

# 国投电力 (600886)

## “小”而美，“壮”而行

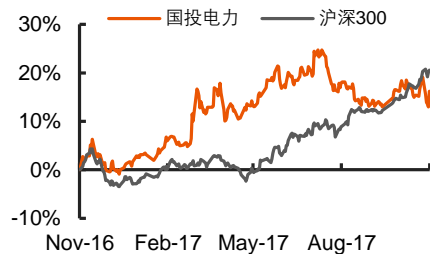
### 推荐 (首次)

现价: 7.55 元

#### 主要数据

行业	电力
公司网址	www.sdcpower.com
大股东/持股	国投公司/49.18%
实际控制人	国务院国有资产监督管理委员会
总股本(百万股)	6,786
流通 A 股(百万股)	6,786
流通 B/H 股(百万股)	0
总市值 (亿元)	512.34
流通 A 股市值(亿元)	512.34
每股净资产(元)	4.46
资产负债率(%)	71.60

#### 行情走势图



#### 证券分析师

**朱栋** 投资咨询资格编号  
S1060516080002  
021-20661645  
ZHUDONG615@PINGAN.COM.CN

#### 研究助理

**严家源** 一般从业资格编号  
S1060116100050  
021-20665162  
YANJIAYUAN712@PINGAN.COM.CN

请通过合法途径获取本公司研究报告，如经由未经许可的渠道获得研究报告，请慎重使用并注意阅读研究报告尾页的声明内容。

### 投资要点

#### 事项:

国投电力公布配股预案，按每10股配售不超过2.2股的比例向全体股东配售，拟募集70亿元用于向控股子公司雅砻江流域水电公司增资以建设两河口水电站和杨房沟水电站项目。

#### 平安观点:

- **五“大”四“小”之一，水、火双轮驱动：**公司作为国投集团旗下电力板块唯一的上市公司，以发电作为核心业务，是传统“五大四小”发电集团中的四“小”豪门之一。虽然在装机规模方面，公司与包括“五大四小”在内的其他电力央企相比而言并不占优势，但公司手握雅砻江这一黄金水段。随着“十二五”期间雅砻江下游各水电站相继投产运行，公司从“十二五”初期的以火电为主、水电为辅，到“十三五”初期已经发展成为以水电为主、水火并济的综合性电力上市公司。期间，雅砻江水电装机容量由 2011 年末的 330 万千瓦时增至 2016 年末的 1470 万千瓦时，年均复合增速 34.8%；公司控股装机容量也由 1276 万千瓦时增至 2928 万千瓦时，年均复合增速 18.1%。截止目前，公司水电控股装机容量 1672 万千瓦，为国内水电装机规模第二大的上市公司，仅次于拥有三峡、溪洛渡、向家坝电站的长江电力。
- **水电为腿，下盘稳健：**公司旗下水电资产有三：雅砻江水电、国投大朝山、国投小三峡。其中，公司持股 52% 的雅砻江流域水电开发公司（原二滩水电开发公司）是全国第三大水电基地——雅砻江的全流域唯一水电开发主体，具有合理开发及统一调度等突出优势。随着下游各电站在 2011-2016 年期间陆续投运，雅砻江水电的装机容量在公司总装机中的占比由 25.9% 增长到 50.2%，发电量占比由 21.9% 增至 58.9%，营业收入占比由 16.1% 增长到 56.7%；2016 年煤价暴涨导致火电板块净利润大幅下滑至 2.78 亿元，雅砻江水电贡献了公司全部净利润的 93.2%。2021 年起，中游电站的陆续投产将给公司带来新一波的增长。在市场竞争加剧和面临较大节能

	2015A	2016A	2017E	2018E	2019E
营业收入(百万元)	31280	29271	32875	35782	37284
YoY(%)	-5.1	-6.4	12.3	8.8	4.2
净利润(百万元)	5428	3916	3686	4526	4776
YoY(%)	-3.0	-27.8	-5.9	22.8	5.5
毛利率(%)	52.2	48.4	42.1	43.7	43.5
净利率(%)	17.4	13.4	11.2	12.6	12.8
ROE(%)	19.7	13.9	11.4	12.6	12.0
EPS(摊薄/元)	0.80	0.58	0.54	0.67	0.70
P/E(倍)	9.4	13.1	13.9	11.3	10.7
P/B(倍)	1.9	1.8	1.7	1.5	1.4

环保压力的背景下，公司的装机结构从火电为主切换到以水电为主后优势明显，减少了受经济周期影响的程度，提高了抗风险的能力。对比 11 家发电央企旗下核心上市公司在 2016 年的经营情况，可以看到国投电力在营业利润率和 ROE 两个关键指标上仅次于长江电力，在“五大四小”中处于领先地位，优于传统的火电企业和以核电为主营业务的中广核电力、中国核电。水电板块的高利润率确保了公司稳定的持续盈利能力，且上网电量的消纳、税收政策的优惠得到政策保障。

- **火电作臂，蓄势待发：**随着雅砻江下游水电开发进入尾声，水电投运进入停滞期；此时火电不断有新机组投产运行，推动公司装机容量、发电量、营业收入保持稳定增长。2015-2017 年，宣城 66 万千瓦、钦州 2×100 万千瓦、湄洲湾二期 2×100 千瓦相继并网发电，2018 年北疆二期 2×100 万千瓦预计也将顺利投产。而火电板块的盈利能力，将有望伴随燃煤机组标杆上网电价的上调、煤价的回落企稳及设备利用小时数的止跌回升而得以改善和提升。
- **“风光水互补”，再造一条雅砻江：**公司坚持走可再生能源发展之路，在快速推进两河口、杨房沟等雅砻江中游水电站建设的同时，提出了打造雅砻江流域风光水互补清洁能源示范基地的长期规划。该项目已被列入国家和四川省的能源发展“十三五”规划的重点工作计划之中，可以确保公司在“十三五”和“十四五”期间继续稳健成长。
- **投资建议：**基于公司水电板块稳定的持续盈利能力，以及火电板块触底反弹的大幅改善预期，我们预计公司 17/18/19 年 EPS 分别为 0.54/0.67/0.70 元/股，对应 11 月 17 日收盘价 PE 分别 13.9/11.3/10.7 倍。对比主要水电上市公司，国投电力的估值水平低于其他可比公司，首次覆盖给予“推荐”评级。
- **风险提示：**政策推进不及预期；流域来水大幅减少；煤炭价格继续上涨。

# 正文目录

<b>一、五“大”四“小”之一，水、火双轮驱动</b>	6
1.1 装机规模落后其他五“大”三“小”	6
1.2 水、火交融，阴阳调和	8
<b>二、水电为腿，下盘稳健</b>	12
2.1 下游，雅砻江的现在时	13
2.2 中游，雅砻江的将来时	14
2.3 政策接连出台，解决后顾之忧	16
<b>三、火电作臂，蓄势待发</b>	18
3.1 水电停火电补，持续新增投产	18
3.2 火电触底，开启反弹之路	19
3.3 电价上调提前开启，改善火电盈利	22
3.4 煤电联动启动在即	24
<b>四、“风光水互补”，再造一条雅砻江</b>	27
4.1 我国首个全流域“风光水互补”清洁能源基地	27
4.2 水电，风电、光伏的完美搭档	29
<b>五、投资建议</b>	30
<b>六、风险提示</b>	31

## 图表目录

图表 1	国投电力股权结构 (3Q17), 长江电力、证金新晋第二、三大股东 .....	6
图表 2	2016 年电力收入约占总营业收入的 99%.....	6
图表 3	2016 年电力成本约占总营业成本的 97%.....	6
图表 4	11 家发电央企 2016 年发电量及装机容量 .....	7
图表 5	装机容量在“五大四小”旗下可比公司中处于下游 (单位: 亿千瓦) .....	7
图表 6	发电量在“五大四小”旗下可比公司中处于下游 (单位: 亿千瓦时) .....	8
图表 7	2011 年不同电源种类装机容量占比 .....	8
图表 8	2016 年不同电源种类装机容量占比 .....	8
图表 9	公司销售毛利率与行业均值对比 .....	9
图表 10	公司销售净利率与行业均值对比 .....	9
图表 11	公司 ROE 与行业均值对比 .....	9
图表 12	公司 ROA 与行业均值对比 .....	9
图表 13	公司近 3 年不同电源类型毛利率 .....	9
图表 14	11 家发电央企核心上市平台 2016 年营业利润率对比 .....	10
图表 15	11 家发电央企核心上市平台 2016 年 ROE 对比 .....	10
图表 16	“十二五”期间投产电力工程项目概算单位造价 (元/kW) .....	11
图表 17	“十二五”期间投产水电、火电工程项目决算造价对比 .....	11
图表 18	全国十三大水电基地规划 .....	12
图表 19	雅砻江流域图 .....	12
图表 20	雅砻江干流梯级电站纵剖面图 .....	13
图表 21	雅砻江水电下游电站投产时间 .....	13
图表 22	2011-2016 年雅砻江水电装机容量占比 .....	14
图表 23	2011-2016 年雅砻江水电发电量占比 .....	14
图表 24	2011-2016 年雅砻江水电营业收入占比 .....	14
图表 25	2011-2016 年雅砻江水电净利润占比 .....	14
图表 26	雅砻江水电中游电站规划 .....	15
图表 27	2020-2025 年雅砻江水电装机容量预测 .....	15
图表 28	2020-2025 年雅砻江水电年发电量预测 .....	15
图表 29	2012-2016 年四川、云南两省弃水电量 .....	16
图表 30	2014-2016 年雅砻江水电增值税返还占净利润的 12.8%-19.0% .....	18
图表 31	2014-2016 年国投大朝山增值税返还占净利润的 5.2%-16.3% .....	18
图表 32	2012-2016 年公司水电、火电新增装机容量及 2017-2018 年预测值 .....	19
图表 33	2012-2016 年公司水电、火电发电量及 2017-2018 年预测值 .....	19
图表 34	2017 年上半年火电平均利用小时同比增速由负转正 .....	20
图表 35	2017 年上半年水电利用小时同比下降 8.7% .....	21
图表 36	2017 年上半年水电发电量同比下降 4.2% .....	21

图表 37 各省煤电调控规模、各省煤电机组停建及缓建名单（第一批） .....	21
图表 38 2017 年燃煤机组标杆上网电价调整系列政策 .....	22
图表 39 各地区电价上调幅度 .....	23
图表 40 公司旗下火电企业 2017 年收入增幅测算 .....	24
图表 41 2015 年 1 月-2017 年 10 月全国电煤价格指数 .....	25
图表 42 2017 年环渤海动力煤价格指数 .....	25
图表 43 2017 年秦皇岛港动力煤平仓价（元/吨） .....	25
图表 44 2014-2017 年全国各地区燃煤发电机组标杆上网电价（元/千瓦时） .....	26
图表 45 雅砻江流域风光水互补清洁能源基地电力送出示意图 .....	28
图表 46 雅砻江流域风光水互补清洁能源示范基地大事记 .....	28
图表 47 雅砻江流域风光水互补清洁能源示范基地试点项目投产规划 .....	29
图表 48 “风光水” 互补发电系统结构示意图 .....	29
图表 49 龙羊峡水光互补系统协调运行曲线 .....	30
图表 50 公司与主要水电上市公司盈利预测及估值对比 .....	31

## 一、五“大”四“小”之一，水、火双轮驱动

国投电力控股股份有限公司是由中国石化湖北兴化股份有限公司与国家开发投资公司进行资产置换后变更登记设立的股份有限公司。湖北兴化是由中国石化集团荆门石油化工总厂于 1989 年 2 月独家发起设立，1996 年 1 月 18 日在上海证券交易所挂牌交易。2002 年 4 月 28 日，湖北兴化与国开投公司签订《资产置换协议》，湖北兴化以所拥有的全部资产与全部负债与国开投公司持有的电厂权益资产进行整体置换，国开投公司成为湖北兴化第一大股东，湖北兴化的经营范围由石油行业转为电力行业。2002 年 12 月，湖北兴化名称变更为国投华靖电力控股股份有限公司。2009 年 3 月，国投电力与国开投公司签订《国家开发投资公司与国投华靖电力控股股份有限公司之股份认购暨资产收购协议》，国投电力以非公开发行的 A 股股票作为对价收购国开投公司持有的国投电力有限公司 100% 股权。2012 年 2 月 28 日，公司名称变更为国投电力控股股份有限公司。公司的母公司为国家开发投资公司，实际控制人为国务院国有资产监督管理委员会。

图表1 国投电力股权结构（3Q17），长江电力、证金新晋第二、三大股东

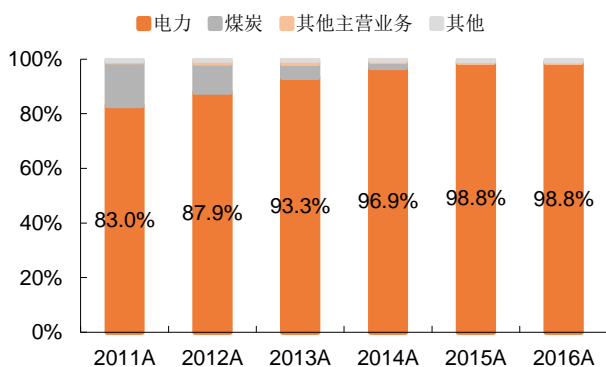


资料来源:公司公告, 平安证券研究所

### 1.1 装机规模落后其他五“大”三“小”

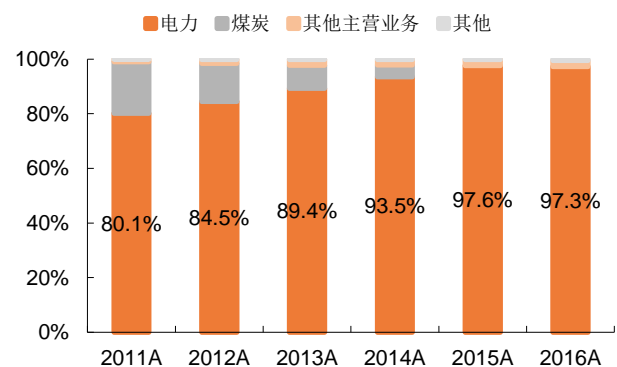
国投电力的经营范围主要包括投资建设、经营管理以电力生产为主的能源项目，发电业务为公司的核心业务，在煤炭业务被剥离后，已经占到公司营业总收入的 98% 以上。

