率 13%, 权益资本占比 28.75%,  $\beta$  值 0.74, 无风险利率 3.25% (同 10 年期国债到期收益率), 风险溢价 7.04%, 借贷利率 4.58%, 计算得出加权资产资本成本 (WACC) 为 5.63%。
- **折现现金流 (DCF) 估值:** 根据公司自由现金流 (FCFF)、WACC、永续增长率 (TV) 假设, 得到国投电力股权价值为 827 亿元。

图表 41: DCF 估值

	2019E	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E
营业收入	42071	42711	43948	45758	48231	49931	51474	53336	53857	53857
营业成本	23478	23519	24056	25489	26356	26923	28794	29511	29711	29711
EBIT	16280	16843	17475	17725	19097	20132	19715	20753	20936	20936
EBIT*(1-所得税率)	14000.8	14484.98	15028.5	15243.5	16423.42	17313.52	16954.9	17847.58	18004.96	18004.96
折旧与摊销	7056	7182	7453	8733	10551	12043	13649	15444	16584	16860
营运资金的净变动	-859	-445	-305	-1000	-1000	-1000	-800	-500	-300	-300
资本性投资	-17428	-19110	-21510	-21000	-24000	-23000	-22000	-20000	-18000	-16000
递延税项变动	1	-13	-30	0	0	0	0	0	0	0
资产损失准备	450	500	550	550	550	550	550	550	550	550

FCFF 2320.8 1598.98 86.5 1426.5 1424.42 4806.52 7253.9 12241.58 15738.96 18014.96

来源：国金证券研究所

## 盈利预测

### 水电：近年来水偏丰，2021年发电量将阶梯式增加

- 装机容量：2019-2020年水电装机规模不变，2021年两河口、杨房沟电站首台机组投产，预计新增85万千瓦，届时水电装机容量达到1757万千瓦。
- 发电量：2019年上半年雅砻江、大朝山来水偏丰，一季度发电量同比增加，预计2019年全年发电量有所增加。2020年取近两年平均值；2021年两河口、杨房沟投产运行，考虑联合调度补偿效益，发电量将有明显提升。
- 电价：2019年5月15日，国家发展改革委关于降低一般工商业电价的通知（发改价格〔2019〕842号），贯彻落实《政府工作报告》关于一般工商业平均电价再降低10%的要求。我们认为一般工商业电价的降价空间主要来自电网企业，悲观预计未来发电企业上网电价亦会小幅下降，考虑火电降价空间有限，预计未来水电价格会小幅下调。
- 2019年5月31日，四川省发改委下发《关于再次降低四川电网一般工商业用电价格等有关事项的通知》（川发改价格〔2019〕257号），雅砻江二滩留川部分上网电价下降到0.269元/千瓦时（较批复上网电价-3.24%），锦官电源组留川部分上网电价下降到0.304元/千瓦时（-3.43%），桐子林上网电价下降到0.297元/千瓦时（-3.44%），以上价格均包含13%增值税。预计2019年水电价格将有小幅下降，2020、2021年维持不变，未来随着市场化电量交易的增加，水电上网价格将呈现窄幅下降趋稳的走势。

图表 42：水电业务预测

	2014	2015	2016	2017	2018	2019E	2020E	2021E
装机容量 (万 kw)	1612	1657	1672	1672	1672	1672	1672	1757
上网电量 (亿 kwh)	695.3	739.6	800.3	825.7	839.4	861.1	869.0	921.1
上网电价 (元/kwh)	0.263	0.251	0.225	0.219	0.238	0.220	0.220	0.220

来源：wind，国金证券研究所

### 火电：业绩弹性空间较大，盈利改善预期较强

- 装机容量：国投电力近年来不断优化电源结构，火电装机比例逐步下降。自2018年6月，北疆二期2×100万千瓦超超临界机组投产后，目前国投电力无火电在建工程，预计未来三年无新增火电机组。
- 发电量：考虑北疆二期两台新增机组全年发挥效力，全社会用电需求中性乐观，电煤价格逐步回归合理区间，预计2019-2021年火电上网电量较2018年有所增加，分别为642、641、642亿千瓦时。
- 电价：2017年6月，国家发改委下发《关于取消、降低部分政府性基金及附加合理调整电价结构的通知》：自2017年7月1日起，取消向发电企业征收的工业企业结构调整专项资金，将国家重大水利工程建设基金和大中型水库移民后期扶持基金征收标准降低25%，腾出的电价空间用于提高燃煤电厂标杆电价。预计未来火电价格将相对稳定，2019-2021年火电上网电价为0.352元/千瓦时，维持在2018年水平。



