



Research and  
Development Center

# 用电量稳增长，基荷电力——震荡中的防守阵地

电力行业 2019 年年度投资策略

2018 年 12 月 10 日

马步芳 分析师  
郭荆璞 首席分析师

## 证券研究报告

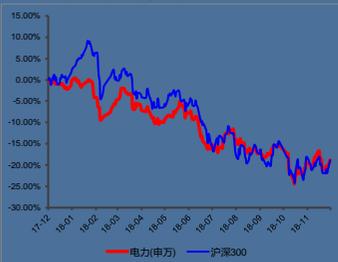
### 行业研究——投资策略

#### 电力行业



上次评级: 中性, 2018.06.27

#### 电力行业相对沪深 300 表现



资料来源: 信达证券研发中心

马步芳 分析师

执业编号: S1500518100001

联系电话: +86 10 83326842

邮箱: mabufang@cindasc.com

郭荆璞 行业首席分析师

执业编号: S1500510120013

联系电话: +86 10 83326789

邮箱: guojingpu@cindasc.com

信达证券股份有限公司

CINDA SECURITIES CO.,LTD

北京市西城区闹市口大街 9 号院 1 号楼

邮编: 100031

## 用电量稳增长, 基荷电力——震荡中的防守阵地

### 2019 年年度投资策略

2018 年 12 月 10 日

#### 本期内容提要:

- ◆ **剔除超预期增长动力, 2019 年用电量增速稳定在 5.5%。**2018 年以来, 地产、电厂用电和气温三大因素促使全社会用电量增速同比提高了 1.7ppt, 形成了 2018 年全社会用电量超预期增长。我们认为地产、气温等非经常性因素或难在 2019 年持续。结合历史平均增速, 我们预计 2019 年第一产业对全社会用电量拉动在 0.09ppt, 第二产业对全社会用电量拉动在 3.0ppt, 第三产业及居民生活用电对全社会用电量的拉动分别为 1.3ppt 和 1.0ppt, 各部门汇总, 预计 2019 年全社会用电量增速在 5.5%左右。由于美国第二轮 2000 亿美元的中国产品加征关税打击面广, 基本覆盖衣食住行、轻工业、机械制造、生活日用品等制造业和终端产品, 由于终端产品将向上传导影响制造业, 这种叠加、循环效应难以计算, 加上新一轮中美贸易谈判仍在进行中, 最终结果存在巨大不确定性, 因此上述预测中未包含贸易战对下游需求的影响。
- ◆ **火电利润三要素齐发力, 促企业绩反弹。**一是上网电价难降, 2018 年, 煤电价格在触发电联动机制的情况下, 为一般工商业电价降价让路, 并未启动, 火电厂背负大量的燃料成本。根据我们对煤电联动机制的计算, 煤电上网电价降价调整的概率较低。二是利用小时数持续增加, 煤电去产能、促进非化石能源消纳的政策, 促使火电在装机增量难以大幅增长的情况下, 不断提高利用小时数, 我们预计, 至 2020 年火电平均利用小时数将达到 4,556 小时。三是煤价已达峰, 煤炭产能及运力的持续增加, 进一步减缓电煤紧平衡的局面, 如经济承压下行导致用电需求下滑, 加剧煤炭供需格局的转换, 促发煤价下行, 降低火电燃料成本。我们预计在电价难跌、利用小时数走高及燃料成本难以上涨的背景下, 2019 年火电业绩将持续走高。
- ◆ **水电投资增速回升, 电源装机有序推进。**随着金沙江、雅砻江、大渡河、黄河上游等水电基地建设有序推进, 我们预计 2019 年新增装机容量 900 万千瓦, 同比增速为 5.7%, 累计装机容量将达到 350.19 吉瓦。同比增速为 5.7%, 新增装机容量为 900 万千瓦。
- ◆ **三代核电堆发电在即, 核电审批有望重启。**为推动我国核电行业及上下游基础工业发展, 保障我国能源安全, 我们预计 2019 年预计核电项目审批开工速度将加快, 核电行业迎来新机遇。我们认为两台 CAP1400 机组石岛湾 1、2 号预计要根据中美贸易摩擦进展核准并官宣, CAP1400 核准后, 列入能源局开工计划的 6 台等待核准的 AP1000 将陆续放行, 合计装机容量 750 万千瓦。
- ◆ **风电补贴退坡加速, 平价上网可期。**从 2019 年起, 各省新增核准的集中式陆上风电项目和海上风电项目均通过竞争方式配置和确定上网电价。其中, 分散式风电项目可不参与竞争性配置, 逐步纳入分布式发电市场化交易范围。国家补贴退坡、市场竞争逐渐成为风电行业发展

的核心驱动力，促使风电离上网侧的平价上网越来越近。

- ◆ **光伏补贴拖欠严重，短期影响新增装机。** 光伏新增装机超预期规模导致新能源补贴缺口扩大，我们对可再生能源补贴缺口进行了测算，在考虑绿证降补贴、考虑征收率提升及一般情形三种情形下，可再生能源补贴当年收入和支出有望分别在 2025 年、2027 年和 2028 年达到平衡，而累计补贴缺口将在 2032、2035 和 2036 年得以平衡。补贴缺口难以在短期内达峰，造成补贴拖欠时间延长，企业现金流受影响，由于补贴占光伏每年现金流的一半左右，受补贴拖欠影响企业现金流，并将抑制企业投资积极性，在新增装机受建设积极性影响的情况下，我们预计 2019 年地面光伏与分布式光伏新增装机容量为 35 吉瓦。
- ◆ **行业评级：** 中长期看，用电量增值的新旧动力转换将保持“十三五”期间用电需求维持中高速发展，我们预计 2019 年用电增速维持在 5.5%，火电行业在电价不降、利用小时数上升、燃料成本下行的情况下，整体行业业绩持续走高；水电受来水影响，利用小时数或有所下降，但龙头水库将依然维持发电量稳定；风电装机成本不断下降，平价上网可期；可再生能源补贴缺口扩大，光伏装机指标收紧；核电三代首堆即将商运，新机组审批开工有望加速。因此我们维持行业“中性”评级。
- ◆ **建议关注的公司：** 华能国际（600011）、华电国际（600027）、浙能电力（600023）、长江电力（600900）
- ◆ **风险因素：** 宏观经济增长不达预期，煤价上涨风险，上网电价下调风险，环保政策风险，水电来水量低、清洁能源消纳不足，核电三代技术遇到瓶颈等

## 目录

宏观：电力供应高质量发展，需求延续平稳增长	1
需求：新旧动能转换，第三产业正逐步成为拉动全社会用电量的主力	1
展望：2019年全社会用电量增速达5.5%	4
供给：宽松的电力供需格局改变，发电商议价能力提升	7
火电：营收同比大幅增长，火电行业整体趋势向好	11
现状：发电量增速亮眼，严控煤电新增规模效果显著	11
收入：用电景气叠加装机增长有限，利用小时数提升促营收增长	13
收入：发电侧电价调整难以触发，市场电价降幅减少增厚利润	14
成本：电力煤价仍处高位，火电发电成本高企	16
展望：火电行业享受利用小时红利，业绩持续高增长	17
水电：来水丰沛助电量提升，项目投资持续推进	18
现状：水电基建投资额大幅增加，累计装机容量平稳增长	18
收入：来水丰年，发电量明显增长	20
收入：多座水电站陆续投运，新增装机容量小幅度回升	20
收入：特高压通道增强水电消纳能力	21
收入：5省上网电价有较大差距	22
成本：中国水电度电成本上涨压力较小	22
展望：水电发电量稳步增长，高现金分红有望持续	22
核电：曲折发展终见曙光，核电审批重启在即	23
现状：利用小时数大幅提高，三代核电全球首堆即将运营	23
机遇：产业战略与清洁转型需要，推动核电审批重启	26
挑战：邻避效应等多项限制，压制核电重启进度与力度	27
展望：重启审批后，核电迎来新一轮发展机遇	29
风电：装机逐步释放，带动行业整体复苏	30
现状：弃风率改善明显，建设布局持续优化	30
收入：需求、通道增加促进风电消纳提升	33
收入：弃风限电改善拉动装机加速并网	34
收入：补贴退坡、风电竞价促进平价上网	35
展望：分散式项目助力风电行业整体复苏	36
光伏：补贴导致现金流限制，或影响短期装机积极性	36
现状：多措并举发力，弃光率不断下降	36
关键：新能源补贴缺口，影响运营商开发能力	37
展望：2019年光伏并网容量将达35GW	43
投资策略	43
行业评级	44
风险因素	44

## 表目录

## 图目录

图 1：2017年1~10月细分行业累计增量贡献前二十强	2
图 2：2018年1~10月细分行业累计增量贡献前二十强	2
图 3：2017年1~10月细分行业增速前二十强	2
图 4：2018年1~10月细分行业增速前二十强	2
图 5：2018年1-10月各行业拉动率同比排名情况	3
图 6：气温相关行业用电增速情况	4
图 7：2010-2020年第一产业拉动全社会用电量	5
图 8：1981~2017年第二产业每五年CAGR对应拉动全社会用电量	5
图 9：2010-2020年第二产业拉动全社会用电量	5
图 10：2010-2020年第三产业拉动全社会用电量	6
图 11：2010-2020年城乡居民生活用电拉动全社会用电量	6
图 12：受关税影响的产品价值占总GDP的0.4%	6
图 13：受关税影响的行业用电量占总用电量的0.7%	6
图 14：全国规模以上装机累计发电量	7
图 15：不同发电形式发电量累计增速对比	7
图 16：2010~2020年全国分电源利用小时数	9
图 17：2010~2020年全国发电量及同比情况	9
图 18：2018年发电结构	9
图 19：2019年发电结构	9
图 20：2018年电源结构	10
图 21：2019年电源结构	10
图 22：全国累计发电设备容量	10
图 23：火电累计发电量及增速	11
图 24：火电新增装机容量及增速	11
图 25：2018年1-10月分省火电累计利用小时及增速	11
图 26：火电行业营业收入及增长率	12
图 27：火电行业归母净利润及增长率	12
图 28：火电行业毛利率及净利率(%)	12
图 30：2016-2018年全国火电累计平均利用小时数(小时)	14
图 31：2016-2018年全国火电新增装机容量(万千瓦)	14
图 32：全国火电装机预测(吉瓦)	14
图 33：全国火电利用小时数预测	14
图 34：大型发电集团煤电上网电量市场化率	16
图 35：煤电市场化电价与燃煤标杆电价价差	16
图 36：秦皇岛动力煤价格(元/吨)	17
图 37：中国沿海电煤采购价格指数(CECI沿海指数)	17
图 38：燃煤机组平均上网电价(右轴)和电煤价格对比	17
图 39：六大发电集团日均耗煤量(克/千瓦时)	17
图 40：2010-2018年水电累计发电量	18
图 41：2010-2018年水电新增装机量	18
图 42：2010-2017年水电平均利用小时数	19
图 43：2010-2018年水电工程投资额	19