图表2 2016 年电力收入约占总营业收入的 99%



资料来源:公司公告, 平安证券研究所

图表3 2016 年电力成本约占总营业成本的 97%



资料来源:公司公告, 平安证券研究所

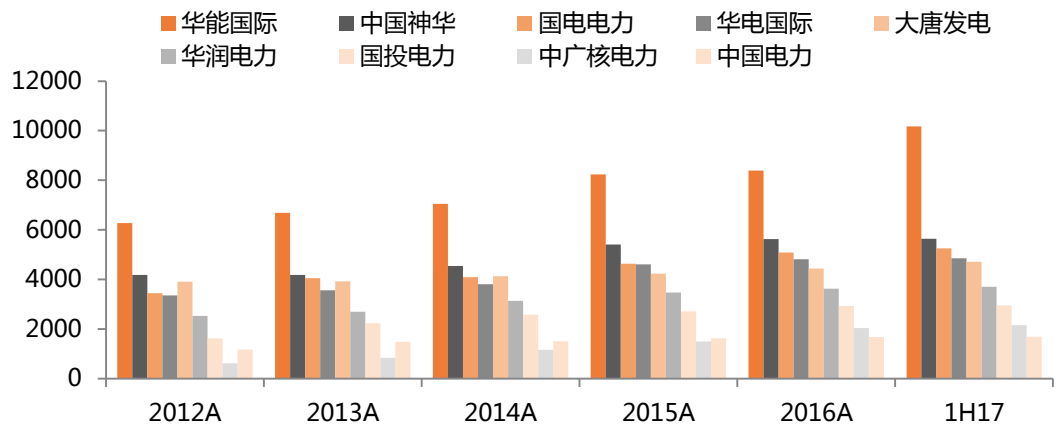
从集团层面来看，国投作为传统“五大四小”发电集团中的四“小”豪门之一，装机容量及发电量均落后于其他 8 家发电集团；即使在 11 家发电央企中，也仅高于中核集团。而从上市公司层面来看，国投电力的装机容量及发电量高于中广核集团旗下的中广核电力（01816.HK）及国电投集团旗下的中国电力（02380.HK）。

图表4 11 家发电央企 2016 年发电量及装机容量

集团	发电量 (亿千瓦时)	装机容量 (万千瓦)	火电装机 (万千瓦)	水电装机 (万千瓦)	核电装机 (万千瓦)	风电装机 (万千瓦)	光伏装机 (万千瓦)
华能	6108	16554	12662	2104	0	1632	157
国电	5052	14296	9932	1699	0	2583	82
华电	4919	14287	10158	2681	0	1237	211
大唐	4700	13228	9405	2379	0	1356	89
国电投	3969	11663	7146	2160	448	1198	712
神华	3303	8305	7524	13	0	736	33
三峡	2626	6903	246	5882	0	547	228
中广核	1788	4371	923	158	2038	1063	189
华润	1968	3618	3114	28	0	463	13
国投	1266	2928	1176	1672	0	68	13
中核	870	1325	0	0	1325	0	0

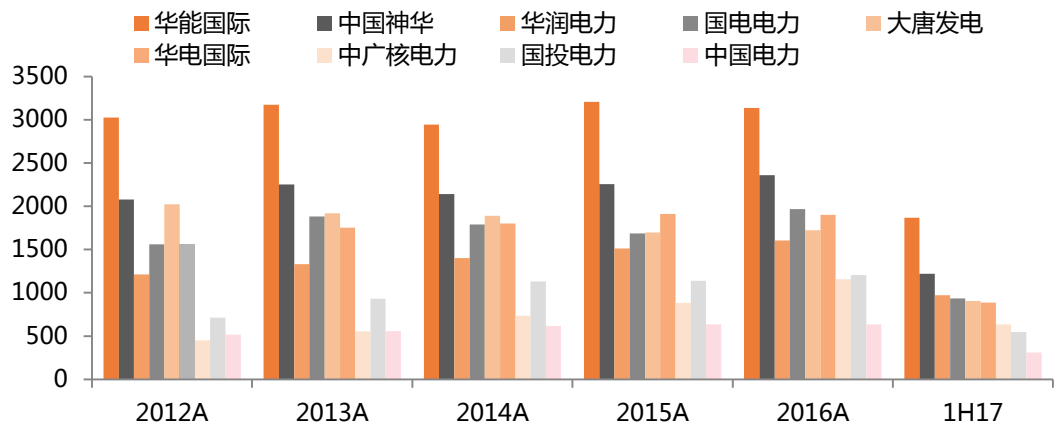
资料来源：公司公告，平安证券研究所 注：未考虑国电、神华合并

图表5 装机容量在“五大四小”旗下可比公司中处于下游（单位：亿千瓦）



资料来源：公司公告，平安证券研究所

图表6 发电量在“五大四小”旗下可比公司中处于下游（单位：亿千瓦时）



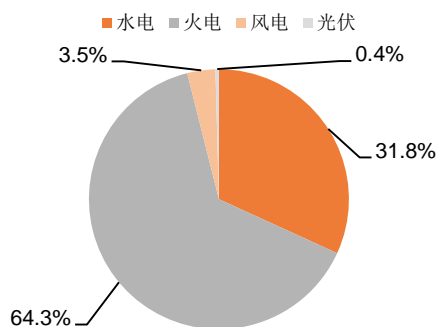
资料来源：公司公告，平安证券研究所

## 1.2 水、火交融，阴阳调和

虽然在装机规模方面，国投电力与包括“五大四小”在内的其他电力央企相比而言并不占优势，但公司手握雅砻江这一黄金水段，在整个“十二五”期间走出了一条与众不同的发展之路。

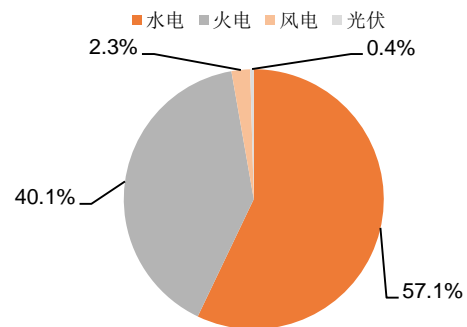
从装机结构来看，“十二五”初期的国投电力以火电为主、水电为辅，火电、水电在控股装机容量中的占比分别为 64.3%、31.8%。随着 2012 年雅砻江下游水电拉开投产序幕，240 万千瓦的官地、360 万千瓦的锦屏一级、480 万千瓦的锦屏二级、60 万千瓦的桐子林等电站相继建成投入运行，2013 年末水电装机容量即超过火电；经过五年的发展，到“十三五”初期，公司已经成为一家以水电为主、水火并济、风光互补的综合电力上市公司，水电控股装机为 1672 万千瓦，占公司总装机容量的 57.1%，为国内水电装机规模第二大的上市公司，仅次于拥有三峡、溪洛渡、向家坝电站的长江电力。

图表7 2011 年不同电源种类装机容量占比



资料来源：公司公告，平安证券研究所

图表8 2016 年不同电源种类装机容量占比



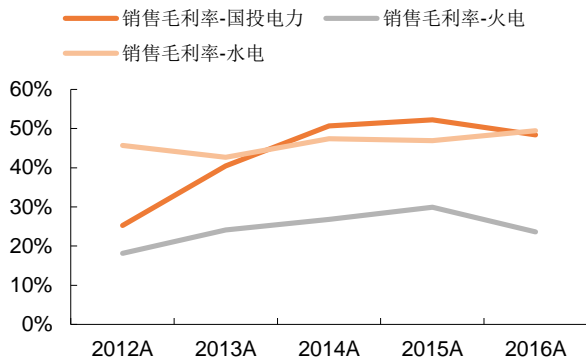
资料来源：公司公告，平安证券研究所

从盈利能力来看，在市场竞争加剧和面临较大节能环保压力的背景下，公司的装机结构从火电为主切换到以水电为主后优势明显，受经济周期的影响较小，抗风险的能力更强。就核心财务指标而言，火电和水电行业销售毛利率近 5 年平均值分别为 24.5%、46.4%，而国投电力 ROE 近 5 年平均值为 43.4%，接近水电均值，大幅高于火电均值；火电和水电行业销售净利率近 5 年平均值分别为 11.0%、29.7%，而国投电力 ROE 近 5 年平均值为 23.8%，同样大幅高于火电均值；火电和水电行业 ROA 近 5 年平均值分别为 3.7%、6.1%，而国投电力 ROE 近 5 年平均值为 4.2%，处于两者之间；火电



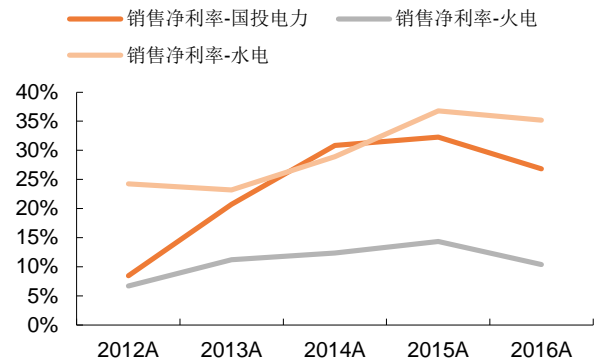
和水电行业 ROE 近 5 年平均值分别为 12.3%、13.1%，而国投电力 ROE 近 5 年平均值为 17.0%，体现了公司优异的盈利能力。

图表9 公司销售毛利率与行业均值对比



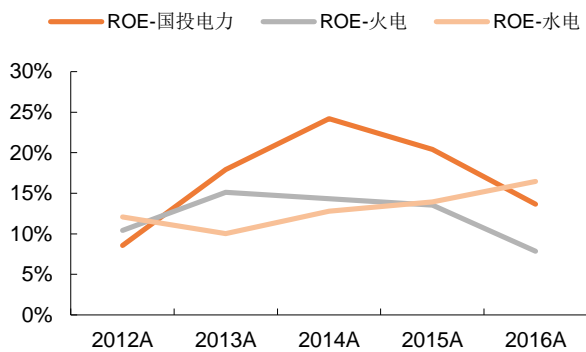
资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表10 公司销售净利率与行业均值对比



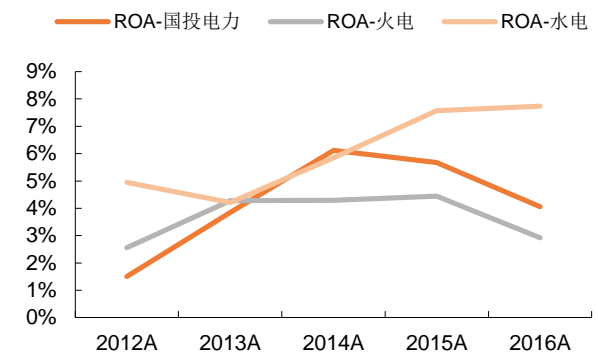
资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表11 公司 ROE 与行业均值对比



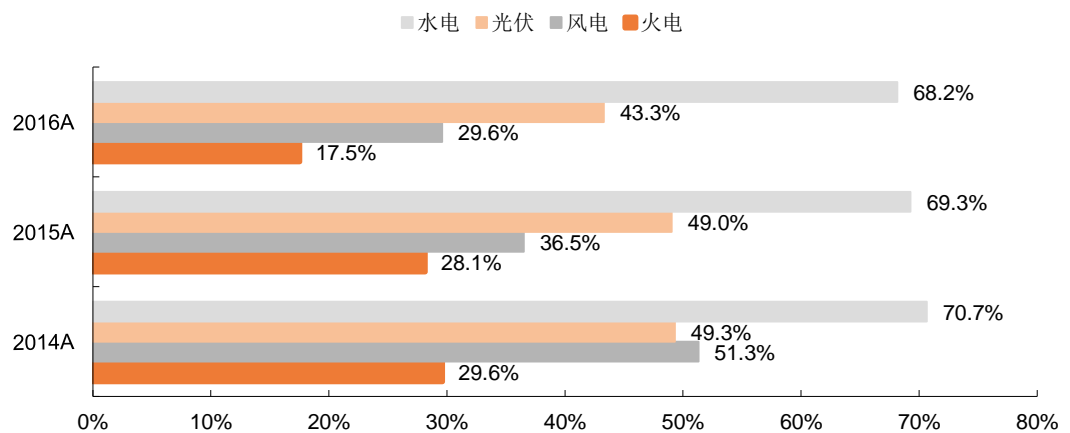
资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表12 公司 ROA 与行业均值对比



资料来源: Wind, 平安证券研究所

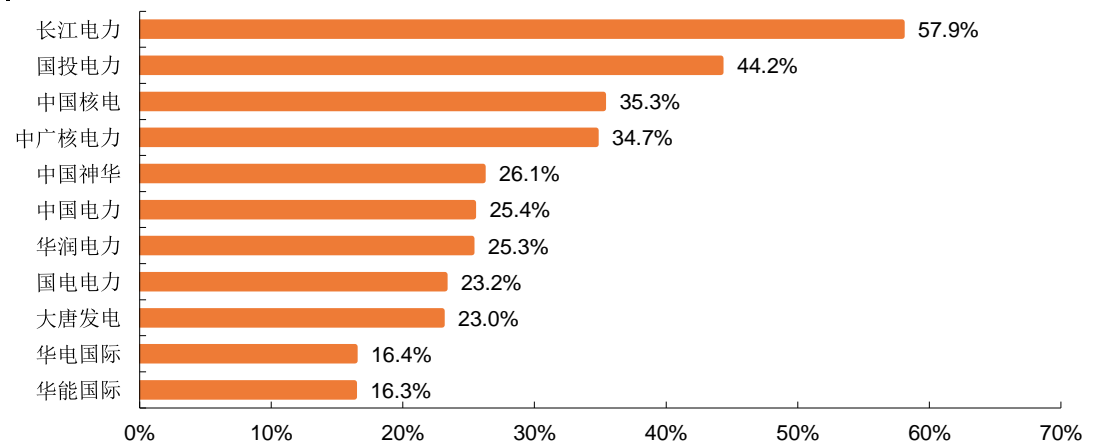
图表13 公司近 3 年不同电源类型毛利率



资料来源: 公司公告, 平安证券研究所

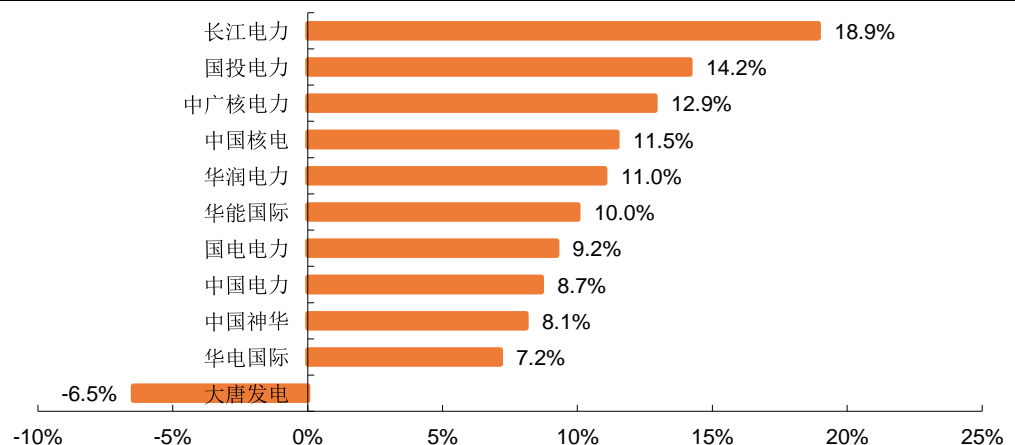
对比 11 家发电央企旗下核心上市公司 2016 年的经营状况,可以看到国投电力在营业利润率和 ROE 两个关键指标上仅次于长江电力,在“五大四小”中处于领先地位,优于传统的火电企业和以核电为主营业务的中广核电力、中国核电。

图表14 11家发电央企核心上市平台 2016年营业利润率对比



资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表15 11家发电央企核心上市平台 2016年 ROE 对比



资料来源: Wind, 平安证券研究所

通过以上对比可以发现,水电的盈利能力明显优于火电,那么是否应该放弃火电全盘倒向水电呢?