图表 43: 火电业务预测

	2014	2015	2016	2017	2018	2019E	2020E	2021E
装机容量 (万 kw)	909.6	975.6	1175.6	1375.6	1575.6	1575.6	1575.6	1575.6
上网电量 (亿 kwh)	384.8	360.7	362.3	412.6	608.0	647.4	659.8	673.0
上网电价 (元/kwh)	0.366	0.338	0.296	0.311	0.327	0.328	0.328	0.328

来源: wind, 国金证券研究所

**新能源: 弃风、弃光逐步改善, 利用小时数预期持续好转**

- 装机容量: 2019 年, 新增广西浦北、景峡、烟墩共计 32.9 万千瓦风电机组, 届时风电装机容量为 138 万千瓦, 光伏装机容量 40.8 万千瓦。预计 2020、2021 年无新增新能源装机。
- 发电量: 2018 年, 国家发改委、能源局发布了《清洁能源消纳行动计划(2018-2020 年)》, 提出: 到 2020 年, 基本解决清洁能源消纳问题。预计 2019-2021 年, 风电和光伏上网电量分别为 31、32、33 亿千瓦时。
- 电价: 2019 年 1 月 7 日, 国家发展改革委下发《国家能源局关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》(发改能源[2019]19 号), 表示风电、光伏发电已基本具备与燃煤标杆上网电价平价(不需要国家补贴)的条件。截至目前, 已有 16 个省市报送了 2019 年第一批风电、光伏平价上网项目, 总装机规模 2076 万千瓦。预计未来随着风电、光伏平价上网政策的进一步推动落实, 补贴取消后, 风电、光伏上网电价将会大幅下降。假设 2019-2020 年, 风电、光伏上网电价维持在 2018 年水平, 之后逐步下降至火电标杆电价。

图表 44: 风电业务预测

	2014	2015	2016	2017	2018	2019E	2020E	2021E
装机容量 (万 kw)	49.35	64.05	68.05	98.6	105.1	138	138	138
上网电量 (亿 kwh)	8.7	7.4	8.6	14.8	19.5	27.8	28.6	29.4
上网电价 (元/kwh)	0.496	0.487	0.417	0.413	0.424	0.435	0.438	0.364

来源: wind, 国金证券研究所

图表 45: 光伏业务预测

	2014	2015	2016	2017	2018	2019E	2020E	2021E
装机容量 (万 kw)	10.8	10.8	10.8	10.8	40.8	40.8	40.8	40.8
上网电量 (亿 kwh)	1.7	1.7	1.7	1.9	4.2	6.6	6.8	6.9
上网电价 (元/kwh)	0.996	0.962	0.896	0.877	0.768	0.739	0.740	0.741

来源: wind, 国金证券研究所

**发电量持续增加, 营业收入逐年递增**

- 水电: 基于前述水电上网电量和上网电价的预测, 预计水电业务 2019-2021 年营收增速分别为-5.04%、0.89%、4.31%。水电成本主要为折旧、职工薪酬、维护修理等费用, 成本较为稳定, 预计水电业务未来 3 年毛利率分别为 70.37%、70.89%、70.63%。

- 火电：基于前述火电上网电量和上网电价的预测，预计火电业务 2019-2021 年营收增速分别为 7.87%、2.34%、1.33%。燃煤成本高低对火电毛利影响极为明显，根据上述对未来电煤价格走势的判断，预计火电业务未来 3 年毛利率分别为 20.39%、22.17%、22.47%。
- 风电：基于前述风电上网电量和上网电价的预测，预计风电业务 2019-2021 年营收增速分别为 28.61%、14.75%、-15.78%。预计风电业务未来受降价政策影响，毛利率逐步趋降，分别为 50.94%、50.94%、42.31%。
- 光伏：基于前述光伏上网电量和上网电价的预测，预计光伏业务 2019-2021 年营收增速分别为 53.32%、2.73%、2.19%。光伏业务占比极小，预计未来无重大变化，毛利率分别为 50.93%、50.53%、42.31%。