表 1: 分行业用电量增量贡献率情况.....	1	图 44: 2014-2018 年三峡水库来水情况 (立方米/秒) .....	20
表 2: 2017 年与 2018 年 1-10 月五大部门全社会用电量拉动率排名.....	3	图 45: 2017 年 10 月与 2018 年 10 月水电大省累计装机 (万千瓦) .....	20
表 3: 三大因素促使全社会用电量增速同比提高 1.7ppt.....	4	图 46: 水电累计装机量及增速预测.....	20
表 4: 2019 年全社会用电量增速中性情景下预计为 5.5% .....	7	图 47: 水电利用小时数预测 (小时) .....	21
表 5: 国家出台多个政策促进非化石能源的消纳.....	8	图 48: 2010-2018 年 10 月核电累计发电量.....	23
表 6: 2018 年三季度总市值排名前十位的火电上市公司净利润及增长情况.....	12	图 49: 2010-2018 年 10 月核电投资额.....	25
表 7: 2014-2017 年全国燃煤标杆上网电价 (元/千瓦时) .....	15	图 50: 2014-2018 年 10 月核电平均利用小时数.....	25
表 8: 2018 年水电项目建设情况.....	19	图 51: 2010-2018 年 10 月利用小时数同比增减.....	26
表 9: 2018-2020 年预计投产水电特高压输送通道.....	21	图 52: 2010-2018 年 10 个月核电累计装机量.....	26
表 10: 前五水电大省发电量与平均上网电价比较.....	22	图 53: 2010-2018 年风电累计发电量.....	31
表 11: 水电企业股息率对比.....	23	图 54: 2010-2018 年风电新增装机量.....	31
表 12: 中国运营的核电站及机组 (截至 2018 年 10 月 31 日) .....	24	图 55: 2014-2017 年风电平均利用小时数 (小时) .....	31
表 13: 中国在建核电站及机组 (截至 2018 年 10 月 31 日) .....	29	图 56: 2014-2018 年弃风率变化情况.....	31
表 14: 可能核准核电项目 (AP1000 型) .....	30	图 57: 2017 年前 10 月与 2018 年前 10 月各省利用小时对比 (小时) .....	34
表 15: 2017 年与 2018 年风电投资预警结果.....	32	图 58: 全国风电平均利用小时数预测 (小时) .....	34
表 16: 2020 年预计部分投产的特高压通道.....	33	图 59: 风电累计装机量及新增装机量预测.....	34
表 17: 2009-2018 年风电发电上网电价 (单位: 元/千瓦时) .....	35	图 60: 2010 年-2018 年风电建设投资完成额及增速.....	36
表 18: 可再生能源补贴目录发布情况.....	38	图 61: 光伏历年新增装机量.....	37
表 19: 可再生能源电价附加征收标准.....	38	图 62: 可再生能源附加历年收支情况 (亿元) .....	39
表 20: 我国历年可再生能源附加基金征收率情况.....	39	图 63: 至 2017 年可再生能源附加累计支出分配情况.....	39
表 21: 新能源补贴缺口越来越大.....	42	图 64: 可再生能源补贴累计补贴缺口变化情况测算.....	40
表 22: 2019 年光伏电站预计装机量预测.....	43	图 65: 各省 2017 年非水可再生能源消纳比重与配额制约束目标对比.....	41
		图 66: 各省 2017 年非水可再生能源消纳比重与配额制激励目标对比.....	41

## 宏观：电力供应高质量发展，需求延续平稳增长

### 需求：新旧动能转换，第三产业正逐步成为拉动全社会用电量的主力

**2018年用电量实现超预期增长。**根据中电联数据，2018年1-10月，全国全社会累计用电量达56552.2亿千瓦时，同比增长8.69%，较上年同期增长了2.0个百分点。分部门看，第三产业增速最高，为13.1%、城镇居民为11.3%，乡村居民为10.8%，第一产业为9.8%，第二产业增速最低，为7.2%。我们根据累计用电量的增速算出累计用电量增量，并算出各产业及行业在增量中的贡献率。从增量贡献率的角度来看，第一产业、第二产业、第三产业及城乡居民生活用电的贡献率分别为1.2%、57.2%、23.2%、18.3%，第二产业仍占据过半的增量，但是与2017年相比，第二产业的增量贡献率下跌了近3个百分点，而第三产业及城乡居民生活用电量贡献率大幅上升。

表 1: 分行业用电量增量贡献率情况

用电分类	累计用电量 (万千瓦时)	同比增长 (±%)	累计增量	2018 增量贡献率	2017 增量贡献率
全社会用电量总计	565,522,454.0	8.7	45,214,740.3	100.0%	100.0%
A、各行业用电量合计	482,677,043.0	8.3	36,950,712.8	81.7%	83.9%
第一产业	6,145,874.0	9.8	547,519.1	1.2%	2.1%
第二产业	385,750,699.0	7.2	25,875,058.5	57.2%	60.0%
第三产业	90,780,469.0	13.1	10,500,606.1	23.2%	21.8%
B、城乡居民生活用电量合计	82,845,411.0	11.1	8,263,658.2	18.3%	16.1%
城镇居民	47,247,708.0	11.3	4,785,491.8	10.6%	10.2%
乡村居民	35,597,703.0	10.8	3,475,610.4	7.7%	5.9%

资料来源：中电联，信达证券研发中心

从增量贡献比例上看，排名前五的行业分别是黑色金属冶炼及压延加工业（9.5%），电力、热力的生产和供应业（8.5%），金属制品业（4.9%），批发和零售业（4.6%）以及有色金属冶炼及压延加工业（4.3%）。和2017年相比第二产业数量未变，但是总体增量贡献率从2017年的28.2%下降到27.1%，批发零售业排名上升一位，且增量贡献率从4.0%上升到4.6%。从行业增速来看，以采矿业为代表的重工业的增速在逐步下降，如黑色金属矿采选业增速从21.7%下降到4.8%，而以软件业为代表的第三产业则不断上升，这体现了新旧动能转换，第三产业正在崛起，传统工业的比重正在逐步下降。

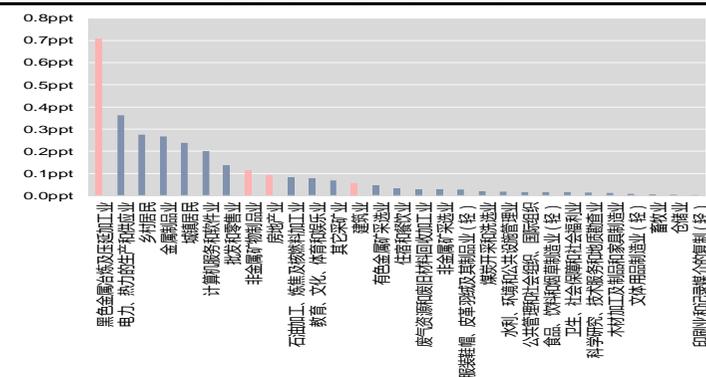


**表 2: 2017 年与 2018 年 1-10 月五大部门全社会用电量拉动率排名**

排名	产业	2017 年 1-10 月	2018 年 1-10 月
1	第二产业	4.0ppt	5.0ppt
2	第三产业	1.5ppt	2.0ppt
3	城镇居民	0.7ppt	0.9ppt
4	乡村居民	0.4ppt	0.7ppt
5	第一产业	0.1ppt	0.1ppt

资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

我们以 2017 年同期的用电增速 6.7% 作为基准, 将 2018 年 1~10 月增速 8.7% 与其相减得到的 2.0 个百分点看作超预期部分。我们将各个行业 2018 年与 2017 年的用电拉动相减, 排名表明, 将规模因考虑进去以后, 排名前三的仍然是黑色金属冶炼及延压加工业 (0.7ppt)、电力、热力的生产和供应业 (0.4ppt) 及乡村居民 (0.3ppt), 合计 1.4ppt。

**图 5: 2018 年 1-10 月各行业拉动率同比排名情况**


资料来源: 中电联, 信达证券研发中心 注: 红色标注为地产相关行业

**气温拉动本轮用电量超预期增长 0.6ppt。** 由于气温对不同行业的影响力不同, 我们仅考虑城乡居民生活用电及第三产业中的住宿和餐饮业以及公共和福利事业等这些受气温影响较高的行业, 从历史上看, 近 8 年这些行业平均增速为 8.5%, 以此计算, 截至 2018 年 10 月的累计用电量应为 11156.0 亿千瓦时, 而实际用电量为 11464.3 亿千瓦时。即, 可以认为今年极端气温对这些行业的用电量影响在 308.3 亿千瓦时, 对应拉动全社会用电量 0.6ppt。