答案是否定的。对比水电与火电的特点,简要分析部分原因如下:

(1) 水电的主要缺点

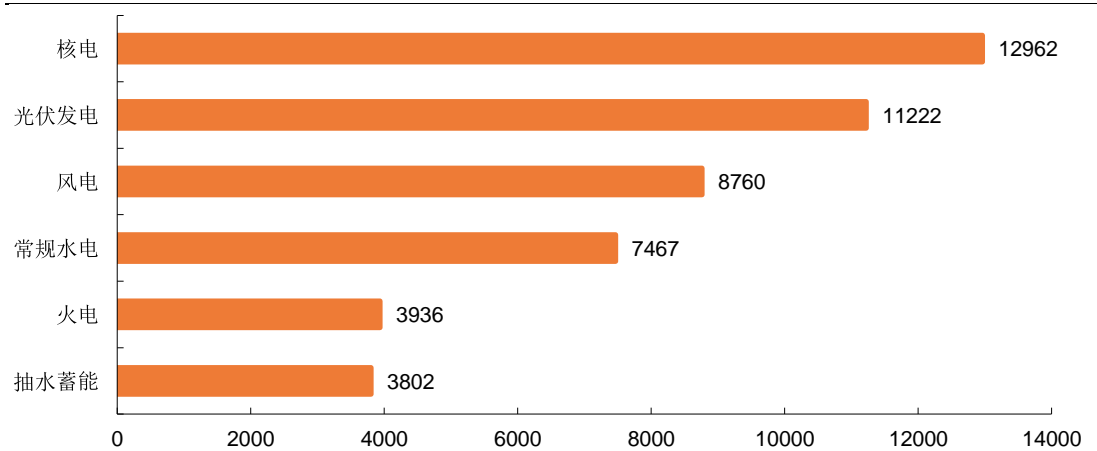
- 建设工期较长:发电工期 8 年,总工期 10 年左右,前期投资较大;
- 单位造价较高:根据 2017 年 10 月 24 日国家能源局发布的《“十二五”期间投产电力工程项目造价分析》,“十二五”期间投产的常规水电工程的概算单位造价为 7467 元/千瓦,决算单位造价水平呈上升趋势,经济性逐步下降;
- 位置受限:距负荷中心较远,需大量电网配套建设;
- 环境影响难以控制:大型水库容易产生自然环境、地质环境、生态环境、社会人文等复杂的问题。

(2) 火电的主要优点

- 建设工期较短：发电工期 3 年左右，总工期 5 年左右；
- 单位造价较低：《“十二五”期间投产电力工程项目造价分析》中的数据显示，“十二五”统计期投产火电工程项目的概、决算单位造价分别为 3936、3746 元/千瓦，与“十一五”期间基本持平；
- 位置灵活：可以设置在距离负荷中心较近的地方；
- 环境影响容易控制：大型燃煤机组的热效率较高，且通过安装脱硫脱硝除尘等环保装置可以有效控制污染物的排放。

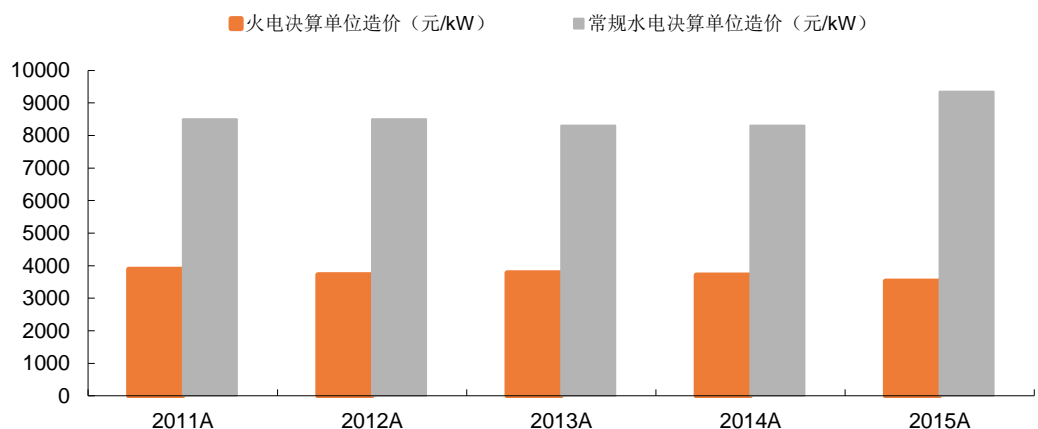
因此，建设火电机组对于以煤炭作为主要化石能源来源的国内发电企业而言，仍是短期内做大规模、维持行业地位的重要方式；而火电的业绩弹性特点将在本文之后第三章中进行阐述。

图表16 “十二五”期间投产电力工程项目概算单位造价（元/kW）



资料来源: 国家能源局, 平安证券研究所

图表17 “十二五”期间投产水电、火电工程项目决算造价对比



资料来源: 国家能源局, 平安证券研究所

## 二、水电为腿，下盘稳健

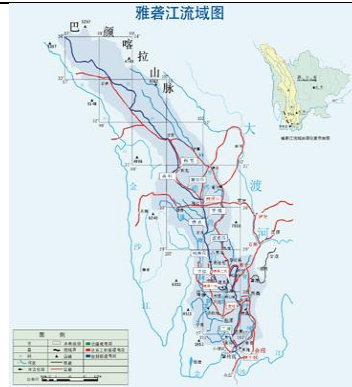
国投电力旗下水电资产有三：雅砻江水电、国投大朝山、国投小三峡。其中，公司持股 52% 的雅砻江流域水电开发公司（原二滩水电开发公司）是雅砻江流域唯一水电开发主体，具有合理开发及统一调度等突出优势。雅砻江流域水量丰沛、落差集中、水电淹没损失小，规模优势突出，梯级补偿效益显著，兼具消纳和移民优势，经济技术指标优越。雅砻江干流规划开发 22 级电站，规划可开发装机容量 3000 万千瓦，在全国规划的十三大水电基地中，装机规模排名第三。

图表18 全国十三大水电基地规划



资料来源:北极星电力网, 平安证券研究所

图表19 雅砻江流域图



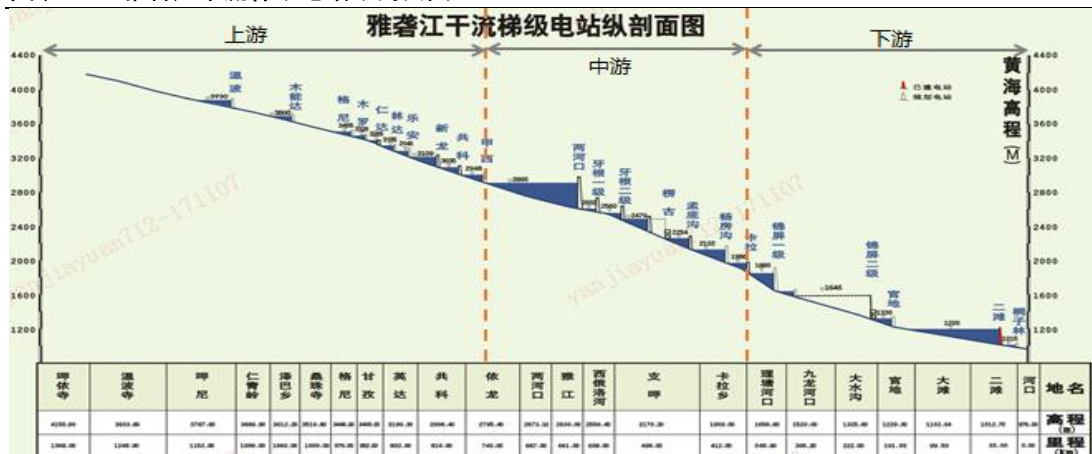
资料来源:公司公告, 平安证券研究所

根据公司的战略规划，雅砻江流域水电开发分为四个阶段：

- 第一阶段：2000 年前，开发建设二滩水电站，实现投运装机规模 330 万千瓦，奠定雅砻江流域水电开发基础。
- 第二阶段：2015 年前，建成锦屏一级、二级水电站、官地水电站、桐子林水电站，全面完成雅砻江下游梯级水电站开发，公司拥有的发电能力由 330 万千瓦提升至 1470 万千瓦，规模效益和梯级补偿效益初步显现；基本形成现代流域梯级电站群的雏形。
- 第三阶段：2025 年以前，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 个中游主要梯级电站，实现新增装机 800 万千瓦左右，拥有的发电能力达到 2300 万千瓦以上。
- 第四阶段：全流域项目开发填平补齐，雅砻江流域水电开发全面完成，公司拥有发电能力达到 3000 万千瓦左右。

截止 2016 年末，雅砻江水电已投产装机容量 1470 万千瓦。其中下游桐子林水电站投产发电，锦屏一级、锦屏二级、官地水电站已全部建成，二滩水电站已安全运行十多年，雅砻江流域开发战略第二阶段圆满收官；中游两河口水电站、杨房沟水电站相继核准开工，卡拉、牙根一级、牙根二级、楞古、孟底沟 5 个水电站前期工作有序推进；上游“一库十级”规划工作已启动。雅砻江流域开发建设重心向中上游全面转移，流域水能资源开发第三、第四阶段战略已布局启动。

图表20 雅砻江干流梯级电站纵剖面图



资料来源:公司公告, 平安证券研究所

## 2.1 下游, 雅砻江的现在时

自 2005 年底下游的锦屏一级等水电站陆续开工建设以来, 经过七年时间, 2012 年官地、锦屏二级、接连投产; 十年之后的 2016 年初, 桐子林水电站第四台机组的投产为雅砻江下游的开发画上了一个完美的句号。2012 年-2016 年, 是雅砻江水电的第一个黄金五年, 也是国投电力的一个高速发展阶段。期间, 雅砻江水电装机容量由 2011 年末的 330 万千瓦时增至 2016 年末的 1470 万千瓦时, 年均复合增速 34.8%; 公司控股装机容量也由 1276 万千瓦时增至 2928 万千瓦时, 年均复合增速 18.1%。

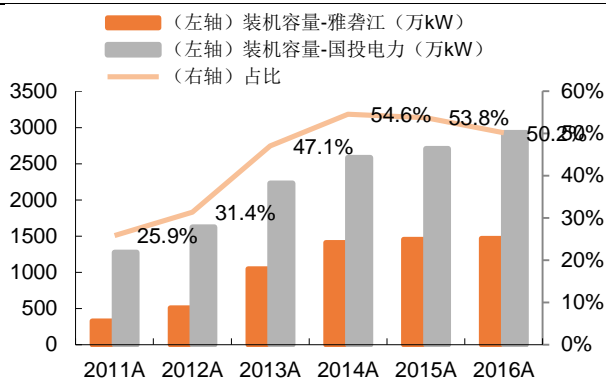
图表21 雅砻江水电下游电站投产时间

区段	电站名称 (从下至上)	装机容量 (万 kW)	装机结构 (万 kW)	多年平均年发电量 (亿 kWh)	开工	首机投产	全部投产
下游	桐子林	60	4×15	30	2010 年 10 月	2015 年 10 月	2016 年 3 月
	二滩	330	6×55	170	1991 年 9 月	1998 年 7 月	1999 年 12 月
	官地	240	4×60	118	2010 年 10 月	2012 年 3 月	2013 年 3 月
	锦屏二级	480	8×60	242	2007 年 1 月	2013 年 1 月	2014 年 11 月
	锦屏一级	360	6×60	166	2005 年 11 月	2013 年 8 月	2014 年 7 月
	合计	1470		726			

资料来源: 公司公告, 平安证券研究所

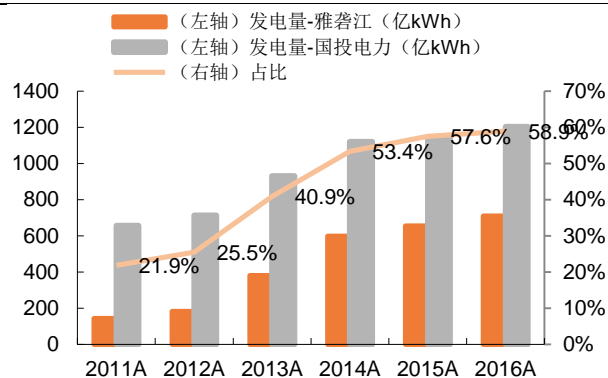
在这黄金五年间, 雅砻江水电的装机容量在国投电力总装机容量中的占比由 2011 年末的 25.9% 增长到 2016 年末的 50.2%, 发电量占比由 2011 年的 21.9% 增至 2016 年的 58.9%。而国投电力营业收入中雅砻江水电的贡献度也由 2011 年的 16.1% 增长到 2016 年的 56.7%; 2016 年煤价暴涨导致火电板块净利润大幅下滑至 2.78 亿元, 雅砻江水电贡献了公司全部净利润的 93.2%, 其对公司持续盈利所起到的基础性支持作用可见一斑。水电, 尤其是雅砻江水电, 对于国投电力而言不啻为支撑其稳健前行的双腿。