图表 46：毛利率预测

	2014	2015	2016	2017	2018	2019E	2020E	2021E
毛利	18221	16882	14368	13663	17883	18518	19316	19757
毛利率	55.29%	53.97%	49.09%	43.17%	43.60%	44.11%	45.11%	45.15%
水电	73.37%	70.83%	69.11%	67.64%	71.13%	70.37%	70.89%	70.63%
火电	31.98%	28.83%	16.24%	8.56%	15.52%	20.39%	22.17%	22.47%
风电	53.36%	37.24%	29.74%	45.04%	50.81%	50.94%	50.94%	42.31%
光伏	51.83%	49.62%	43.31%	47.81%	50.40%	50.53%	50.53%	42.31%

来源：wind，国金证券研究所

- 预计公司 2019-2021 年的营收为 422.05、427.80 和 440.45 亿元，归母净利为 48.45、50.16 和 52.37 亿元，对应 EPS 为 0.71、0.74 和 0.77 元，对应动态 PE 为 13、13、12 倍。目标价 12.17 元，首次覆盖，给予“买入”评级。

### 风险提示

- 落地省市用电量增速下降风险、来水不及预期、电煤价格反弹、政策让利及市场化电量交易规模扩大，电价下降幅度超预期。

**附录：三张报表预测摘要**

损益表 (人民币百万元)							资产负债表 (人民币百万元)						
	2016	2017	2018	2019E	2020E	2021E		2016	2017	2018	2019E	2020E	2021E
<b>主营业务收入</b>	<b>29,271</b>	<b>31,645</b>	<b>41,011</b>	<b>42,205</b>	<b>42,780</b>	<b>44,045</b>	货币资金	4,341	5,131	7,601	8,567	11,268	14,018
增长率		8.1%	29.6%	2.9%	1.4%	3.0%	应收账款	3,093	4,194	5,910	6,195	6,396	6,706
主营业务成本	-15,101	-18,803	-24,440	-23,617	-23,827	-24,599	存货	1,068	1,183	1,517	1,812	2,024	2,224
%销售收入	51.6%	59.4%	59.6%	56.0%	55.7%	55.9%	其他流动资产	2,118	1,767	2,351	2,729	2,642	2,623
毛利	14,170	12,842	16,571	18,588	18,952	19,446	流动资产	10,620	12,275	17,378	19,302	22,330	25,571
%销售收入	48.4%	40.6%	40.4%	44.0%	44.3%	44.1%	%总资产	5.2%	5.9%	7.9%	8.3%	9.0%	9.6%
营业税金及附加	-458	-564	-962	-1,072	-1,087	-1,119	长期投资	9,571	9,466	11,942	12,512	13,182	13,852
%销售收入	1.6%	1.8%	2.3%	2.5%	2.5%	2.5%	固定资产	177,286	180,526	185,104	194,907	206,699	220,615
营业费用	-6	-8	-7	-8	-9	-9	%总资产	87.2%	86.7%	83.9%	83.5%	83.1%	82.7%
%销售收入	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	无形资产	5,352	5,119	5,003	4,906	4,812	4,672
管理费用	-936	-999	-1,206	-1,241	-1,258	-1,295	非流动资产	192,671	196,013	203,331	214,025	226,493	241,040
%销售收入	3.2%	3.2%	2.9%	2.9%	2.9%	2.9%	%总资产	94.8%	94.1%	92.1%	91.7%	91.0%	90.4%
息税前利润 (EBIT)	12,771	11,272	14,396	16,267	16,599	17,023	<b>资产总计</b>	<b>203,291</b>	<b>208,288</b>	<b>220,708</b>	<b>233,336</b>	<b>248,832</b>	<b>266,620</b>
%销售收入	43.6%	35.6%	35.1%	38.5%	38.8%	38.6%	短期借款	16,595	18,724	21,481	18,104	17,200	18,100
财务费用	-5,042	-4,878	-5,071	-5,615	-5,577	-5,660	应付账款	13,927	12,604	10,485	10,429	10,274	10,347
%销售收入	17.2%	15.4%	12.4%	13.3%	13.0%	12.8%	其他流动负债	6,291	2,728	3,203	3,123	3,143	3,230
资产减值损失	-49	-119	-397	-450	-450	-500	流动负债	36,813	34,056	35,169	31,657	30,617	31,677
公允价值变动收益	0	0	45	10	15	8	长期贷款	103,535	108,887	111,704	113,704	115,704	117,704
投资收益	808	346	522	500	550	520	其他长期负债	6,225	4,638	3,652	3,586	3,613	3,670
%税前利润	9.1%	4.6%	5.4%	4.7%	4.9%	4.6%	<b>负债</b>	<b>146,573</b>	<b>147,580</b>	<b>150,525</b>	<b>148,947</b>	<b>149,934</b>	<b>153,051</b>