**图 6: 气温相关行业用电增速情况**


资料来源: 电力工业统计资料汇编, 中国电力年鉴, 中电联, 信达证券研发中心

根据前文我们进行合计发现地产、电厂用电和气温三大因素促使全社会用电量增速同比提高了 1.7ppt, 基本涵盖了累计增速同比 2.0ppt 中绝大部分的量, 而这部分因素由于大部分不可持续, 因此我们判断 2019 年用电增速将达 5.5%。

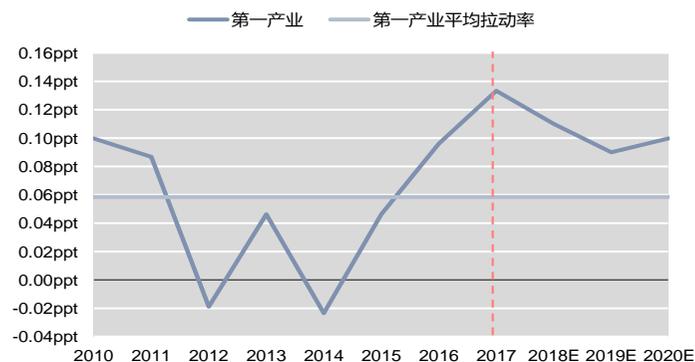
**表 3: 三大因素促使全社会用电量增速同比提高 1.7ppt**

拉用电量超预期因素	拉动全社会用电量增速超预期增长
建筑业	0.06ppt
黑色金属冶炼及压延加工业	0.74ppt
气温	0.59ppt
电厂生产全部耗用电量	0.22ppt
线路损失电量	0.08ppt
合计	1.69ppt

资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

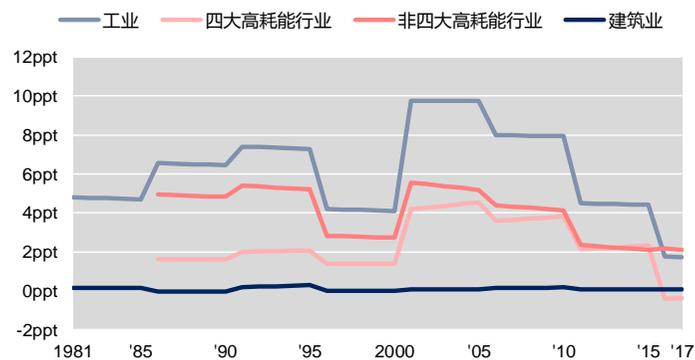
### 展望: 2019 年全社会用电量增速达 5.5%

排除 2018 年超增长因素, 近两年的第一产业的对全社会用电量拉动维持在 0.1ppt 以上, 2010~2017 年平均拉动率在 0.06ppt 左右, 考虑到 2018 年起第一产业口径相对调整, 我们预计 2019 年第一产业对全社会用电量拉动在 0.09ppt。

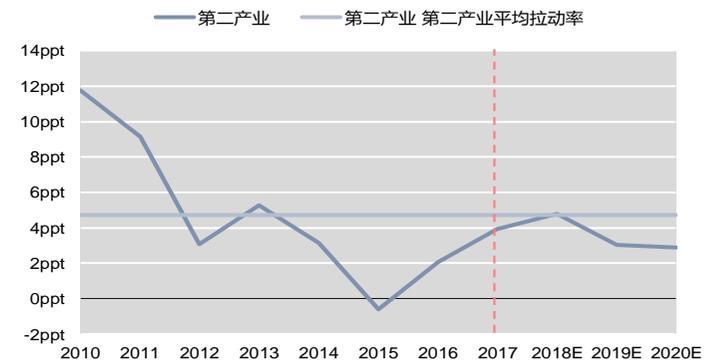
**图 7：2010-2020 年第一产业拉动全社会用电量**


资料来源：电力工业统计资料汇编，中国电力年鉴，中电联，信达证券研发中心

第二产业方面，由于第二产业内部发生结构性变化，四大高耗能产业对全社会用电量拉动逐步下降的趋势，从历史年复合增长率平滑后的用电拉动来看，每 5 年下降 1 个 ppt 左右是较为正常的情形，因此我们预计四大高耗能产业对全社会用电量拉动在 0.90ppt；新兴制造业的逐步崛起带动非四大高耗能产业从对全社会用电量拉动的逆势上扬，我们预计非四大高耗能产业对全社会用电量拉动在 2.14ppt。

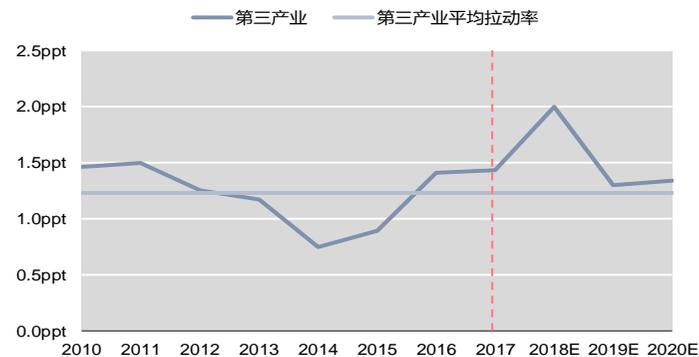
**图 8：1981-2017 年第二产业每五年 CAGR 对应拉动全社会用电量**


资料来源：电力工业统计资料汇编，中国电力年鉴，中电联，信达证券研发中心

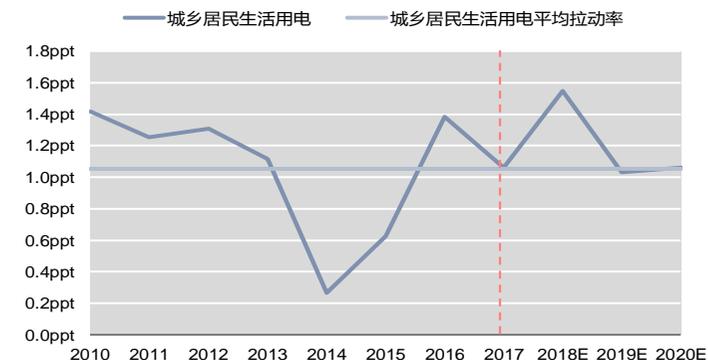
**图 9：2010-2020 年第二产业拉动全社会用电量**


资料来源：电力工业统计资料汇编，中国电力年鉴，中电联，信达证券研发中心

第三产业及居民生活用电方面，随着人均收入的不断提升，带动居民消费水平上升，加上居民对电费的敏感程度呈边际递减现象。我们预计第三产业及居民生活用电全社会用电量的拉动分别为 1.3ppt 和 1.0ppt。

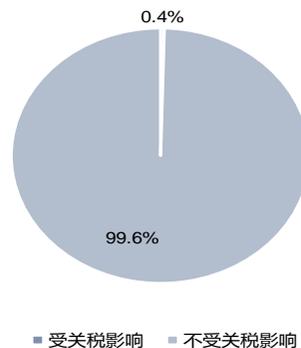
**图 10: 2010-2020 年第三产业拉动全社会用电量**


资料来源: 电力工业统计资料汇编, 中国电力年鉴, 中电联, 信达证券研发中心

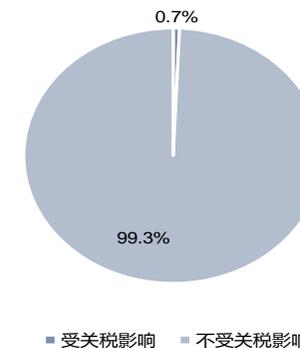
**图 11: 2010-2020 年城乡居民生活用电拉动全社会用电量**


资料来源: 电力工业统计资料汇编, 中国电力年鉴, 中电联, 信达证券研发中心

2019 年, 贸易战对国内经济及用电量的影响较大, 造成相当程度的不确定性。我们采用单位 GDP 用电强度的方法根据美国第一轮 500 亿的征税清单进行测算, 结果表明关税影响的产品价值 (477 亿美元) 占总 GDP 的 0.4% (以 17 年为基准), 这部分受关税影响的行业用电量 (437.6 亿千瓦时) 占全社会用电量 (63,076.6 亿千瓦时) 的 0.7%。

**图 12: 受关税影响的产品价值占总 GDP 的 0.4%**


资料来源: 商务部, 苏宁金融研究院, 信达证券研发中心

**图 13: 受关税影响的行业用电量占总用电量的 0.7%**


资料来源: 商务部, 苏宁金融研究院, 信达证券研发中心

需要指出的是, 由于美国第二轮 2000 亿美元的中国产品加征关税打击面广, 基本覆盖衣食住行、轻工业、机械制造、生活日用品等制造业和终端产品, 由于终端产品将向上传导影响制造业, 这种叠加、循环效应难以计算, 加上新一轮中美贸易谈判仍在进行中, 最终结果存在巨大不确定性, 因此我们在预测中未包含贸易战对下游需求的影响。综上所述, 我们预计 2019 年全社会用电增速在 5.5% 左右。至 2020 年全社会用电量预计达 7.6 万亿千瓦时, 同比增长 5.4%。

**表 4：2019 年全社会用电量增速中性情景下预计为 5.5%**

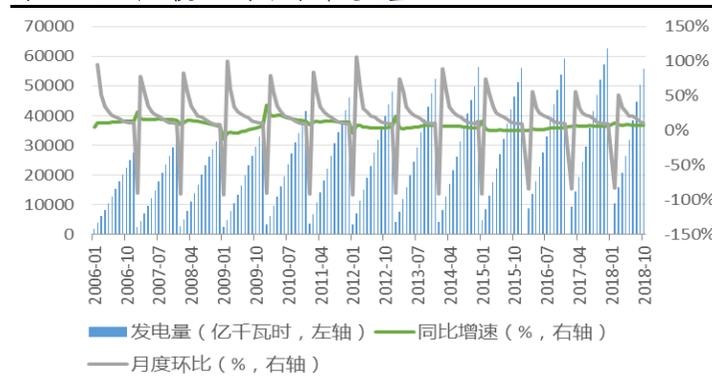
2019 年	总用电量 (亿千瓦时)	新增用电量 (亿千瓦时)	拉动全社会用电量
全社会用电量总计	72,148.2	3,735.3	5.5ppt
第一产业	1,286.1	61.6	0.1ppt
第二产业	49,520.1	2,079.8	3.0ppt
第三产业	10,964.9	889.4	1.3ppt
城乡居民生活用电	10,377.1	704.7	1.0ppt