图表22 2011-2016年雅砻江水电装机容量占比



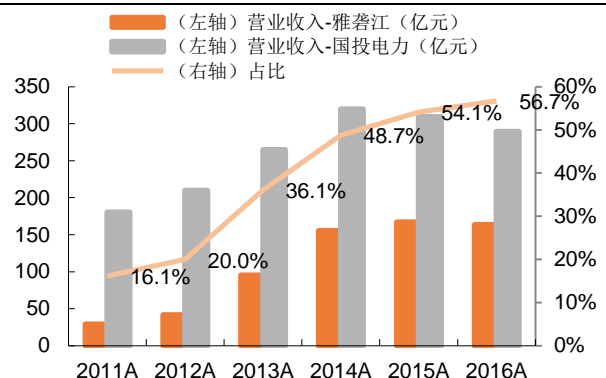
资料来源:公司公告, 平安证券研究所

图表23 2011-2016年雅砻江水电发电量占比



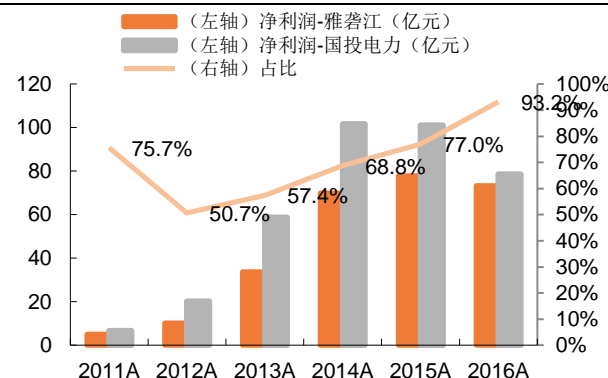
资料来源:公司公告, 平安证券研究所

图表24 2011-2016年雅砻江水电营业收入占比



资料来源:公司公告, 平安证券研究所

图表25 2011-2016年雅砻江水电净利润占比



资料来源:公司公告, 平安证券研究所

## 2.2 中游, 雅砻江的将来时

雅砻江中游已经开工建设的有两河口、杨房沟水电站, 卡拉、牙根一级、牙根二级、楞古、孟底沟五个水电站正处于前期工作阶段。

两河口水电站位于四川省甘孜藏族自治州雅江县境内的雅袭江干流上, 电站建于雅砻江与庆大河、鲜水河分别交汇的地方, 特殊的水系位置使电站恰好势成“一坝锁三江”, 是雅砻江中下游的“龙头”水库。两河口水电站安装 6 台 50 万千瓦混流式水轮发电机组, 总装机容量 300 万千瓦, 年发电量 110 亿千瓦时。水库正常蓄水位 2865 米, 死水位 2785 米, 总库容 107.67 亿立方米, 调节库容 65.6 亿立方米, 具有多年调节能力。水库建成后除增加雅砻江中、下游梯级电站多年平均年发电量外, 补偿效益还可以延伸到金沙江干流下游段的乌东德、白鹤滩、溪洛渡、向家坝, 以及长江干流三峡及葛洲坝水电站。项目已于 2014 年 10 月开工建设, 预计 2021 年底实现首台机组发电, 2023 年全部建成投产。

杨房沟水电站位于四川省凉山州木里县境内, 电站安装 4 台 37.5 万千瓦混流式水轮发电机组, 总装机容量 150 万千瓦, 与上游两河口水库电站联合运行时年均发电量 68.557 亿千瓦时。水库正常蓄水位 2094 米, 死水位 2088 米, 总库容 5.12 亿立方米, 调节库容 0.5385 亿立方米, 单独运行时具有日调节能力, 与两河口水库电站联合运行时具有年调节能力。项目已于 2015 年 7 月开工建设, 工程建设总工期 95 个月。

卡拉水电站坝址位于四川省凉山彝族自治州木里藏族自治县境内，电站总装机容量 102 万千瓦（4 台 25.5 万千瓦）。水库正常蓄水位 1987 米，相应库容 2.38 亿立方米，死水位 1982 米，调节库容 0.37 亿立方米，具有日调节性能。项目已于 2015 年通过环保部环评审批，其开工建设被列入《水电发展“十三五”规划》的重点任务之中。

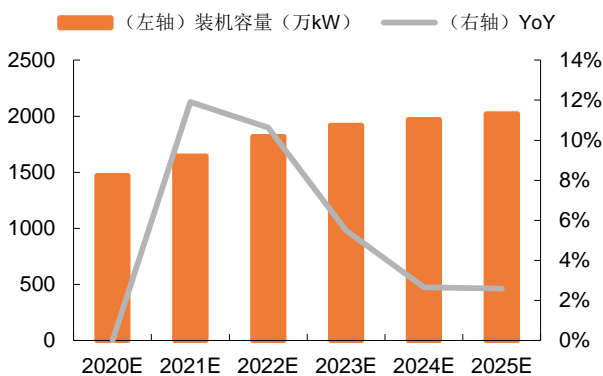
图表26 雅砻江水电中游电站规划

区段	电站名称 (从下至上)	装机容量 (万 kW)	装机结构 (万 kW)	多年平均年发电量 (亿 kWh)	开工	首机投产	全部投产
中游	卡拉	102	4×25.5	46			
	杨房沟	150	4×37.5	69	2015 年 7 月	2021 年底 (预计)	2022 年 (预计)
	孟底沟	240	4×60	100			
	楞古	259.5	6×42.5+5.5	115			
	牙根二级	108	4×27	45			
	牙根一级	26	4×6.5	11			
	两河口	300	6×50	110	2014 年 10 月	2021 年底 (预计)	2023 年 (预计)
	合计	1186		496			

资料来源：公司公告，环保部，平安证券研究所

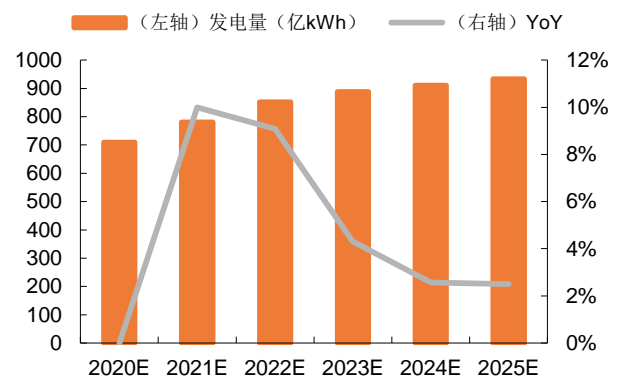
假设卡拉水电站 2024 年首台机组投产、2025 年全部竣工；两河口、杨房沟、卡拉按照每年 2 台机组的进度投产；不考虑其他中、上游水电站新增投产；新投产机组当年发电量按设计多年平均发电量折半计算，则到 2025 年末雅砻江水电的装机容量将从 2020 年末的 1470 万千瓦增长至 2022 万千瓦，增幅 37.6%，年均复合增速 6.6%；年发电量由 709.9 亿千瓦时增至 934.0 亿千瓦时，增幅 31.6%，年均复合增速 5.6%。

图表27 2020-2025 年雅砻江水电装机容量预测



资料来源：公司公告，平安证券研究所

图表28 2020-2025 年雅砻江水电年发电量预测



资料来源：公司公告，平安证券研究所

2017 年 11 月 10 日，国投电力公布了配股预案，按每 10 股配售不超过 2.2 股的比例向全体股东配售，拟募集 70 亿元用于向雅砻江流域水电增资以建设两河口水电站和杨房沟水电站项目。雅砻江中游的项目建设有望迎来新的高峰。

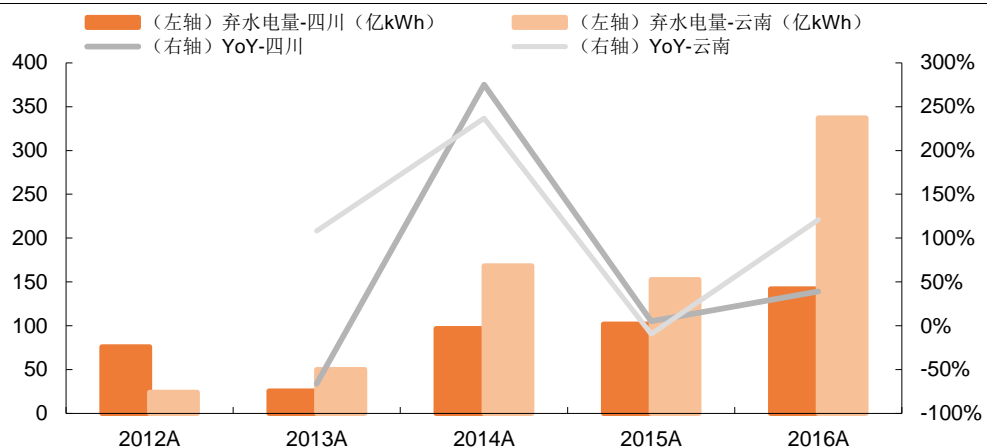
## 2.3 政策接连出台，解决后顾之忧

大型水电工程在开发建设过程中可能会遇到资金投入、建设技术、开发经济性、生态环境、移民安置、工程建设影响、梯级开发累积性影响等问题，而已投产运营的水电站面对的主要问题则是弃水、税负两大难题。对此，有关部门在今年接连出台了一系列政策方案，力图解决水电发展的后顾之忧。

### ■ 2.3.1 两部委联合发文，推动西南水电消纳

2017年7月由电力规划设计总院发布的《中国电力发展报告2016》显示，2016年，我国弃水电量501亿千瓦时，仅四川、云南两省的弃水电量就达到全国总弃水电量的95.6%；以2016年末四川、云南两省7231万和5998万千瓦的装机容量计算，相当于减少了379小时的发电设备利用小时数。其中，四川电网调峰弃水电量约为142亿千瓦时，相当于四川省全年居民生活用电量的40%左右。而且因为统计口径差异的问题，实际弃水量可能远高于公布的数值。据界面新闻从接近国网四川省电力公司的知情人士处获悉，2016年四川电网的弃水电量约为260亿千瓦时，且仅为纳入四川主网统调水电的“弃水”电量，并不包含未纳入主网统调的部分水电站。

图表29 2012-2016年四川、云南两省弃水电量



资料来源：国家能源局，北极星电力网，平安证券研究所 注：四川统计为省调（不含国调厂）水电站调峰弃水电量

2017年10月24日，国家发改委、能源局发布了《关于促进西南地区水电消纳的通知》（发改运行[2017]1830号），要求有效解决西南地区弃水问题，实现水电资源的充分利用和优化配置，推进能源结构转型升级。通知中的十条举措直击西南地区弃水痛点：

- 第一条：加强规划统筹，保持水电、风电、太阳能等合理发展规模；
- 第二、三、四条：加快水电送出输电通道建设，尽快建成“十三五”规划的滇西北至广东±800千伏直流输电工程，开工四川水电外送江西特高压直流输电工程、乌东德电站送电广东广西输电工程，“十三五”期间新增四川送电能力2000万千瓦以上、新增云南送电能力1300万千瓦以上；
- 第五条：加快推进龙头水库建设，加快雅砻江两河口、大渡河双江口水电站建设，推动金沙江龙盘水电站开工；
- 第六条：调整富余水电消纳的价格机制，富余水电通过参与受电地区市场竞价扩大外送比例；
- 第七条：完善跨省跨区输配电价机制，云南降低省内500千伏输电价格，采取两部制方式完善跨省跨区输配电价机制；
- 第八、九、十条：建立健全市场化消纳机制、制定鼓励水电消纳的节能绿色低碳政策、优化流域水库群联合调度。



2017年11月13日,国家发改委、能源局印发《解决弃水弃风弃光问题实施方案》(发改能源[2017]1942号),明确提出“2017年云南、四川水能利用率力争达到90%左右”这一目标,预计将带来两省水电设备利用小时数的明显改善,提升水电发电量。根据11月14日国家能源局综合司发布的《关于2017年前三季度缓解弃水弃风弃光状况的通报》,前三季度四川、云南两省的弃水电量分别为123.8、240.5亿千瓦时,水能利用率为88.0%、87.3%;因为四川统计为省调(不含国调厂)水电站调峰弃水电量,而以水能利用率测算四川省实际弃水电量为318.2亿千瓦时。此次《实施方案》提出了“2017年云南、四川水能利用率力争达到90%左右”这一目标,预计将进一步改善当地水电设备的利用小时数,提升水电发电量。以17年前三季度为例,四川水能利用率提升2%,将增加上网电量53.0亿千瓦时;云南提升2.7%,增加51.2亿千瓦时。

《实施方案》同时也重申了《关于促进西南地区水电消纳的通知》(发改运行[2017]1830号)中提出的加快建设雅砻江两河口、大渡河双江口水电站这一要求,结合11月10日国投电力公布的配股预案,预计两河口水电站将有望如期投产运行,发挥其龙头水库的作用,提高西南水流域梯级水电站的调节能力和流域综合效益。建成后的两河口水电站,将与雅砻江下游锦屏一级、二滩水电站两座大型水库联合运行,三大电站“合力”后的总调节库容将达到149亿立方米,使雅砻江成为全国唯一一条由一个业主管理、在真正意义上能够实现多年调节的河流。这对于手握雅砻江这一黄金水段全流域开发权的国投电力将构成长期利好。

### ■ 2.3.2 水电增值税有望得到调降

2017年9月,国家能源局综合司下发了关于征求对《关于减轻可再生能源领域涉企税费负担的通知》意见的函,在征求意见稿中提出:

- 单个项目装机容量5万千瓦及以上的水电站销售水力发电电量,增值税税率按照13%征收;
- 超过100万千瓦的水电站(含抽水蓄能电站)销售自产电力产品,自2018年1月1日至2020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;
- 大中型水利水电工程建设占用耕地,耕地占用税实行与铁路线路等基础设施项占用耕地同等征收标准,按每平方米2元的税额征收;
- 充分考虑水力发电利用水利势能发电、基本不消耗水量的特点,合理制定当地水力发电用水水资源费征收标准,具体标准可按照“就低不就高”原则,参照中央直属和跨省水力发电水资源费征收标准执行。