营业利润	8,487	7,555	9,684	10,712	11,137	11,392	普通股股东权益	28,680	30,555	37,692	47,398	57,206	67,178
营业利润率	29.0%	23.9%	23.6%	25.4%	26.0%	25.9%	少数股东权益	28,037	30,152	32,492	36,992	41,692	46,392
营业外收支	430	-40	45	30	30	30	<b>负债股东权益合计</b>	<b>203,291</b>	<b>208,288</b>	<b>220,708</b>	<b>233,336</b>	<b>248,832</b>	<b>266,620</b>
税前利润	8,917	7,514	9,729	10,742	11,167	11,422	<b>比率分析</b>						
利润率	30.5%	23.7%	23.7%	25.5%	26.1%	25.9%		2016	2017	2018	2019E	2020E	2021E
所得税	-1,057	-955	-1,352	-1,396	-1,452	-1,485	<b>每股指标</b>						
所得税率	11.9%	12.7%	13.9%	13.0%	13.0%	13.0%	每股收益	0.577	0.476	0.643	0.714	0.739	0.772
净利润	7,860	6,559	8,377	9,345	9,716	9,937	每股净资产	4.226	4.503	5.554	6.985	8.430	9.899
少数股东损益	3,943	3,327	4,013	4,500	4,700	4,700	每股经营现金净流	2.810	2.673	2.832	3.075	3.184	3.300
归属于母公司的净利润	<b>3,916</b>	<b>3,232</b>	<b>4,364</b>	<b>4,845</b>	<b>5,016</b>	<b>5,237</b>	每股股利	0.200	0.170	0.230	0.240	0.250	0.260
净利率	13.4%	10.2%	10.6%	11.5%	11.7%	11.9%	<b>回报率</b>						
<b>现金流量表 (人民币百万元)</b>							净资产收益率	13.66%	10.58%	11.58%	10.22%	8.77%	7.80%
	2016	2017	2018	2019E	2020E	2021E	总资产收益率	1.93%	1.55%	1.98%	2.08%	2.02%	1.96%
净利润	7,860	6,559	8,377	9,345	9,716	9,937	投入资本收益率	6.26%	5.14%	6.03%	6.48%	6.17%	5.89%
少数股东损益	3,943	3,327	4,013	4,500	4,700	4,700	<b>增长率</b>						
非现金支出	6,132	6,709	7,594	7,386	7,392	7,713	主营业务收入增长率	-6.42%	8.11%	29.60%	2.91%	1.36%	2.96%
非经营收益	4,171	4,622	4,500	4,991	4,947	5,046	EBIT增长率	-14.74%	-11.74%	27.72%	12.99%	2.04%	2.55%
营运资金变动	903	250	-1,252	-859	-445	-305	净利润增长率	-27.84%	-17.47%	35.02%	11.03%	3.51%	4.41%
<b>经营活动现金净流</b>	<b>19,067</b>	<b>18,141</b>	<b>19,219</b>	<b>20,864</b>	<b>21,609</b>	<b>22,391</b>	总资产增长率	10.76%	2.46%	5.96%	5.72%	6.64%	7.15%
资本开支	-17,309	-11,644	-10,224	-17,428	-19,110	-21,510	<b>资产管理能力</b>						
投资	-6,414	-11	-3,229	-210	-295	-302	应收账款周转天数	31.1	35.3	39.1	47.0	48.0	49.0
其他	241	479	-249	150	200	170	存货周转天数	23.1	21.9	20.2	28.0	31.0	33.0
<b>投资活动现金净流</b>	<b>-23,482</b>	<b>-11,176</b>	<b>-13,702</b>	<b>-17,488</b>	<b>-19,205</b>	<b>-21,642</b>	应付账款周转天数	110.2	100.9	71.0	75.0	75.0	75.0
股权募资	3,031	1,954	5,499	6,470	6,469	6,479	固定资产周转天数	1,582.2	1,551.2	1,253.1	1,159.2	1,086.0	1,091.5
债权募资	10,695	2,600	1,908	-1,577	1,116	2,940	<b>偿债能力</b>						
其他	-11,280	-10,701	-10,426	-7,303	-7,288	-7,418	净负债/股东权益	209.44%	206.70%	180.87%	147.62%	124.33%	108.39%
<b>筹资活动现金净流</b>	<b>2,446</b>	<b>-6,147</b>	<b>-3,019</b>	<b>-2,410</b>	<b>297</b>	<b>2,001</b>	EBIT利息保障倍数	2.5	2.3	2.8	2.9	3.0	3.0
<b>现金净流量</b>	<b>-1,969</b>	<b>818</b>	<b>2,498</b>	<b>967</b>	<b>2,701</b>	<b>2,749</b>	资产负债率	72.10%	70.85%	68.20%	63.83%	60.26%	57.40%