资料来源：信达证券研发中心

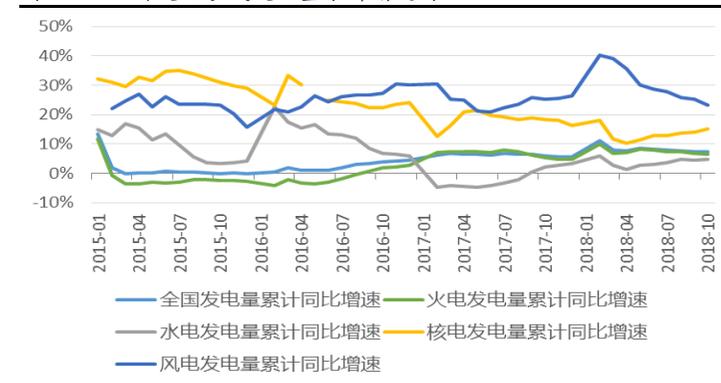
## 供给：宽松的电力供需格局改变，发电商议价能力提升

### 1~10 月：发电装机增速同比回落，非化石能源发电量较快增长

**2018 年 1-10 月，发电结构清洁低碳化趋势明显。**“十三五”规划提出 2020 年、2030 年非化石能源消费比重分别达到 15%、20% 的目标。受需求超预期增长的影响，2018 年 1-10 月 6000 千瓦及以上电厂全国发电量 55,813.6 亿千瓦时，累计同比增长 7.2%，增速较 2017 年提高 1.2 个百分点。其中，火电累计同比增加 6.6%，增速比上年同期提高 1.2 个百分点；水电累计同比增加 4.6%，增速比上年同期提高 2.4 个百分点；核电累计同比增加 15 个百分点，增速比上年同期降低 3.4 个百分点；风电累计同比增加 23.1%，增速比上年同期降低 2.2 个百分点。非化石能源发电量占比 27.11%，较 2017 年同期增加 0.4 个百分点。

**图 14：全国规模以上装机累计发电量**


资料来源：中电联，Wind，信达证券研发中心

**图 15：不同发电形式发电量累计增速对比**


资料来源：Wind，信达证券研发中心

1-10 月，非化石能源平均利用小时数普遍高于上年同期，风电利用小时为近年新高。全国发电设备累计平均利用小时为 3,209

小时，比上年同期增加 100 小时。分机组类型来看，水电设备平均利用小时为 3,083 小时，比上年同期增加 58 小时；火电设备平均利用小时为 3,596 小时，比上年同期增加 165 小时；核电设备平均利用小时 6,084 小时，比上年同期增加 211 小时；风电设备平均利用小时为 1724 小时，比上年同期增加 172 小时，为近年新高。非化石能源发电平均利用小时数增长趋势明显。

全国 6,000 千瓦及以上电厂装机容量 17.7 亿千瓦，同比增长 5.2%，增速比上年同期回落 2.1 个百分点。全国基建发电新增设备容量 8,984 万千瓦，比上年同期少投产 1,051 万千瓦。其中，水电、火电和太阳能发电分别比上年同期少投产 185、623 和 829 万千瓦，核电和风电分别比上年同期多投产 254 和 323 万千瓦。新增火电装机占新增总装机的 30.03%，较上年同期减少 3 个百分点，严格控制煤电新增规模政策效果明显。非化石能源新增装机容量占比 69.97%，清洁低碳发展趋势明显。

2018 年以来国家出台多个政策，旨在促进非化石能源的消纳，规范可再生能源行业管理，促进可再生能源成本下降。

**表 5：国家出台多个政策促进非化石能源的消纳**

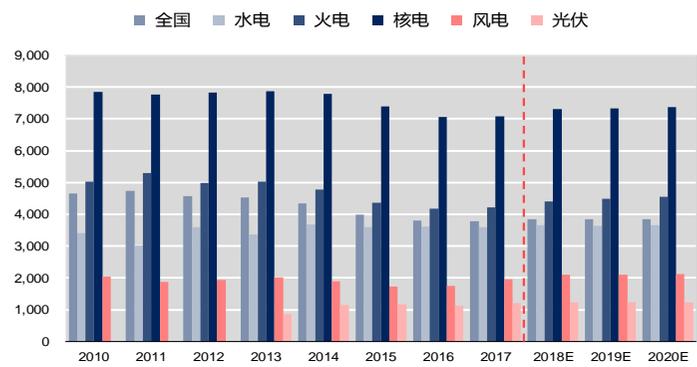
出台政策	政策意见
《关于提升电力系统调节能力的指导意见》	破解新能源消纳难题，推进绿色发展
《可再生能源电力配额及考核办法（征求意见稿）》	将对电网企业、自备电厂、电力市场交易主体等实行强制配额并考核
《关于进一步促进发电权交易有关事项的通知（征求意见稿）》	由水电、风电、核电等清洁能源发电机组替代火电机组发电，不应逆向替代
《关于提升电力系统调节能力的指导意见》	建立以市场为导向的促进新能源消纳的制度体系
《关于减轻可再生能源领域企业负担有关事项的通知》	促进可再生能源成本下降，支持可再生能源相关实体经济健康发展
《关于实行可再生能源电力配额制的通知（征求意见稿）》	加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系，促进可再生能源开发利用

资料来源：国家发改委，国家能源局，信达证券研发中心

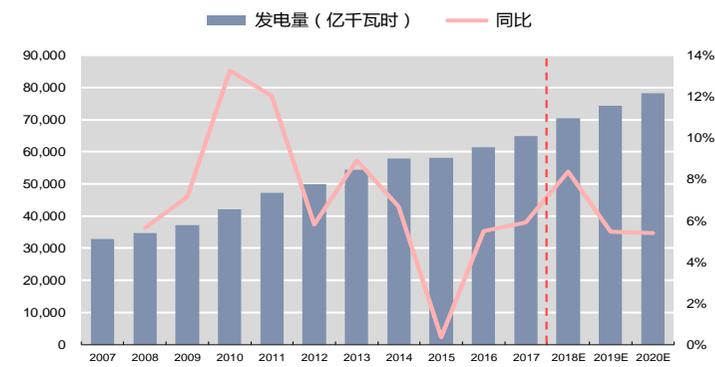
### 预计 2019 年：电力供应宽松程度进一步缓解，局部结构性缺电依旧

由于下游电量需求超预期增长，同时作为电力供应的主力煤电受到环保压力而停缓建，使得电源装机增速偏缓，原本宽松的电力供需格局将逐步转变。东南沿海地区由于发达程度较高，持续地保持旺盛的电力需求，而火电、水电、核电未来两年新增装机有限，因此，现有电源的利用小时数将大幅好转。同时，受电煤和天然气地区性季节性供需偏紧、新能源比重持续上升导致部分时段电力系统调峰能力不足、第三产业和居民生活用电比重持续提高带动系统峰谷差持续增大等多重因素影响，我们预计全国电力供需总体平衡、部分地区在迎峰度夏、迎峰度冬高峰时段电力供需偏紧。

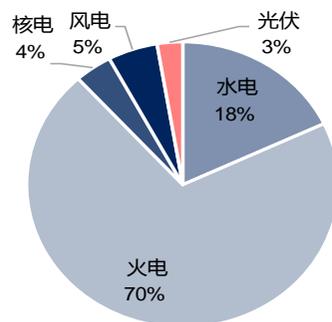
分区域看，我们预计**华北区域**和**南方区域**电力供应偏紧，华北区域在迎峰度夏、迎峰度冬用电高峰时段电力供应偏紧，南方区域主要是广东等地偏紧；**华东、华中区域**电力供需总体平衡；**东北、西北区域**预计电力供应能力富余，各地区电力供需差异较为突出。

**图 16: 2010~2020 年全国分电源利用小时数**


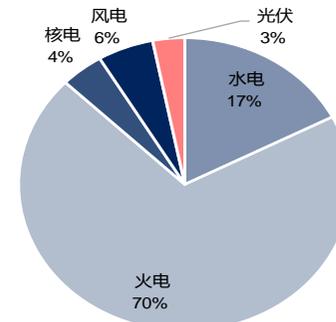
资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

**图 17: 2010~2020 年全国发电量及同比情况**


资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

**图 18: 2018 年发电结构**


资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

**图 19: 2019 年发电结构**


资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

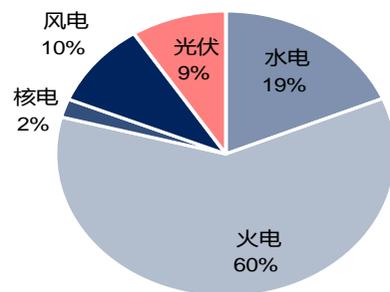
### 清洁转型始终是重点, 煤电审批有望放松

国家打赢蓝天保卫战的环保攻坚目标依旧, 新能源逐步替代传统能源的战略发展方向未变, 因此未来电力新增装机重点在新能源同样没有改变, 但由于一方面光伏、风电等装机受资源与补贴政策影响, 另一方面更多的新能源装机要求有更多的煤电参与调峰, 我们认为 2019 年煤电审批有望放松。