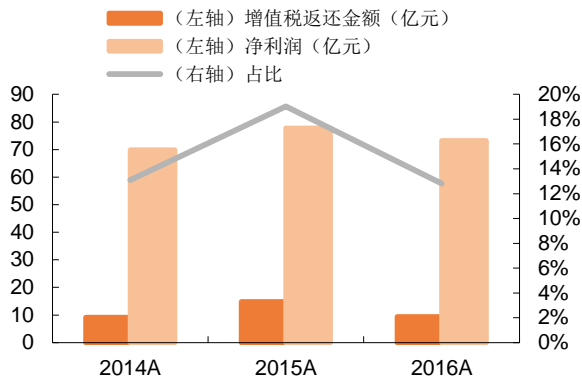
根据2014年2月12日由财政部及国家税务总局下发的《关于大型水电企业增值税政策的通知》(财税[2014]10号),装机容量超过100万千瓦的水力发电站(含抽水蓄能电站)销售自产电力产品,自2013年1月1日至2015年12月31日,对其增值税实际税负超过8%的部分实行即征即退政策;自2016年1月1日至2017年12月31日,对其增值税实际税负超过12%的部分实行即征即退政策。

对比这两份政策文件,此次下发的征求意见稿,对大中型水电带来了以下利好:

- 将水电增值税率由17%下调为13%;
- 将100万千瓦以上大型水电现行的“增值税实际税负超过12%的部分即征即退”政策延续至2020年结束,2020年以后增值税率也仅提高1%;
- 对于大型水电企业,相比现行的按照17%征收、5%退税,增值税按照13%征收、1%退税将大幅降低退税可能无法及时到账而产生的现金流压力;
- 对于5万千瓦及以上、100万千瓦及以下的中型水电而言,在含税上网电价不变的条件下,不含税上网电价将提高3.54%,即营业收入约提高3.54%。

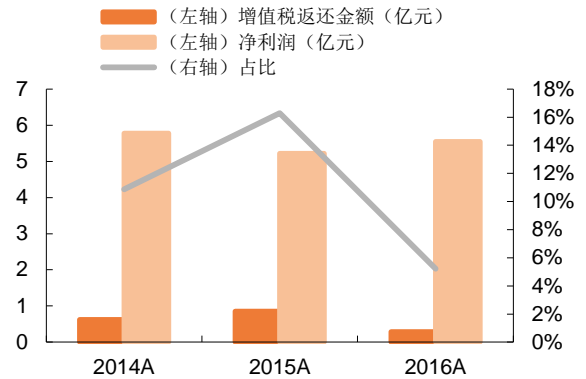
就国投电力而言，雅砻江水电和国投大朝山均享受上述增值税退税优惠政策，而国投小三峡将受益于增值税率下调。以国投小三峡 2014-2106 年平均 7.13 亿元的营业收入计算，增值税率的下调将使营业收入提高约 2523 万元。

**图表30 2014-2016 年雅砻江水电增值税返还占净利润的 12.8%-19.0%**



资料来源: 公司公告, 平安证券研究所

**图表31 2014-2016 年国投大朝山增值税返还占净利润的 5.2%-16.3%**



资料来源: 公司公告, 平安证券研究所

### 三、火电作臂，蓄势待发

国投电力能够成为“五大四小”之一，火电是其发家之本。以燃煤机组作为主要发电设备的火电行业受煤炭价格周期性波动的影响，盈利能力呈现反向的周期性波动。虽然火电盈利的起伏不利于公司业绩的稳定，但从反面来说，也给公司的业绩带来了一定的弹性。由于 2016 年下半年煤炭价格开始暴涨、2017 年煤价保持高位运行，火电行业正处于阶段性的底部；随着近期一系列利好政策的接连出台，行业的反弹趋势已经逐渐明朗。火电作为公司的双臂，在收拳蓄势一年多之后，必将挥出漂亮的一击。

#### 3.1 水电停火电补，持续新增投产

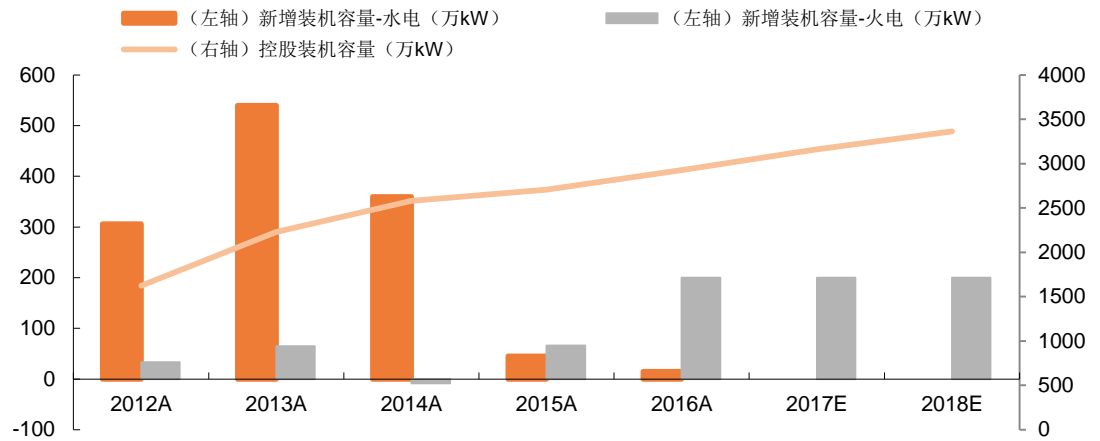
如前所述，国投电力水电新增投产在 2012 年-2014 年之间达到高峰，年均新增装机容量 400 万千瓦以上；而随着雅砻江下游水电开发进入尾声，2015、2016 两年合计新增投产 60 万千瓦（桐子林水电站）。在水电投运进入停滞期的时候，火电及时补上了空缺，不断有新机组投产运行，推动公司装机容量、发电量、营业收入保持稳定增长。2015 年 7 月 6 日，国投宣城 2 号 66 万千瓦的超超临界火电机组通过 168 小时满负荷试运行，投入正式运行；国投钦州 3 号、4 号两台 100 万千瓦的超超临界机组分别于 2016 年 7 月 26 日、9 月 4 日正式投运。

截至 2016 年末，公司在建装机容量 880.55 万千瓦。其中，火电在建项目有北疆二期工程（2×100 万千瓦）、湄洲湾二期工程（2×100 万千瓦）。

湄洲湾二期是福建省“十二五”能源重大项目，项目具有“投资省、用地小、无拆迁、节能环保”特点，机组配置处于国内同类机组先进水平，环保排放优于燃机排放标准。2017 年 5 月 22 日，4 号机组获得质量监检转序和并网通知单；7 月 20 日、9 月 27 日二台机组均一次性通过 168 小时满负荷试运，正式投产运行。

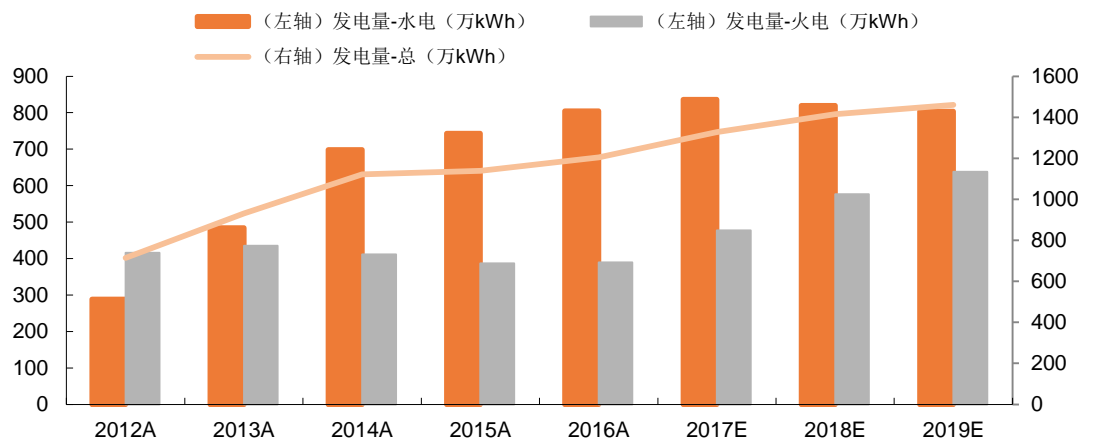
北疆二期于 2013 年 12 月 24 日获得国家发改委的核准批复，早于钦州二期、湄洲湾二期。工程于 2014 年 1 月 12 月开工建设，计划 2017 年投入商业运行。2017 年 1 月，4 号机组汽轮机一次冲转成功，具备整套启动并网条件；环保煤仓也于 9 月建成。考虑到当前的煤电调控政策及环保检查进度，预计可能延后至 2018 年投产。

图表32 2012-2016 年公司水电、火电新增装机容量及 2017-2018 年预测值



资料来源:公司公告, 平安证券研究所

图表33 2012-2016 年公司水电、火电发电量及 2017-2018 年预测值

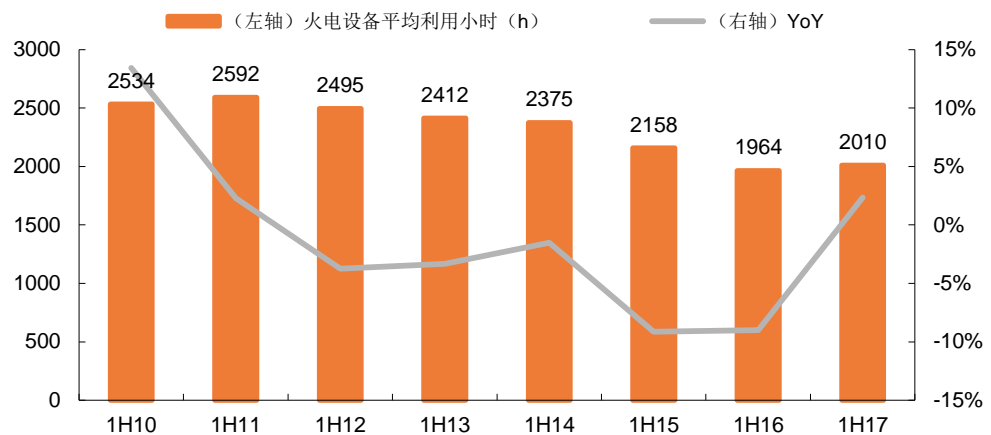


资料来源:公司公告, 平安证券研究所

### 3.2 火电触底，开启反弹之路

根据中电联公布的《2017 年 1-6 月份电力工业运行简况》，2017 年 1-6 月全国火电设备平均利用小时数为 2010 小时，同比增加 46 小时，增幅 2.3%，首次扭转了自 2012 年上半年以来持续下滑的趋势。

图表34 2017年上半年火电平均利用小时同比增速由负转正



资料来源: 中电联, 平安证券研究所

根据我们的分析, 利用小时数这一关键指标的改善主要有以下三点原因:

#### ■ 2.4.1 全社会用电量增长超预期

2017年上半年, 经济运行保持在合理区间, 稳中向好态势趋于明显。上半年 GDP 达 38.15 万亿, 同比增长 6.9%。其中, 一季度同比增长 6.9%, 二季度增长 6.9%, 持续超越市场预期。分产业看, 第一产业同比增长 3.5%、第二产业增长 6.4%、第三产业增长 7.7%。国民经济运行的稳定增长也带来了全国全社会用电量增长超过预期——上半年全社会用电量达 2.95 万亿千瓦时、同比增长 6.3%, 为 2012 年以来同期最高增长水平, 增速同比提高 3.6 个百分点, 主要增长点为第二产业和第三产业:

- **第二产业及其制造业用电较快增长:** 第二产业及其制造业用电量同比分别增长 6.1%和 7.0%, 增速同比分别提高 5.6 和 7.3 个百分点, 分别拉动全社会用电量增长 4.4 和 3.7 个百分点。其中, 有色金属冶炼行业用电增长对全社会用电量增长的贡献率达 19.3%。
- **第三产业用电快速增长:** 第三产业用电量同比增长 9.3%, 拉动全社会用电量增长 1.2 个百分点。其中, 信息传输计算机服务和软件业用电量增长 14.3%, 交通运输仓储和邮政业用电量增长 12.9%。

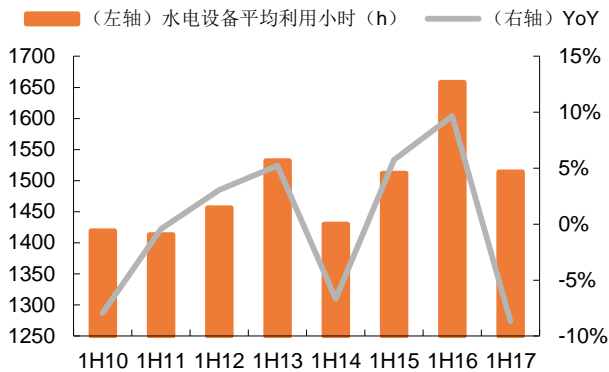
#### ■ 2.4.2 上半年水电出力不足

受上年同期高基数以及上年底蓄能值偏低等因素影响, 17 年上半年全国规模以上电厂水电发电量 4613 亿千瓦时, 比 16 年同期减少 198 亿千瓦时, 同比下降 4.2%; 全国水电设备平均利用小时为 1514 小时, 比 16 年同期降低 144 小时, 降幅达 8.7%。在水电装机容量超过 1000 万千瓦的 7 个省份中, 除云南同比增加 288 小时外, 其余省份水电设备平均利用小时同比均有不同程度降低, 其中贵州和广西同比分别降低 718 和 632 小时, 湖南和湖北同比分别降低 389 和 127 小时。

以装机容量占水电总装机 13.7%的长江电力 (600090.SH) 为例, 受二季度长江上游溪洛渡水库来水总量较上年同期偏枯 5.18%、三峡水库来水总量偏枯 11.02%的影响, 其二季度总发电量较上年同期减少 6.60%。

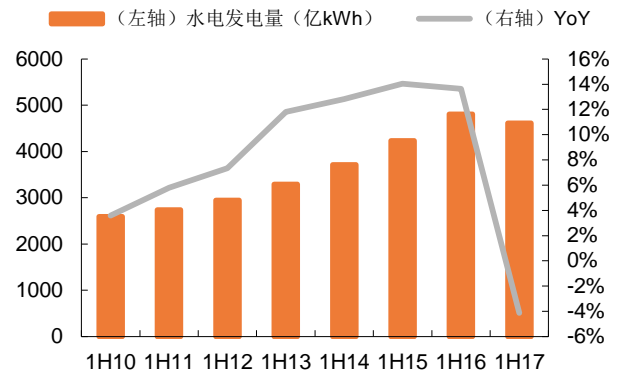
作为占总装机容量两成的第二大发电设备类型, 水电出力减少释放出的上网电量空间对提高火电利用小时数带来了明显利好。