来源：公司年报、国金证券研究所

**市场中相关报告评级比率分析**

日期	一周内	一月内	二月内	三月内	六月内
买入	0	9	11	11	24
增持	0	6	7	8	21
中性	0	1	1	1	5
减持	0	0	0	0	0
评分	<b>0.00</b>	<b>1.50</b>	<b>1.47</b>	<b>1.50</b>	<b>1.62</b>

来源：朝阳永续

**市场中相关报告评级比率分析说明：**

市场中相关报告投资建议为“买入”得 1 分，为“增持”得 2 分，为“中性”得 3 分，为“减持”得 4 分，之后平均计算得出最终评分，作为市场平均投资建议的参考。

最终评分与平均投资建议对照：

1.00 =买入； 1.01~2.0=增持； 2.01~3.0=中性  
3.01~4.0=减持

**投资评级的说明：**

买入：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 15%以上；  
 增持：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 5%—15%；  
 中性：预期未来 6—12 个月内变动幅度在 -5%—5%；  
 减持：预期未来 6—12 个月内下跌幅度在 5%以上。

**特别声明:**

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准,已具备证券投资咨询业务资格。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”(以下简称“国金证券”)所有,未经事先书面授权,任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发,或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发,需注明出处为“国金证券股份有限公司”,且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料,但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证,对由于该等问题产生的一切责任,国金证券不作出任何担保。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断,在不作事先通知的情况下,可能会随时调整。

本报告中的信息、意见等均仅供参考,不作为或被视为出售及购买证券或其他投资标的邀请或要约。客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突,而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品,使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况,以及(若有必要)咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议,国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保,在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下,国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易,并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告反映编写分析员的不同设想、见解及分析方法,故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致,且收件人亦不会因为收到本报告而成为国金证券的客户。

根据《证券期货投资者适当性管理办法》,本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于C3级(含C3级)的投资者使用;非国金证券C3级以上(含C3级)的投资者擅自使用国金证券研究报告进行投资,遭受任何损失,国金证券不承担相关法律责任。

此报告仅限于中国大陆使用。

**上海**

电话: 021-60753903

传真: 021-61038200

邮箱: researchsh@gjzq.com.cn

邮编: 201204

地址: 上海浦东新区芳甸路1088号

紫竹国际大厦7楼

**北京**

电话: 010-66216979

传真: 010-66216793

邮箱: researchbj@gjzq.com.cn

邮编: 100053

地址: 中国北京西城区长椿街3号4层

**深圳**

电话: 0755-83831378

传真: 0755-83830558

邮箱: researchsz@gjzq.com.cn

邮编: 518000

地址: 中国深圳福田区深南大道4001号

时代金融中心7GH