我们预计, 2018 年全国发电设备平均利用小时数为 3,852 小时, 其中火电平均利用小时数为 4,416 小时, 至 2020 年, 全国平均发电利用小时数将增加至约 3,839 小时。非化石能源发电装机规模高速增长, 我们预计 2018 年, 全国发电装机为 18.8

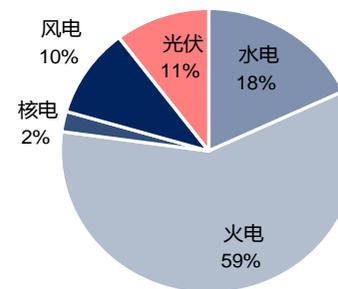
亿千瓦,非化石能源发电装机比重为 40%,至 2020 年,全国发电装机将突破 20 亿千瓦,非化石能源发电装机比重上升至 42%。届时,非化石能源占电力供应比重上升至 32%,火电装机容量 12 亿千瓦,供应比重则下滑至 68%。非化石能源发电装机比重上升表明清洁低碳已成发展趋势,电力结构将高质量发展。

图 20: 2018 年电源结构



资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

图 21: 2019 年电源结构



资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

但是,由于下游电力需求旺盛,而新能源短期内无法解决波动性以及提供稳定的电力,在电力供需偏紧的形势下仍需要煤电进行调峰,因此我们认为未来煤电审批有望逐步放松。

图 22: 全国累计发电设备容量



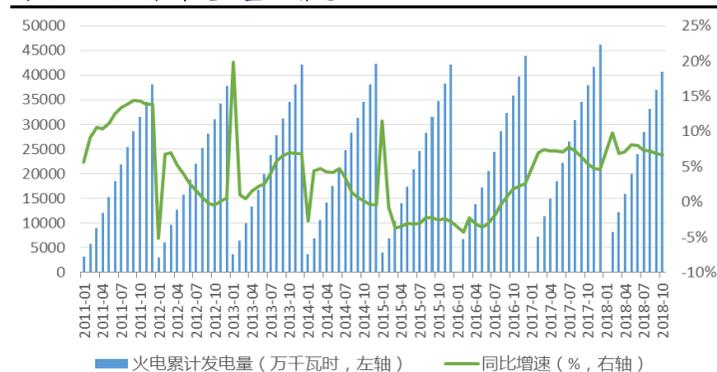
资料来源: Wind, 信达证券研发中心

## 火电：营收同比大幅增长，火电行业整体趋势向好

现状：发电量增速亮眼，严控煤电新增规模效果显著

2018年1-10月，火电发电量增速较快，火电发电量4.00万亿千瓦时，同比增长8.27%。截至2018年10月，全国6,000千瓦及以上火电装机11.2亿千瓦，1-10月新增火电装机1,371万千瓦，同比减少53.30%。严格控制煤电新增规模政策效果明显。火电设备平均利用小时3,596小时，同比提高165小时。

图 23：火电累计发电量及增速



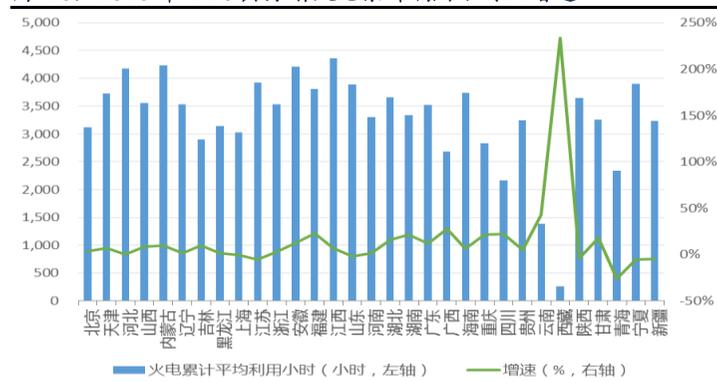
资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 24：火电新增装机容量及增速



资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 25：2018年1-10月分省火电累计利用小时及增速

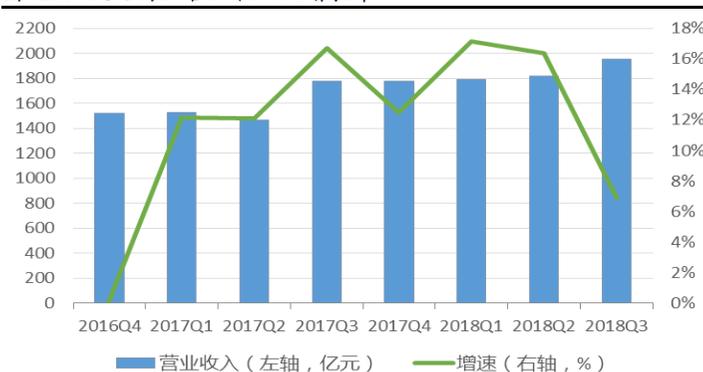


资料来源：Wind，信达证券研发中心

2018年前三季度，受到发电量同比增加及平均结算电价上调等因素影响，火电行业业绩较上年同期明显改善。但是因煤电联动涨价机制搁置、电煤价格持续高位运行等因素，行业净利润增幅低于预期。前三季度，火电行业实现营业收入5,568.97亿

元, 同比增加 6.88%; 归母净利润 226.04 亿元, 同比下降 13.90%; 毛利率 15.64%, 同比下降 0.50 个百分点; 净利率 5.33%, 同比下降 1.33 个百分点。第三季度, 华能国际等龙头公司受投资收益等因素影响, 净利润和毛利率有所下滑, 但整体向好趋势不变。

图 26: 火电行业营业收入及增长率



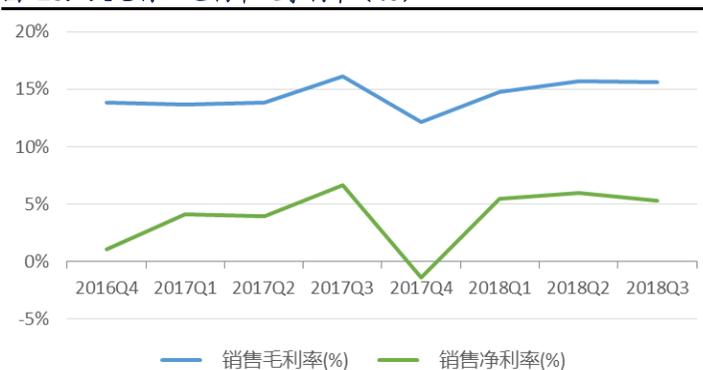
资料来源: Wind, 信达证券研发中心

图 27: 火电行业归母净利润及增长率



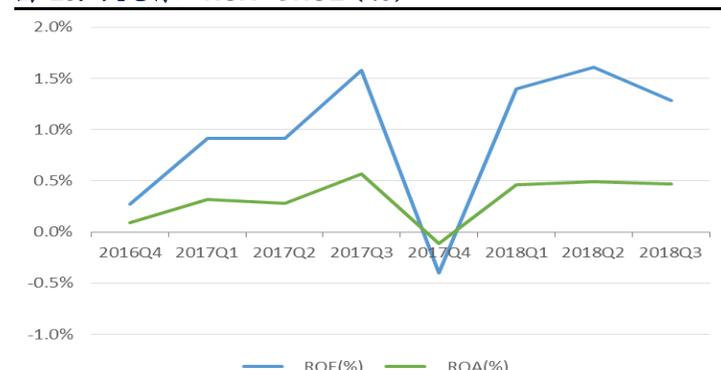
资料来源: Wind, 信达证券研发中心

图 28: 火电行业毛利率及净利率 (%)



资料来源: Wind, 信达证券研发中心

图 29: 火电行业 ROA 及 ROE (%)



资料来源: Wind, 信达证券研发中心

表 6: 2018 年三季度总市值排名前十位的火电上市公司净利润及增长情况

股票代码	公司简称	最新日期	总市值(亿元)	PE(TTM)	2018Q3 营业收入(亿元)	营收增长率 (%)	归母净利润(亿元)	归母净利润增长率 (%)	ROE (%)	ROA (%)
600011.SH	华能国际	2018-11-30	1083.17	117.51	1259.89	13.08	19.89	-29.33	2.46	0.74
600023.SH	浙能电力	2018-11-30	610.67	14.15	430.38	14.51	37.54	0.36	6.08	3.68
601991.SH	大唐发电	2018-11-30	581.11	37.15	690.99	12.37	17.62	14.69	3.72	1.16

600886.SH	国投电力	2018-11-30	495.38	12.78	302.87	25.13	35.95	21.76	9.71	3.26
600795.SH	国电电力	2018-11-30	489.29	20.18	480.59	8.53	26.32	8.28	5.01	1.28
600027.SH	华电国际	2018-11-30	449.75	20.51	643.14	10.71	15.26	742.70	3.17	0.92
000883.SZ	湖北能源	2018-11-30	234.92	12.52	90.59	3.06	17.40	-14.58	6.63	3.86
000027.SZ	深圳能源	2018-11-30	210.12	38.24	123.77	18.49	6.04	-24.86	2.86	0.85
000539.SZ	粤电力 A	2018-11-30	207.39	23.04	209.56	5.13	9.39	20.04	3.88	1.91