图表35 2017年上半年水电利用小时同比下降8.7%



资料来源: 中电联, 平安证券研究所

图表36 2017年上半年水电发电量同比下降4.2%



资料来源: 中电联, 平安证券研究所

### ■ 2.4.3 火电新增装机增速放缓

2017年3月5日, 李克强总理在两会上作政府工作报告时指出要“扎实有效去产能”, 要求煤电行业17年淘汰、停建、缓建煤电产能5000万千瓦以上。7月26日, 国家发改委、能源局等十六部委联合发布《关于推进供给侧结构性改革化解煤电产能过剩风险的意见》(发改能源[2017]1404号), 明确了《电力发展“十三五”规划(2016-2020年)》中提出的意见:

- 通过建立风险预警机制和实施“取消一批、缓核一批、缓建一批”, “十三五”期间全国停建和缓建煤电产能1.5亿千瓦, 到2020年, 全国煤电装机规模控制在11亿千瓦以内。
- “十三五”期间, 实施煤电超低排放改造约4.2亿千瓦, 实施节能改造约3.4亿千瓦, 力争淘汰落后煤电机组约0.2亿千瓦。到2020年, 全国现役煤电机组平均供电煤耗降至310克标煤/千瓦时, 具备条件的30万千瓦级以上机组全部实现超低排放。

图表37 各省煤电调控规模、各省煤电机组停建及缓建名单(第一批)

省份	落后产能关停规模 (万千瓦)	停建项目数	停建项目规模 (万千瓦)	缓建项目数	缓建项目规模 (万千瓦)	合计规模 (万千瓦)
北京	85					85
天津	86					86
河北	17			6	470	487
山西	50	15	1608	8	746	2404
内蒙古	4	4	386	6	633	1023
辽宁	11			3	210	221
吉林						
黑龙江	15			2	155	170
上海	5					5
江苏	28					28
浙江	7					7
安徽	41			2	96	137
福建				4	664	664
江西		1	200	1	200	400
山东	3	2	594			597
河南	31	1	120	4	580	731
湖北	24			5	438	462
湖南						

省份	落后产能关停规模 (万千瓦)	停建项目数	停建项目规模 (万千瓦)	缓建项目数	缓建项目规模 (万千瓦)	合计规模 (万千瓦)
广东	27	2	448	1	200	675
广西		2	270			270
海南	28					28
重庆	2					2
四川				1	200	200
贵州				2	198	198
云南				1	30	30
陕西		2	202	1	70	272
甘肃	10	2	140	1	35	185
青海				2	202	202
宁夏				7	936	936
新疆	40	2	204	2	264	508
兵团				2	136	136
全国	512	33	4172	61	6463	11147

资料来源：发改委，平安证券研究所

2017年上半年，火电完成投资同比下降17.4%，其中煤电完成投资同比下降29.0%。全国基建新增火电装机容量1421万千瓦，同比减少1290万千瓦；其中，煤电投产1112万千瓦、同比减少1037万千瓦。截至6月底，全国6MW及以上火电装机容量10.6亿千瓦、同比增长4.6%，增速同比降低3.3个百分点。减少的这1290万千瓦新增装机，可提高上半年的火电设备平均利用小时数约24.2小时。

### 3.3 电价上调提前开启，改善火电盈利

2017年初，煤炭价格从16年底的高位开始小幅回落，但仍处于2014年1月以来的高点。2017年3月17日，包括四大电力央企在内的7家火电企业联名上书宁夏经信委，称2017年以来受电煤价格上涨、电量大幅下滑等因素影响，各发电企业经营困难，且火电度电成本已超过了标杆上网电价水平，企业处于全面亏损状态。但是这次倡议遭到了神华宁煤的强硬回复：不会降价，不签约则断供。当此情形，政府调控提前出手。

图表38 2017年燃煤机组标杆上网电价调整系列政策

时间	主管单位	事件	内容
5月17日	国务院	李克强总理主持召开国务院常务会议	调整电价结构，通过取消工业企业结构调整专项资金、降低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、适当降低脱硫脱硝电价等措施，减轻企业用电负担
6月7日	国务院	李克强总理主持召开国务院常务会议	清理能源领域政府非税收入电价附加，取消其中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%
6月16日	财政部	《关于取消工业企业结构调整专项资金的通知》(财税[2017]50号)	取消工业企业结构调整专项资金
	财政部	《关于降低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的	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的征收标准统一降低25%

时间	主管单位	事件	内容
		通知》(财税[2017]51号)	
	发改委	《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》(发改价格[2017]1152号)	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基金,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上网电价,缓解燃煤发电企业经营困难

资料来源:国务院,发改委,财政部,平安证券研究所

随着国家主管单位电价调整政策的出台,各省市地区的相应政策也陆续发布。2017年7月7日,河南省发改委率先发布了《关于合理调整电价结构有关事项的通知》,宣布自7月1日起将省内燃煤发电机组标杆上网电价统一提高2.28分/千瓦时。之后,江苏、陕西、河北、重庆等地陆续发布电价结构调整的通知。截止目前,全国31个省、自治区、直辖市中,已有23个公布了燃煤机组标杆上网电价调整幅度。

图表39 各地区电价上调幅度

地区	工业企业结构调整专项资金征收标准(分/千瓦时)	重大水利工程建设基金征收标准(分/千瓦时)	大中型水库移民后期扶持基金标准(分/千瓦时)	理论标杆上网电价上调幅度(分/千瓦时)	实际标杆上网电价上调幅度(分/千瓦时)
北京	0.7	0.7	0.83	1.0825	0.83
天津	0.82	0.7	0.83	1.2025	1.41
冀北	0.72	0.7	0.35	0.9825	0.86
冀南	1.24	0.7	0.35	1.5025	1.47
山西	0.97	0.7	0.32	1.225	1.15
山东	1.39	0.7	0.83	1.7725	2.2
蒙西	0.54	0.4	0.31	0.7175	0.57
辽宁	0.31	0.4	0.83	0.6175	0.64
吉林	0	0.4	0.55	0.2375	0.14
黑龙江	0.28	0.4	0.39	0.4775	0.17
蒙东	0	0.4	0.31	0.1775	0
上海	1.12	1.392	0.83	1.6755	1.07
江苏	0.88	1.491	0.83	1.46025	1.3
浙江	0.88	1.436	0.83	1.4465	未提及
安徽	1.27	1.292	0.83	1.8005	1.51
福建	0.86	0.7	0.83	1.2425	1.95
湖北	1.26	0	0.83	1.4675	1.8
湖南	0.56	0.375	0.83	0.86125	0.29
河南	1.5	1.134	0.83	1.991	2.28
四川	1.15	0.7	0.83	1.5325	待定
重庆	1.3	0.7	0.83	1.6825	1.68
江西	1.15	0.552	0.83	1.4955	1.5
陕西	1.68	0.4	0.83	1.9875	1.99
甘肃	0.83	0.4	0.35	1.0175	
青海	0	0.4	0.19	0.1475	
宁夏	0.25	0.4	0.21	0.4025	待定
新疆	0	0.4	0.28	0.17	待煤电联动
广东	0.33	0.7	0.83	0.7125	0.25
广西	0.85	0.4	0.83	1.1575	0.67

地区	工业企业结构调整 专项资金征收标准 (分/千瓦时)	重大水利工程建 设基金征收标准 (分/千瓦时)	大中型水库移民后 期扶持基金标准 (分/千瓦时)	理论标杆上网 电价上调幅度 (分/千瓦时)	实际标杆上网电 价上调幅度 (分/千瓦时)
云南	0.2	0.4	0.5	0.425	备用容量/ 临时调峰补偿
贵州	1.17	0.4	0.63	1.4275	1.52
海南	0.94	0.4	0.83	1.2475	1
西藏	0	0	0	0	0

资料来源：发改委，财政部，平安证券研究所

假设公司下半年发电量和上网电量与上半年一致，且不考虑市场交易电量的电价降低，则此次电价上调将增加 2.37 亿元的税前收入。此外，根据 2017 年 9 月甘肃发改委发布的《关于部分燃煤机组超低排放电价有关问题的通知》(甘发改价管〔2017〕768 号)，靖远第二发电有限公司 7 号机组自 2016 年 12 月 23 日起对其执行标杆上网电价部分的上网电量每千瓦时加价 1 分钱(含税)，2017 年将增加 0.23 亿元税前收入，合计增加 2.60 亿元。

图表 40 公司旗下火电企业 2017 年收入增幅测算

地区	电厂	1H17 发电量 (亿 kWh)	1H17 上网电量 (亿 kWh)	1H17 平均上网电价 (元/kWh)	电价上调幅度 (分/kWh)	收入增幅 (亿元)
天津	国投北疆	49.33	46.46	0.363	1.41	0.70
广西	国投钦州发电	32.17	30.07	0.401	0.67	0.22
	国投北部湾	9.51	8.7	0.400	0.67	0.06
福建	华夏电力	18.54	17.47	0.370	1.95	0.36
	湄洲湾一期	17.55	16.17	0.394	1.95	0.34
安徽	国投宣城	31.28	29.82	0.366	1.51	0.47
甘肃	靖远二电	11.68	10.8	0.242	0.00	0.00
贵州	国投盘江	14.44	13.2	0.310	1.52	0.22
新疆	国投伊犁	13.09	11.73	0.213	0.00	0.00
小计		197.58	184.43	0.355	1.08	2.37

资料来源：公司公告，平安证券研究所

另外，根据 2015 年 5 月 7 日国家发改委下发的《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)，锦屏一级、锦屏二级、官地梯级水电站送电到江苏的落地价格按落地省燃煤发电标杆电价提高或降低标准同步调整。预计将同步增加公司水电板块的利润。

### 3.4 煤电联动启动在即

面对 2016 年下半年煤价节节攀升的态势，出于确保煤炭上下游行业稳定运行的目的，发改委、中煤协、中电联、中钢协四部门在 2016 年 12 月底联合下发了《关于印发平抑煤炭市场价格异常波动的备忘录的通知》(发改运行[2016]2808 号)，明确建立电煤钢煤中长期合作基准价格确定机制，以重点煤电企业中长期基准合同价为基础，建立价格异常波动预警机制，将动力煤具体划分为三种情况：

- 绿色区域(价格正常)：价格上下波动幅度在 6% 以内(以 2017 年为例，重点煤电企业动力煤中长期基准合同价为 535 元/吨，绿色区域为 500-570 元/吨)。

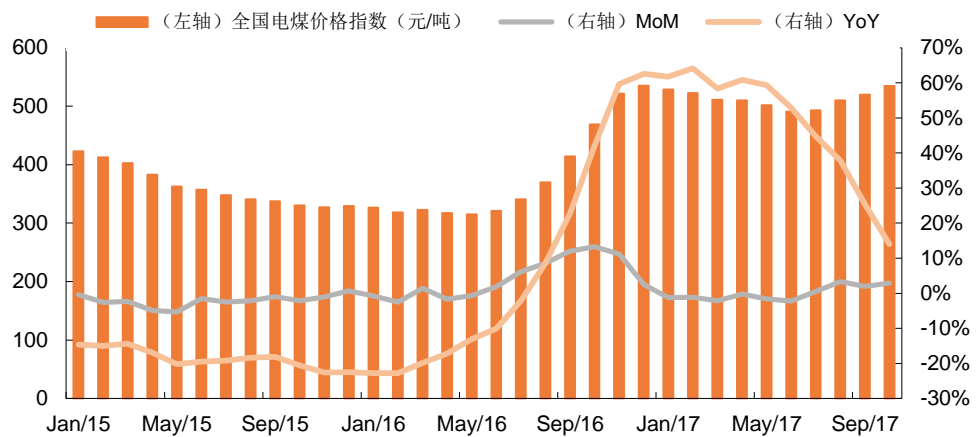


- 蓝色区域（价格轻度上涨或下跌）：价格上下波动幅度在 6%-12%之间（以 2017 年为例，黄色区域为 570-600 元/吨，或 470-500 元/吨）。
- 红色区域（价格异常上涨或下跌）：价格上下波动幅度在 12%以上（以 2017 年为例，红色区域为 600 元/吨以上，或 470 元/吨以下）。

绿色区域发挥市场调节作用，不采取调控措施；蓝色区域重点加强市场监测，密切关注生产和价格变化情况，适时采取必要的引导措施；红色区域启动平抑煤炭价格异常波动的响应机制。

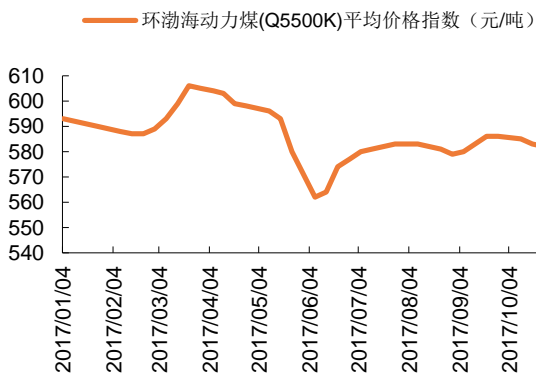
自 2017 年 9 月 21 日国家发改委发布了《关于做好煤电油气运保障工作的通知》（发改运行[2017]1659 号）后，9 月 28 日神华、中煤分别宣布下调北方港口市场煤价格 10 元/吨。10 月起，煤炭价格逐步企稳。但 9 月全国电煤价格指数相比 8 月仍提高了近 10 元/吨，环比增长 2.0%；10 月再次增长 15 元/吨，环比增幅达到 2.9%。煤炭价格始终居高不下，也使市场对 18 年执行“煤电联动”的预期不断加强。

图表41 2015年1月-2017年10月全国电煤价格指数



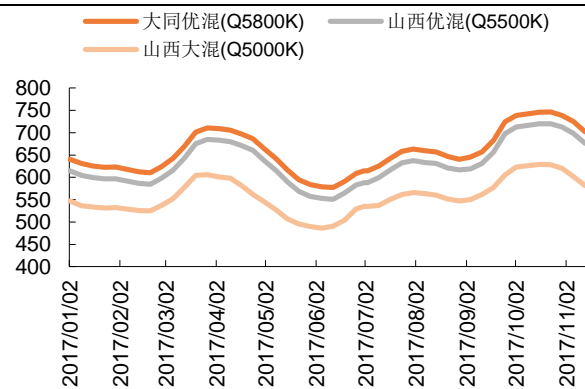
资料来源：发改委，平安证券研究所

图表42 2017年环渤海动力煤价格指数



资料来源：Wind，平安证券研究所

图表43 2017年秦皇岛港动力煤平仓价（元/吨）



资料来源：Wind，平安证券研究所

根据发改委 2015 年底发布的《关于完善煤电价格联动机制有关事项的通知》（发改价格[2015]3169 号），以中国电煤价格指数 2014 年各省（价区）平均价格为基准煤价（444 元/吨），当周期内电煤价格（每期电煤价格按照上一年 11 月至当年 10 月电煤价格平均数确定）与基准煤价（444 元/吨）相比波动超过每吨 30 元的，对超过部分实施分档累退联动：