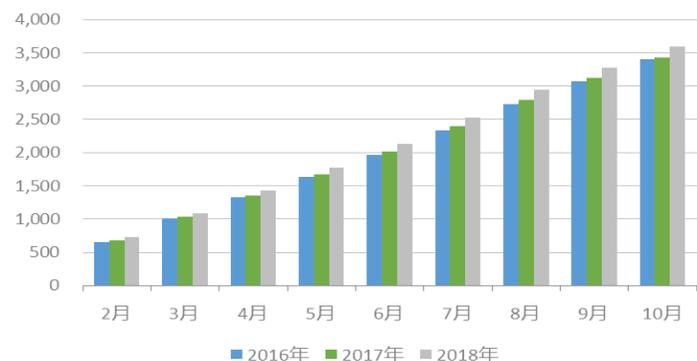
资料来源: Wind, 信达证券研发中心

## 收入：用电景气叠加装机增长有限，利用小时数提升促营收增长

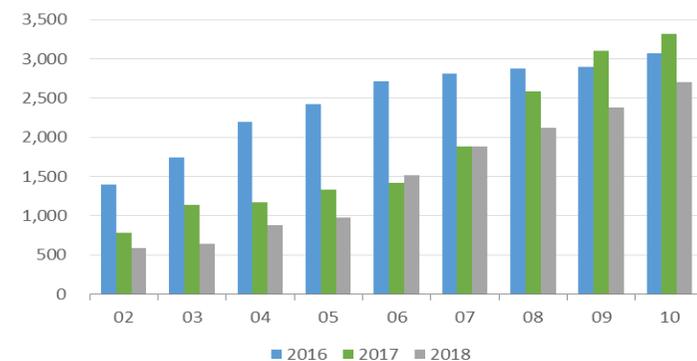
2018年1-10月份全社会累计用电量5.66万亿千瓦时，同比增长8.69%，增速同比提高2.0个百分点，用电量增速较快。我国电源结构仍以煤电为主，2017年煤电装机占比为55%，煤电发电量占比为64%。而且相对于其他发电方式，煤电经济性优势明显，目前，全国燃煤机组平均标杆上网电价约为0.3738元/千瓦时，仍然低于我国大多数发电形式的平均上网电价。此外，根据我国《电力发展“十三五”规划》，虽然到2020年，我国煤电装机比重将从59%下降至55%，但是煤电作为我国发电的主力电源这一基本事实不变。

虽然煤电仍然是我国发电的主力电源，但我们也要看到国家对于煤电行业去产能的决心和力度。2017年政府工作报告中，首次提出将去产能范围扩大到煤电领域。2017年8月，国家发改委、财政部等16部委联合印发《关于推进供给侧结构性改革防范化解煤电产能过剩风险的意见》，提出化解煤电产能过剩、支持煤电整合等政策。煤电去产能具体要求“十三五”期间，全国停建和缓建煤电产能1.5亿千瓦，淘汰落后产能0.2亿千瓦以上。2017年政府工作报告中煤电去产能目标为淘汰、停、缓建煤电产能5,000万千瓦以上，2017年实际完成6,500万千瓦。2018年政府工作报告提出新目标，即是淘汰关停不达标的30万千瓦以下煤电机组。

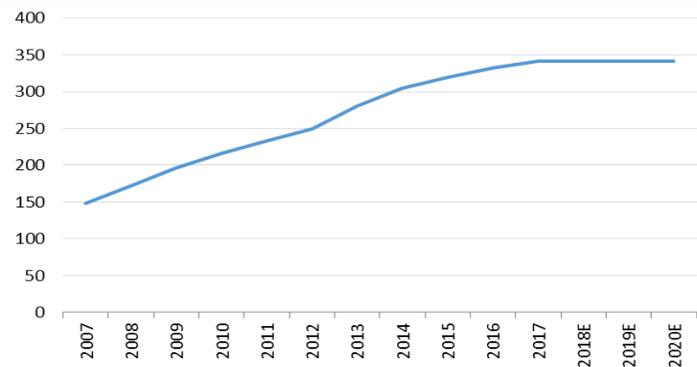
由于现有火电装机容量已经超过了《电力发展“十三五”规划》的预期值，我们预计短期内严控火电装机规模的政策导向不会发生根本性变化。2019年，火电装机增长空间有限，将会拉动火电利用小时数的增长，火电行业将逐渐恢复活力。但是，由于下游电力需求旺盛，而新能源短期内无法解决波动性以及提供稳定的电力，在电力供需偏紧的形势下仍需要煤电进行调峰，因此我们认为未来煤电审批有望逐步放松。

**图 30: 2016-2018 年全国火电累计平均利用小时数 (小时)**


资料来源: 中电联, Wind, 信达证券研发中心

**图 31: 2016-2018 年全国火电新增装机容量 (万千瓦)**


资料来源: 中电联, Wind, 信达证券研发中心

**图 32: 全国火电装机预测 (吉瓦)**


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

**图 33: 全国火电利用小时数预测**


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

### 收入: 发电侧电价调整难以触发, 市场电价降幅减少增厚利润

2015年3月15日, 国务院发布《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》, 指出要在发电侧和售电侧开展有效市场竞争, 严格执行并适时完善省级电网输配电价制度, 加快推进跨省跨区专项输电工程和区域电网输电价格改革, 力争2018年完成。

国家要求合理降低用能成本, 2018年燃煤标杆电价上涨概率不大。2017年6月16日, 国家发改委出台《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, 腾出的电价空间用于提高燃煤电厂标杆电价。由于燃煤机组标杆电价已经历了这次上涨, 以及国家的降成本相关措施的实施, 本该于2018年1月1日执行的煤电联动涨价机制搁置。我们判断未来燃煤标杆电价涨价的概率不大。

**降价措施转移至配输电侧和用电侧，发电侧降价调整概率微乎其微。**2018年以来，国家发改委及财政部先后出台政策用于降低一般工商业电价。国家发改委出台《关于降低一般工商业电价有关事项的通知》，主要在电网环节收费和输配电价格方面降价约430亿元。财政部4月17日发布《关于降低部分政府性基金征收标准的通知》，在按照《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通知》（财税〔2017〕51号）降低25%的基础上，再统一降低25%，政府基金让利金额约122亿元。5月15日，国家发改委印发了《关于电力行业增值税税率调整相应降低一般工商业电价的通知》，该项措施涉及金额约216亿元。通过降价，全国工商业用户受惠总额约800亿元。至此，一般工商业电价累计降幅约7%。此举措降价成本主要由电网公司承担，意味着政府已将电网腾出的电价空间让渡给用电侧。由于降价措施已经转移至输配电侧和用电侧，因此2018年在发电侧进行降价调整的可能性微乎其微。

**表 7：2014-2017 年全国燃煤标杆上网电价（元/千瓦时）**

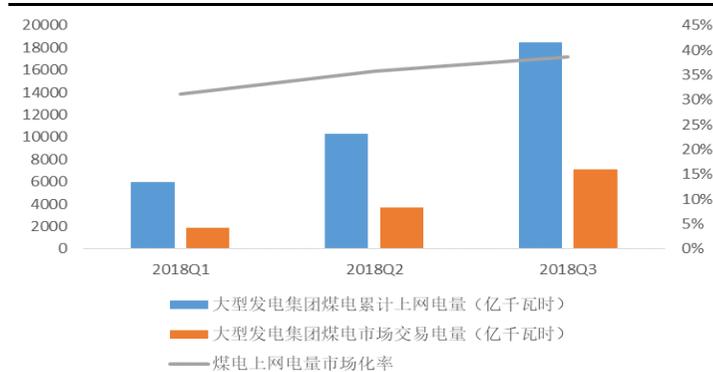
	2014年9月1日	2015年4月20日	2016年1月1日	2017年7月1日
全国	0.4114	0.39356	0.3644	0.3738

资料来源：国家发改委，信达证券研发中心

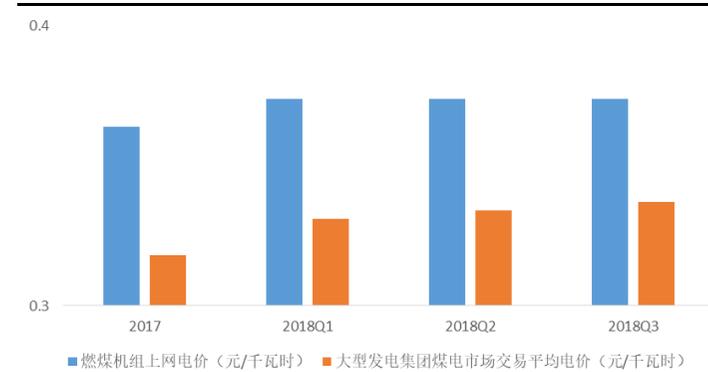
在煤电联动机制无法启动的情况下，电力企业会通过减小市场化交易电价降幅的方式消化上涨煤价，达到提升营业收入的效果。中电联《2018年上半年全国电力市场交易信息简要分析》指出，2017年以来，随着煤炭市场价格波动上升以及发电市场竞争的理性回归，煤电市场化交易量进一步扩大，交易电价呈缓步回升趋势。2018年前三季度，大型发电集团煤电平均市场交易电价为0.3368元/千瓦时，较2017年提升了5.97%。

**市场化交易电量规模进一步扩大。**2016年3月1日，北京电力交易中心、广州电力交易中心挂牌成立，广州等多个省份开始进行有售电公司参与的电力月度竞价交易。2017年以来，大型发电集团煤电市场交易平均电价和煤电上网电量市场化率均呈上升趋势。2018年1-9月，全国电力市场化交易电量占全社会用电量比重为28.3%，占电网企业销售电量比重为34.5%。其中，大型发电集团煤电机组上网电量18,457亿千瓦时，市场交易电量7,147亿千瓦时，市场化率为38.7%，相较于上年同期，市场化率提高了6.7个百分点。

**市场化电价与直供电价差缩窄。**实施电价改革以来，华能国际、华电国际等大型发电集团上网电量的市场化比例在逐年提升，市场化电价逐年上升，与燃煤电厂标杆电价的价差不断收窄，价差由2017年的0.079元/千瓦时，收窄至2018年第三季度的0.037元/千瓦时。据此，2018年火电企业的营收将改善。

**图 34: 大型发电集团煤电上网电量市场化率**


资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

**图 35: 煤电市场化电价与燃煤标杆电价价差**


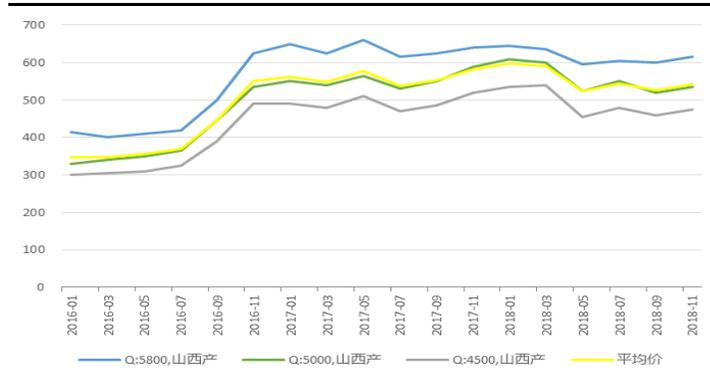
资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

### 成本: 电力煤价仍处高位, 火电发电成本高企

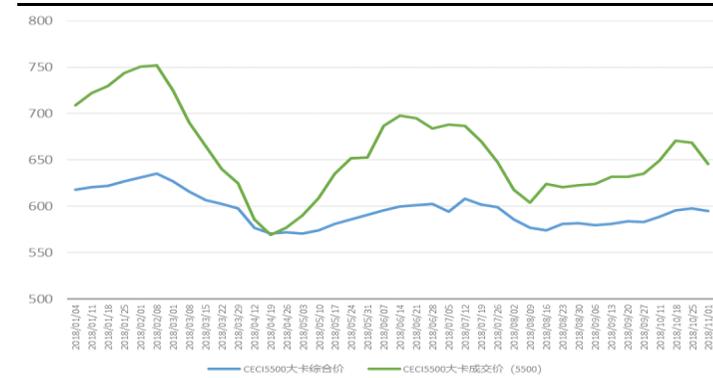
我国发电机组中约 70%为燃煤机组, 发电成本中燃料成本占 70%左右, 煤价变化对电价影响较大。2017 年以来, 煤价高位震荡。电力股本来具备均衡、稳定回报的公共事业属性, 但为稳定我国能源成本, 此前长期出现周期性特征。为了维持电力股的公共事业属性, 国家将会在之后弥补电力企业的亏损。以煤价为例, 在 2017 年煤价上涨之后, 7 月国家调高了燃煤机组上网电价以弥补电力企业亏损。

2018 年 5 月 21 日召开煤电工作会议, 出台“降库存, 压煤价”的政策, 力争在 6 月 10 日前将 5,500 大卡北方港平仓价引导至 570 元/吨, 降低电厂成本。从秦皇岛动力煤价格历史趋势图可以看出 6 月份煤价有所回落。但是随着三产和居民用电量增加, 用电峰谷差进一步加大, 电力供需缺口在七、八月份拉大, 动力煤均价又继续抬升, 维持高位震荡。根据中国沿海电煤采购价格指数——CECI 沿海指数显示, 反映电煤采购综合成本的 CECI5500 大卡综合价 1-10 月波动区间为 571-635 元/吨, 各期价格都超过了《关于平抑煤炭市场价格异常波动的备忘录》中规定的绿色区间上限, 国内煤价持续高位也导致对标国内煤价的进口煤价格快速上涨, 明显提高了国内企业采购成本。根据国家统计局数据, 当前全国火电企业亏损面仍接近一半。

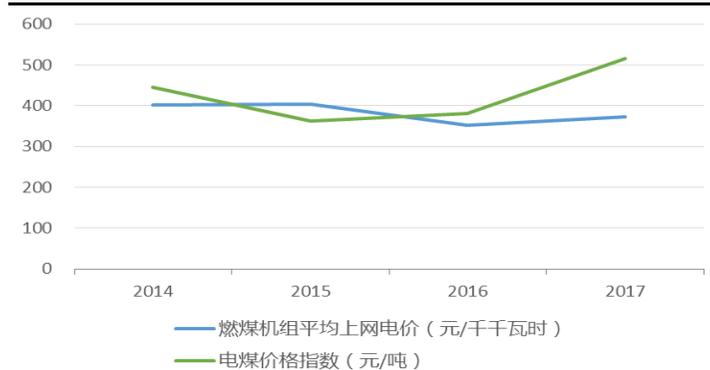
随着电力市场化改革的推进, 煤价回涨向下传导, 市场电价降价幅度将逐步收窄, 缓解煤电企业成本压力。并且, 未来随着煤炭产能逐步得到释放, 若煤价回归合理区间, 由于火电行业对煤炭价格的高弹性特征, 火电行业业绩会得到继续改善。

**图 36: 秦皇岛动力煤价格 (元/吨)**


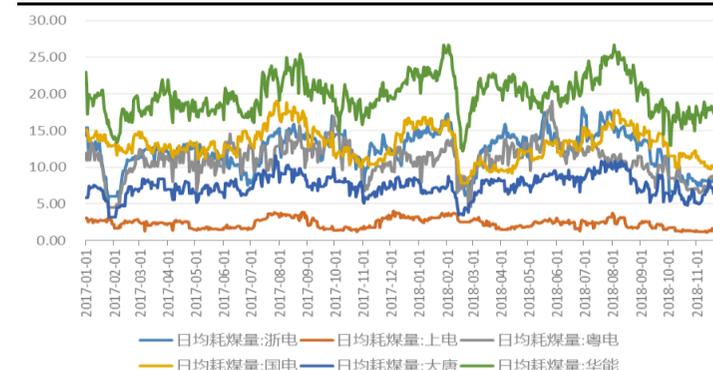
资料来源: Wind, 信达证券研发中心

**图 37: 中国沿海电煤采购价格指数 (CECI 沿海指数)**


资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

**图 38: 燃煤机组平均上网电价 (右轴) 和电煤价格对比**


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

**图 39: 六大发电集团日均耗煤量 (克/千瓦时)**


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

### 展望: 火电行业享受利用小时红利, 业绩持续高增长

我国非化石能源发电量有限, 火电仍是支撑性电源。根据国家出台的煤电去产能、促进非化石能源消纳的政策, 要满足快速增长的全社会用电需求, 主要靠火电平均利用小时数的提升。我们预计, 至 2020 年火电平均利用小时数将达到 4,556 小时, 火电行业享受利用小时红利, 业绩将持续走高。

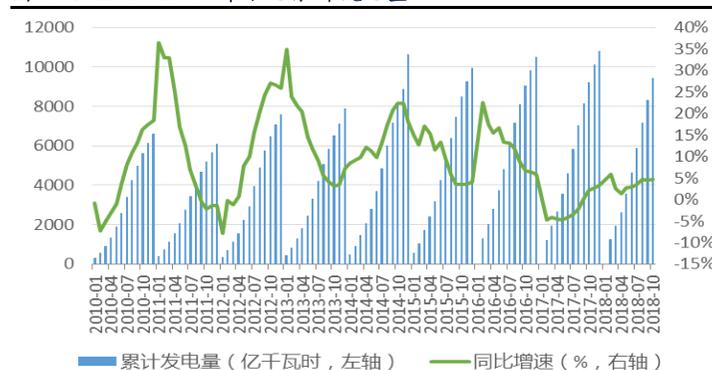
## 水电：来水丰沛助电量提升，项目投资持续推进

现状：水电基建投资额大幅增加，累计装机容量平稳增长

2018年前10个月全国水电发电量为9,418.40亿千瓦时，同比上升4.6%；全国平均利用小时数为3083小时，同比增加59个小时。

2018年1-10月，水电基本建设投资完成额为472亿元，同比大幅上升20.5%。主要原因可能是世界第二大水电站白鹤滩开工以及2018年多个抽水储能电站在建。2018年1-10月新增装机容量708万千瓦，同比下降20.72%。截至10月份，累计装机容量为30,509万千瓦，同比增长3.2%。