- 当周期内电煤价格与基准煤价相比波动不超过每吨 30 元（含）的，成本变化由发电企业自行消纳，不启动联动机制；
- 当周期内电煤价格与基准煤价相比波动超过每吨 30 元的，对超过部分实施分档累退联动，即当煤价波动超过每吨 30 元且不超过 60 元（含）的部分，联动系数为 1；
- 煤价波动超过每吨 60 元且不超过 100 元（含）的部分，联动系数为 0.9；
- 煤价波动超过每吨 100 元且不超过 150 元（含）的部分，联动系数为 0.8；
- 煤价波动超过每吨 150 元的部分不再联动。

按此测算后的上网电价调整水平不足每千瓦时 0.2 分钱的，当年不实施联动机制，调价金额并入下一周期累计计算。燃煤机组标杆上网电价与煤价联动计算公式如下：

$$P_{\Delta} = C_{\Delta} \div 5000 \times 7000 \times C_i \div 10000$$

其中， $P_{\Delta}$  为本期燃煤机组标杆上网电价调整水平，单位为“分/千瓦时”； $C_{\Delta}$  为上期燃煤发电企业电煤（电煤热值为 5000 大卡/千克）价格变动值，具体计算方法见下表，单位为“元/吨”； $C_i$  为上期供电标准煤耗（标准煤热值为 7000 大卡/千克），以中国电力企业联合会向社会公布的各省燃煤发电企业上期平均供电标准煤耗为准，单位为“克/千瓦时”。

2016 年 11 月至 2017 年 10 月的电煤平均价格为 514.94 元/吨，假设 17 年供电标准煤耗相比 16 年下降 1% 至 309 克/千瓦时。根据燃煤机组标杆上网电价与煤价联动计算公式可知，2018 年 1 月 1 日起燃煤机组平均上网电价相比 2014 年平均上网电价应上调 1.72 分/千瓦时。考虑到 2016 年 1 月 1 日的煤电联动下调了 3 分/千瓦时，那么应该上调 4.72 分/千瓦时；如果考虑 17 年 7 月 1 日电价上调的约 1.13 分/千瓦时，则仍有 3.59 分/千瓦时的调价空间。

图表 44 2014-2017 年全国各地区燃煤发电机组标杆上网电价（元/千瓦时）

地区	2014 年 1 月 1 日 -2015 年 4 月 19 日	2015 年 4 月 20 日 -2015 年 12 月 31 日	2016 年 1 月 1 日 -2017 年 6 月 30 日	2017 年 7 月 1 日 起
北京	0.3924	0.3754	0.3515	0.3598
天津	0.4049	0.3815	0.3514	0.3655
冀北	0.4141	0.3971	0.3634	0.372
冀南	0.4234	0.3914	0.3497	0.3644
山西	0.3772	0.3538	0.3205	0.332
山东	0.4396	0.4194	0.3729	0.3949
蒙西	0.3004	0.2937	0.2772	0.2829
辽宁	0.4044	0.3863	0.3685	0.3749
吉林	0.4014	0.3803	0.3717	0.3731
黑龙江	0.4064	0.3864	0.3723	0.374
蒙东	0.3104	0.3068	0.3035	0.3035
上海	0.4593	0.4359	0.4048	0.4155
江苏	0.4310	0.4096	0.378	0.391
浙江	0.4580	0.4453	0.4153	0.4153
安徽	0.4284	0.4069	0.3693	0.3844
福建	0.4379	0.4075	0.3737	0.3932
湖北	0.4592	0.4416	0.3981	0.4161
湖南	0.4940	0.4720	0.4471	0.45
河南	0.4191	0.3997	0.3551	0.3779

地区	2014年1月1日 -2015年4月19日	2015年4月20日 -2015年12月31日	2016年1月1日 -2017年6月30日	2017年7月1日 起
四川	0.4552	0.4402	0.4012	0.4012
重庆	0.4383	0.4213	0.3796	0.3964
江西	0.4555	0.4396	0.3993	0.4143
陕西	0.3894	0.3796	0.3346	0.3545
甘肃	0.3289	0.3250	0.2978	0.2978
青海	0.3540	0.3370	0.3247	0.3247
宁夏	0.2791	0.2711	0.2595	0.2595
广东	0.5020	0.4735	0.4505	0.453
广西	0.4574	0.4424	0.414	0.4207
云南	0.3726	0.3563	0.3358	0.3358
贵州	0.3813	0.3709	0.3363	0.3515
海南	0.4778	0.4528	0.4198	0.4298

资料来源：发改委，平安证券研究所

虽然煤电联动机制的执行细则尚未确定，但只要 2018 年 1 月 1 日煤电联动机制的执行得到落实，那么必然将会对国投电力火电板块的盈利状况带来改善和提升。

## 四、“风光水互补”，再造一条雅砻江

2016 年，国投电力再次规划装机结构布局的调整，通过转让股权退出了南阳内乡火电项目，同时提出了打造雅砻江流域风光水互补清洁能源示范基地的设想，充分发挥风、光、水清洁能源资源优势，利用出力互补特性，依托流域梯级水电的调节能力和送出通道，探索新能源开发与水电开发协调发展、打捆外送的有效路径，为公司后续的发展积蓄潜力。目前已经完成项目初步规划，并列入国家和四川省“十三五”能源发展规划。

### 4.1 我国首个全流域“风光水互补”清洁能源基地

目前，国内大型的多种可再生能源互补发电项目包括已建成投产的黄河上游龙羊峡“水光互补”项目、雅砻江“风光水互补”项目以及与雅砻江“风光水互补”项目同期列入国家和四川省能源发展“十三五”规划的金沙江下游干热河谷“风光水互补”项目，但具有“一个主体开发一条江”这一显著优势的仅有国投电力的雅砻江“风光水互补”清洁能源示范基地。

另一方面，根据初步测算，雅砻江沿岸甘孜州、凉山州、攀枝花市地处川西风能和太阳能资源富集区域，风电和光伏资源可开发量超过 3000 万千瓦，相当于再造一条雅砻江。根据初步规划成果，雅砻江流域沿岸将布局风电场址约 80 个，测算装机容量 1261 万千瓦；光电场址约 25 个，测算装机容量 1816 万千瓦。上述风电和光电项目总装机容量 3077 万千瓦，年发电量约 519 亿千瓦时，总投资约 3077 亿元。对比龙羊峡“水光互补”项目 85 万千瓦光伏的装机容量，以及金沙江下游干热河谷“风光水互补”项目 400 万千瓦风电加 400 万千瓦光伏的规划装机，雅砻江项目的发展前景是这两个项目均难以比拟的。

图表45 雅砻江流域风光水互补清洁能源基地电力送出示意图



资料来源:北极星电力网, 平安证券研究所

图表46 雅砻江流域风光水互补清洁能源示范基地大事记

时间	关键事件	主要内容
2016年 1月22日	雅砻江流域水电开发公司召开2016年度工作会	首次提出全面推进雅砻江流域风光水互补清洁能源示范基地建设顺利落地的目标
2016年 3月26日	雅砻江水电公司召开雅砻江流域水能资源开发“第二阶段”战略收官暨清洁能源开发战略媒体恳谈会	对外宣布着手打造世界级千万千瓦风光水互补清洁能源示范基地
2016年 4月15日	四川省能源局召开风光水互补清洁能源示范基地规划编制启动会	雅砻江流域风光水互补清洁能源示范基地规划正式纳入国家规划及四川省重点工作
2016年 11月4日	水电水利规划设计总院召开四川省风光水清洁能源互补开发研究评审会议	会议通过四川省风光水互补清洁能源示范基地规划研究报告
2016年 12月26日	国家发改委、能源局印发《能源发展“十三五”规划》	重点推进四川省凉山州风水互补、雅砻江风光水互补、金沙江风光水互补、贵州省乌江与北盘江“两江”流域风水联合运行等基地建设
2017年 2月23日	四川省政府印发《四川省“十三五”能源发展规划》	要求积极推进雅砻江等流域风光水多能互补开发示范
2017年 9月26日	国家自然科学基金委员会召开“雅砻江联合基金”2017年度会议评审和管理委员会会议	包括“雅砻江风光水互补清洁可再生能源开发技术”在内的三个研究领域,获得国家自然科学基金9000万元资助

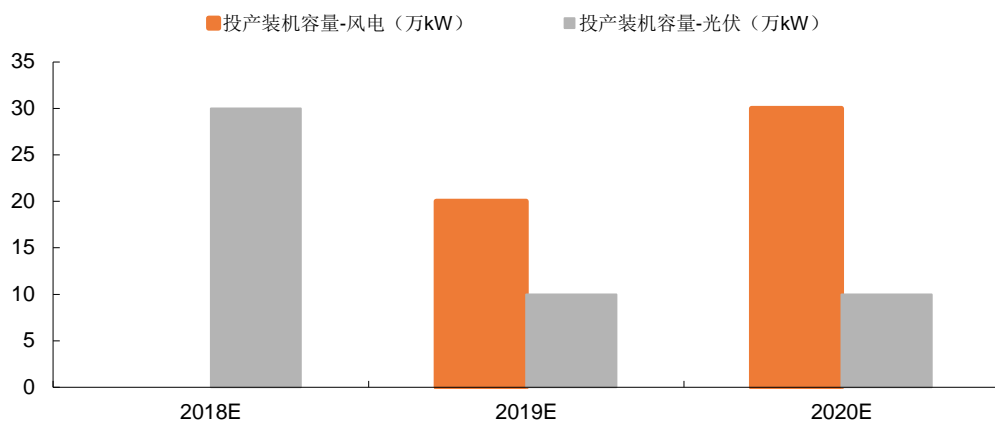
资料来源:发改委、能源局,公司公告,平安证券研究所

《雅砻江流域风光水互补清洁能源示范基地试点项目输电系统规划和接入系统设计招标公告》显示,项目试点装机规模100万千瓦,包括50万千瓦的西昌风电项目和50万千瓦的盐源光伏项目。试点的风电、光伏项目在官地水电站汇集,利用风光水互补性和水电外送通道,与水电打捆经锦官电源组配套的锦苏特高压直流工程送至华东地区(江苏)消纳。

- 试点光伏项目:工程位于凉山州盐源县境内,规划总装机50万千瓦,分三期进行备案和开发,初步确定装机规模分别为第一期30万千瓦、第二期10万千瓦、第三期10万千瓦,每期装机规模根据可研后各场址装机规模来最终确定,三期备案时间分别为2017、2018、2019,投产时间分别为2018、2019、2020,招标人初步选择的5个光伏场址如下:卡拉坝光伏场址、门口光伏场址、木帮营光伏场址、长坪子光伏场址、宝清光伏场址。

- 试点风电项目：工程位于凉山州西昌市境内，海拔高度约在 2500 米-4000 米之间，规划总装机 50 万千瓦，初步计划分三期核准和开发，三期装机规模均在 15-20 万千瓦，三期核准建设时间分别为 2018、2018、2019，投产时间分别为 2019、2020、2020。

图表47 雅砻江流域风光水互补清洁能源示范基地试点项目投产规划

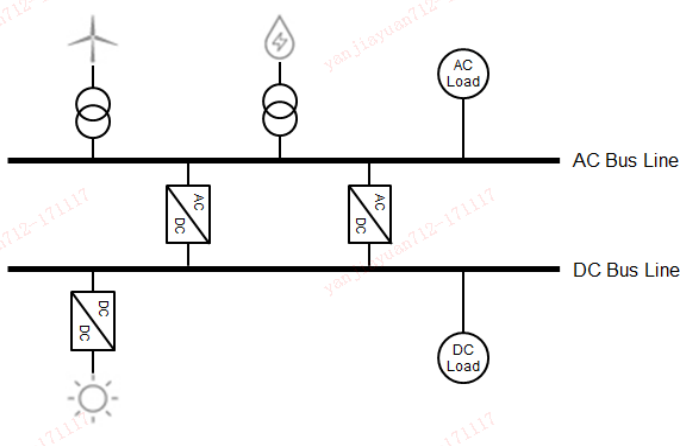


资料来源:公司公告, 平安证券研究所

## 4.2 水电, 风电、光伏的完美搭档

因为风电和光伏电站的输出特性呈现间歇性、波动性和随机性，所以通常被认为是“垃圾电”；而水电启停迅速、运行灵活、跟踪负荷能力强，特别在全流域基地模式下，通过流域集中控制，统筹调节能力大大增加。通过监控风电、光电的出力变化，实时调节水电站的水轮发电机组开度，以平抑风电、光电出力变幅及瞬时变率，补偿风电、光电的出力，将随机波动的水电、光电调整为平滑、安全、稳定的优质电源。这样做可极大地提高风电、光电的电能质量，从而缓解甚至消除风电、光电对电网系统的冲击，满足电网负荷稳定运行的要求，提高电网对风电、光电的消纳能力。

图表48 “风光水” 互补发电系统结构示意图

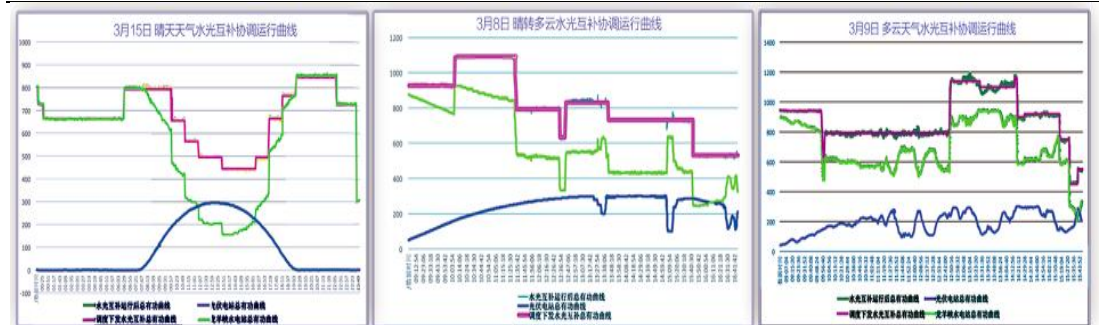


资料来源:公司公告, 平安证券研究所

以国电投龙羊峡“水光互补”项目为例。作为调节性能优良的多年调节水库，龙羊峡水电站 4 台水轮机合计装机容量 128 万千瓦，装机 850 兆瓦的龙羊峡水光互补光伏电站作为龙羊峡水电站的“编外机组”，利用水轮机组的快速调节特性，将不稳定的锯齿型光伏输出特性曲线，调整为平滑稳定的输出曲线，

减少电网为吸纳新能源电量所需的旋转备用容量，提高电网消纳及送出能力。据测算，龙羊峡可以实现节约光伏电站 70%的电力系统旋转备用容量，同时还可以将龙羊峡水电站的调峰调频能力增强 5%-18%，且输电送出能力提高 22.4%。

图表49 龙羊峡水光互补系统协调运行曲线



资料来源:公司公告, 平安证券研究所

雅砻江流域包括凉山和甘孜两个州。就光照资源而言，凉山年日照时间达 2200-2400 小时，最高达 2600 小时；甘孜寒冷干燥，澄彻晴朗，地势开阔，日照多，辐射强，年日照时间达 2640 小时，有“小太阳城”之称，是国内光伏最好的场地之一，年发电利用小时数可达 1300h 以上。就风能资源来看，凉山全年有风时间在 5 个月以上，出现大风的日数可达 61 天以上，大部分地区年平均风速达 6-7 米/秒，风能密度达 200 瓦/平方米，风向稳定，年利用小时数可达 2000 个小时以上；全州风电理论蕴藏量约 1200 万千瓦，技术可开发量约 1000 万千瓦。在时间分布上，凉山区域全年较大风速一般出现在 11 月到次年 5 月，6-10 月风速偏低，而雅砻江流域水电出力集中在 6-10 月，与风力、光照资源丰枯期恰好互补。近期，国网再次启动雅中——江西±800 千伏特高压电网建设工作，项目规划输电规模 1000 万千瓦，工程计划 2017 年 12 月前核准，2020 年 12 月前建成投产；再加上锦苏±800 千伏特高压输电线路的 720 万千瓦，雅砻江流域外送输电通道容量将达到 1720 万千瓦，风、光、水协同发展，可以实现外送线路利用率的最大化。

等到中游龙头水库两河口电站建成投运后，联合二滩、锦屏两大水库，可以发挥巨大的调节作用，成为雅砻江全流域的“蓄电池”系统，风电和光伏多发的季节正好是流域枯水季，水电的快速启停功能能够保障风电和光伏的优先送出；相反在雨季，风电和光伏出力减弱，水电正好可以多发甚至满发。水电、风电和光伏发出的电，通过智能化的运行调度系统，“深加工”之后打捆外送，将原来波动无序的电能输出曲线变成近似直线的稳定输出，电网对其的接受度将进一步得到提升。

## 五、投资建议

国投电力作为国投集团旗下电力板块唯一的上市公司，以发电作为核心业务。虽然在装机规模方面，公司与包括“五大四小”在内的其他电力央企相比而言并不占优势，但公司手握雅砻江这一黄金水段。随着“十二五”期间雅砻江下游各水电站相继投产运行，公司从“十二五”初期的以火电为主、水电为辅，到“十三五”初期已经发展成为以水电为主、水火并济的综合性电力上市公司。截止目前，公司水电控股装机容量 1672 万千瓦，为国内水电装机规模第二大的上市公司，仅次于拥有三峡、溪洛渡、向家坝电站的长江电力。

公司旗下水电资产有三：雅砻江水电、国投大朝山、国投小三峡。其中，公司持股 52%的雅砻江流域水电开发公司（原二滩水电开发公司）是全国第三大水电基地——雅砻江的全流域唯一水电开发主体，具有合理开发及统一调度等突出优势。随着下游各电站在 2011-2016 年期间陆续投运，雅砻

江水电的装机容量在公司总装机中的占比由 25.9%增长到 50.2%，发电量占比由 21.9%增至 58.9%；营业收入中雅砻江水电的贡献度也由 2011 年的 16.1%增长到 2016 年的 56.7%；2016 年煤价暴涨导致火电板块净利润大幅下滑至 2.78 亿元，雅砻江水电贡献了公司全部净利润的 93.2%。2021 年起，中游电站的陆续投产将给公司带来新一波的增长。在市场竞争加剧和面临较大节能环保压力的背景下，公司的装机结构从火电为主切换到以水电为主后优势明显，受经济周期的影响较小，抗风险的能力更强。对比 11 家发电央企旗下核心上市公司在 16 年的经营情况，可以看到国投电力在营业利润率和 ROE 两个关键指标上仅次于长江电力，在“五大四小”中处于领先地位，优于传统的火电企业和以核电为主营业务的中广核电力、中国核电。水电板块的高利润率确保了公司稳定的持续盈利能力，且上网电量的消纳、税收政策的优惠得到保障。

随着雅砻江下游水电开发进入尾声，水电投运进入停滞期；此时火电不断有新机组投产运行，推动公司装机容量、发电量、营业收入保持稳定增长。2015-2017 年，宣城 66 万千瓦、钦州 2×100 万千瓦、湄洲湾二期 2×100 万千瓦相继并网发电，2018 年北疆二期 2×100 万千瓦预计也将顺利投产。而火电板块的盈利能力，将有望伴随燃煤机组标杆上网电价的上调、煤价的回落企稳以及设备利用小时数的止跌回升而得以改善和提升。

公司坚持走可再生能源发展之路，在快速推进两河口、杨房沟等雅砻江中游水电站建设的同时，提出了打造雅砻江流域风光水互补清洁能源示范基地的长期规划。该项目已被列入国家和四川省的能源发展“十三五”规划的重点工作计划之中，可以确保公司在“十三五”和“十四五”期间继续稳健成长。

基于公司水电板块稳定的持续盈利能力，以及火电板块触底反弹的大幅改善预期，我们预计公司 17/18/19 年 EPS 分别为 0.54/0.67/0.70 元/股，对应 11 月 17 日收盘价 PE 分别 13.9/11.3/10.7 倍。对比主要水电上市公司，国投电力的估值水平低于其他可比公司，首次覆盖给予“推荐”评级。

图表50 公司与主要水电上市公司盈利预测及估值对比

代码	简称	股价	EPS				市盈率			
			2016A	2017E	2018E	2019E	2016A	2017E	2018E	2019E
600886	国投电力	7.55	0.58	0.54	0.67	0.70	13.1	13.9	11.3	10.7
	均值						23.9	18.2	16.5	15.9
600900	长江电力	16.93	0.94	0.99	0.97	0.97	17.9	17.1	17.5	17.4
600674	川投能源	10.10	0.80	0.80	0.83	0.83	12.6	12.7	12.2	12.2
600236	桂冠电力	5.80	0.43	0.42	0.50	0.52	13.6	13.8	11.6	11.2
600116	三峡水利	8.79	0.23	0.27	0.32	0.34	37.7	32.1	27.6	25.6
002039	黔源电力	15.99	0.42	1.04	1.15	1.23	37.7	15.4	13.9	13.0

资料来源：Wind，平安证券研究所 注：采用 2017 年 11 月 17 日数据；除国投电力外，均采用 Wind 一致预测。

## 六、风险提示

政策推进不及预期；流域来水大幅减少；煤炭价格继续上涨。

资产负债表

单位:百万元

会计年度	2016A	2017E	2018E	2019E
<b>流动资产</b>	10620	8851	7413	9230
现金	4341	465	253	308
应收账款	2578	3124	3031	3389
其他应收款	65	128	82	137
预付账款	380	1853	578	1955
存货	1068	1344	1206	1463
其他流动资产	2189	1937	2264	1979
<b>非流动资产</b>	192671	213206	229064	236620
长期投资	8847	15638	22440	29244
固定资产	126891	146441	161125	167922
无形资产	4737	4929	5020	5051
其他非流动资产	52196	46198	40479	34403
<b>资产总计</b>	203291	222057	236478	245851
<b>流动负债</b>	36813	64543	90472	115841
短期借款	7918	16418	44333	64928
应付账款	5561	5931	6219	6497
其他流动负债	23334	42194	39920	44415
<b>非流动负债</b>	109760	95078	76437	52749
长期借款	106535	91853	73213	49525
其他非流动负债	3225	3225	3225	3225
<b>负债合计</b>	146573	159621	166909	168590
少数股东权益	28037	31440	35691	40203
股本	6786	6786	6786	6786
资本公积	6471	6471	6471	6471
留存收益	15340	19948	25653	31690
<b>归属母公司股东权益</b>	28680	30996	33877	37057
<b>负债和股东权益</b>	203291	222057	236478	245851

现金流量表

单位:百万元

会计年度	2016A	2017E	2018E	2019E
<b>经营活动现金流</b>	19067	20864	18565	24480
净利润	7860	7089	8778	9288
折旧摊销	6083	6014	6993	7743
财务费用	5042	5632	5355	5258
投资损失	-808	-708	-720	-730
营运资金变动	903	2837	-1841	2922
其他经营现金流	-14	0	0	0
<b>投资活动现金流</b>	-23482	-25841	-22132	-14568
资本支出	17309	13743	9057	751
长期投资	-4988	-6791	-6801	-6804
其他投资现金流	-11160	-18888	-19876	-20621
<b>筹资活动现金流</b>	2442	-7399	-24560	-30453
短期借款	-103	0	0	0
长期借款	13104	-14682	-18641	-23688
普通股增加	0	0	0	0
资本公积增加	2	0	0	0
其他筹资现金流	-10560	7283	-5920	-6765
<b>现金净增加额</b>	-1969	-12375	-28127	-20541

利润表

单位:百万元

会计年度	2016A	2017E	2018E	2019E
<b>营业收入</b>	29271	32875	35782	37284
营业成本	15101	19039	20128	21067
营业税金及附加	458	497	548	570
营业费用	6	8	8	9
管理费用	936	1051	1144	1192
财务费用	5042	5632	5355	5258
资产减值损失	49	70	78	78
公允价值变动收益	0	0	0	0
投资净收益	808	708	720	730
<b>营业利润</b>	8487	7284	9240	9840
营业外收入	1039	1248	1248	1213
营业外支出	609	609	529	516
<b>利润总额</b>	8917	8043	9959	10537
所得税	1057	954	1181	1250
<b>净利润</b>	7860	7089	8778	9288
少数股东损益	3943	3403	4252	4512
<b>归属母公司净利润</b>	3916	3686	4526	4776
EBITDA	22381	21269	24229	25633
EPS (元)	0.58	0.54	0.67	0.70

主要财务比率

会计年度	2016A	2017E	2018E	2019E
<b>成长能力</b>	-	-	-	-
营业收入(%)	-6.4	12.3	8.8	4.2
营业利润(%)	-11.3	-14.2	26.8	6.5
归属于母公司净利润(%)	-27.8	-5.9	22.8	5.5
<b>获利能力</b>	-	-	-	-
毛利率(%)	48.4	42.1	43.7	43.5
净利率(%)	13.4	11.2	12.6	12.8
ROE(%)	13.9	11.4	12.6	12.0
ROIC(%)	9.3	8.2	8.5	8.8
<b>偿债能力</b>	-	-	-	-
资产负债率(%)	72.1	71.9	70.6	68.6
净负债比率(%)	209.4	209.4	203.2	179.0
流动比率	0.3	0.1	0.1	0.1
速动比率	0.3	0.1	0.1	0.1
<b>营运能力</b>	-	-	-	-
总资产周转率	0.2	0.2	0.2	0.2
应收账款周转率	11.7	11.5	11.6	11.6
应付账款周转率	3.3	3.3	3.3	3.3
<b>每股指标(元)</b>	-	-	-	-
每股收益(最新摊薄)	0.58	0.54	0.67	0.70
每股经营现金流(最新摊薄)	3.11	3.07	2.74	3.61
每股净资产(最新摊薄)	4.23	4.57	4.99	5.46
<b>估值比率</b>	-	-	-	-
P/E	13.1	13.9	11.3	10.7
P/B	1.8	1.7	1.5	1.4
EV/EBITDA	9.0	10.2	9.5	9.1



## 平安证券综合研究所投资评级：

### 股票投资评级：

- 强烈推荐（预计 6 个月内，股价表现强于沪深 300 指数 20%以上）
- 推 荐（预计 6 个月内，股价表现强于沪深 300 指数 10%至 20%之间）
- 中 性（预计 6 个月内，股价表现相对沪深 300 指数在±10%之间）
- 回 避（预计 6 个月内，股价表现弱于沪深 300 指数 10%以上）

### 行业投资评级：

- 强于大市（预计 6 个月内，行业指数表现强于沪深 300 指数 5%以上）
- 中 性（预计 6 个月内，行业指数表现相对沪深 300 指数在±5%之间）
- 弱于大市（预计 6 个月内，行业指数表现弱于沪深 300 指数 5%以上）

### 公司声明及风险提示：

负责撰写此报告的分析师(一人或多人)就本研究报告确认：本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格。

本公司研究报告是针对与公司签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本公司研究报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。未经书面授权刊载或者转发的，本公司将采取维权措施追究其侵权责任。

证券市场是一个风险无时不在的市场。您在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。请您务必对此有清醒的认识，认真考虑是否进行证券交易。市场有风险，投资需谨慎。

### 免责条款：

此报告旨在发给平安证券股份有限公司（以下简称“平安证券”）的特定客户及其他专业人士。未经平安证券事先书面明文批准，不得更改或以任何方式传送、复印或派发此报告的材料、内容及其复印本予任何其他人。

此报告所载资料的来源及观点的出处皆被平安证券认为可靠，但平安证券不能担保其准确性或完整性，报告中的信息或所表达观点不构成所述证券买卖的出价或询价，报告内容仅供参考。平安证券不对因使用此报告的材料而引致的损失而负上任何责任，除非法律法规有明确规定。客户并不能仅依靠此报告而取代行使独立判断。

平安证券可发出其它与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告。本报告及该等报告反映编写分析员的不同设想、见解及分析方法。报告所载资料、意见及推测仅反映分析员于发出此报告日期当日的判断，可随时更改。此报告所指的证券价格、价值及收入可跌可升。为免生疑问，此报告所载观点并不代表平安证券的立场。

平安证券在法律许可的情况下可能参与此报告所提及的发行商的投资银行业务或投资其发行的证券。

平安证券股份有限公司 2017 版权所有。保留一切权利。



## 平安证券综合研究所

电话：4008866338

### 深圳

深圳福田区中心区金田路 4036 号荣  
超大厦 16 楼  
邮编：518048  
传真：(0755) 82449257

### 上海

上海市陆家嘴环路 1333 号平安金融  
大厦 25 楼  
邮编：200120  
传真：(021) 33830395

### 北京

北京市西城区金融大街甲 9 号金融街  
中心北楼 15 层  
邮编：100033