图 40：2010-2018 年水电累计发电量

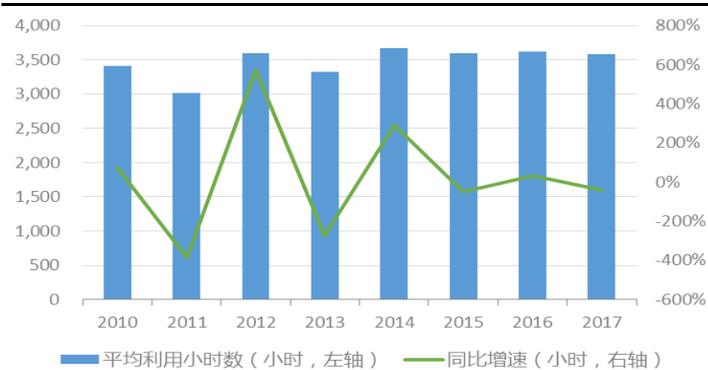


资料来源：国家统计局，信达证券研发中心

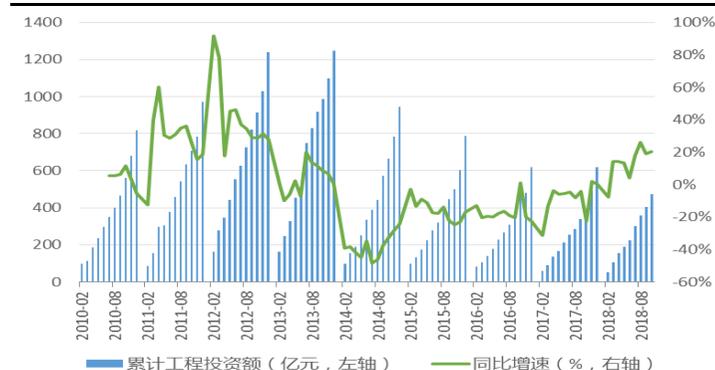
图 41：2010-2018 年水电新增装机量



资料来源：中电联，信达证券研发中心

**图 42: 2010-2017 年水电平均利用小时数**


资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

**图 43: 2010-2018 年水电工程投资额**


资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

**表 8: 2018 年水电项目建设情况**

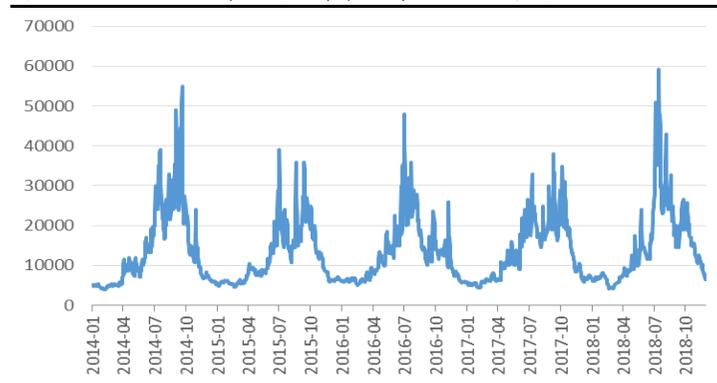
投产时间	水电站	开工时间	地区	装机容量 (万千瓦)	流域
已投运	黄登	2014	云南	190	澜沧江
	大华桥	2014	云南	92	澜沧江
	里底	2014	云南	42	澜沧江
2018 年底	官庄	2015	贵州	5	芙蓉江
	落水洞	2014	湖南	35	沅江
	乌弄龙	2014	云南	99	澜沧江
2020	苏洼龙	2017	四川/ 西藏	120	金沙江
	乌东德	2012	四川/ 云南	1020	金沙江
	杨房沟	2015	四川	150	雅砻江
2021	金沙	2017	四川	56	金沙江
	两河口	2014	四川	300	雅砻江
	双江口	2015	四川	200	大渡河
2022	白鹤滩	2017	四川/ 云南	1600	金沙江
	叶巴滩	2017	四川/ 西藏	224	金沙江

资料来源: 信达证券研发中心整理

## 收入：来水丰年，发电量明显增长

2018 前 10 个月年全国水电发电量为 9,315 亿千瓦时，同比增长 5.26%，主要得益于 2018 年处于来水丰年。由于来水一般丰枯年交替，我们预计 2019 年来水或少于 2018 年。

图 44：2014-2018 年三峡水库来水情况（立方米/秒）

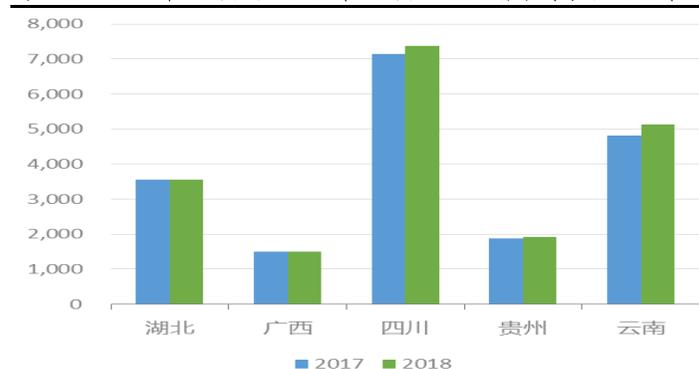


资料来源：Wind，信达证券研发中心

## 收入：多座水电站陆续投运，新增装机容量小幅度回升

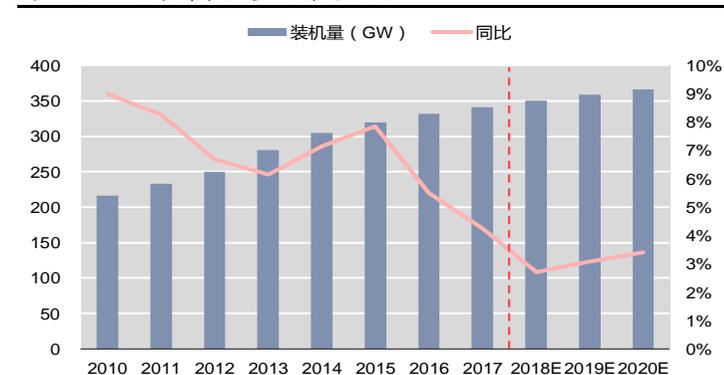
2018 年 1-10 月新增装机容量为 708 万千瓦，同比下降 20.72%。新增装机量主要集中在云南、四川、广东三个省份，主要原因是四川省和云南省分别逐步投运了大渡河流域和澜沧江流域的水电站。

图 45：2017 年 10 月与 2018 年 10 月水电大省累计装机（万千瓦）



资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 46：水电累计装机量及增速预测



资料来源：中电联，信达证券研发中心

根据《2018 年能源工作指导意见通知》积极推进已开工水电项目建设，年内计划新增装机规模约 600 万千瓦。扎实推进金沙

江、雅砻江、大渡河、黄河上游等水电基地建设。截至 2018 年 11 月底，我国已经陆续投运了 3 座水电站，剩下 3 座投运在即。我们预计 2019 年新增装机容量，累计装机容量将达到 350.19 吉瓦，同比增速为 5.7%，新增装机容量为 900 万千瓦。

### 收入：特高压通道增强水电消纳能力

2017 年全国水能利用率为 96%，水电消纳能力持续增加。《2018 年能源工作指导意见通知》指出年内力争开工建设乌东德送电广东广西柔性直流、四川水电外送第四回直流等输电通道。扎实推进陕西、青海、新疆、陇彬、白鹤滩水电、金沙江上游水电电力外送输电通道，以及闽粤联网工程前期论证。随着 2018 年云南大理-深圳 800 千伏特高压通道建成，我们预计 2018 年云南、四川的弃水量将持续下降，全国水能利用率将稳步提升。

**表 9：2018-2020 年预计投产水电特高压输送通道**

起点-终点	类型	额定容量 (MW)	配套电站	投产时间	状态
云南大理-深圳	800KV	5000	滇南水电站	2018.5	已完成
四川资阳-重庆铜梁	500KV	2000		2019	在建
云南昆明-广西柳州-广东惠州	800KV	5000	乌东德水电站	2020	在建
四川雅中-江西抚州	800KV	10000	杨房沟水电站	2020	设计中
乌东德-浙江温州	800KV	5000	乌东德水电站	2020	设计中

资料来源：信达证券研发中心整理

2018 年前 10 个月水电利用小时数 3,083 小时，同比增长 58 小时，由于 2018 年下半年新增装机量上升幅度不大，用电量同比增长将推动利用小时数提升，我们预计 2018 年利用小时数为 3,660 小时，同比上升 2.26%。

**图 47：水电利用小时数预测（小时）**



资料来源：中电联，信达证券研发中心

## 收入：5省上网电价有较大差距

表 10: 前五水电大省发电量与平均上网电价比较

年份	四川		云南		湖北		贵州		广西	
	发电量 (亿千瓦时)	平均上网电价 (元/千瓦时)								
2013	1,830.71	0.30	1,433.95	0.27	1,153.51	0.26	423.09	0.29	427.89	0.26
2014	2,341.30	0.31	1,885.77	0.267	1,375.80	0.29	620.04	0.29	566.96	0.28
2015	2,508.44	0.27	1,978.93	0.247	1,289.96	0.27	723.66	0.30	677.97	0.28
2016	2,721.80	0.26	2,061.50	0.20	1,379.30	0.27	678.40	0.29	594.20	0.23
2017	2,909.90	0.26	2,277.60	0.19	1,459.20	0.27	658.40	0.29	555.70	0.22

资料来源：中电联，Wind，信达证券研发中心

前五个水电大省按 2017 年全省水电发电量排序依次为：四川、云南、湖北、贵州、广西，其中，2017 年贵州的上网电价最高，为 0.28763 元/千瓦时，云南的上网电价最低，为 0.19220 元/千瓦时。

## 成本：中国水电度电成本上涨压力较小

可再生能源署（IRENA）发布《可再生能源发电成本报告》披露 2017 年全球水电加权平均发电成本为 0.05 美元/千瓦时，相比 2010 年（0.04 美元/千瓦时），同比上涨 25%，在全球范围来看，水电成本有上涨的压力。

由于中国已有大型水电项目运营年限较长，中国水电度电成本上涨压力较小。以长江电力为例，2016 年水电度电成本为 0.092 元/千瓦时，2017 年水电度电成本为 0.091 元/千瓦时，小幅下降 1%。我们预计 2019 年水电成本将持平。

水电项目建造成本有一定上涨的压力。2018 年 4 月 2 日国家发改委发布《关于建立水电开发利益共享机制的意见》指出调整完善资源开发收益政策，探索水电利益共享机制，将从发电中提取的资金优先用于水电移民和库区后续发展。我们预计 2019 年水电项目建造成本将有所提高。

## 展望：水电发电量稳步增长，高现金分红有望持续

2018 年水电龙头企业兑现高现金分红。其中，长江电力每股分红 0.68 元，股息率为 4.74%；川投能源每股分红 0.275 元，股息率为 3.43%；桂冠电力每股分红 0.33 元，股息率达到 6.55%，高于十年期国债收益率 3.398%（2018 年 11 月 30 日）。综合来看，水电行业股息支付率高于整体电力行业。申万水电近 12 个月的股息率为 2.76% 高于申万电力的 2.59%，水电企业投资价值明显。

2018 年 1-10 月来水颇丰，发电量稳重有增，各省水电上网电价没有下调压力，我们预计 2019 年水电上网电价将维持稳定水平，水电企业有望随着发电量增长而实现业绩稳步增长，有望持续高现金分红，水电企业仍具有高投资价值。

**表 11: 水电企业股息率对比**

代码	证券简称	上一年累计每股分红(元)	股息率(%, 最近 12 个月)
600025	华能水电	0.06	1.89
600236	桂冠电力	0.33	6.55
600674	川投能源	0.28	3.43
600886	国投电力	0.17	2.28
600900	长江电力	0.68	4.74
002039	黔源电力	0.30	2.33

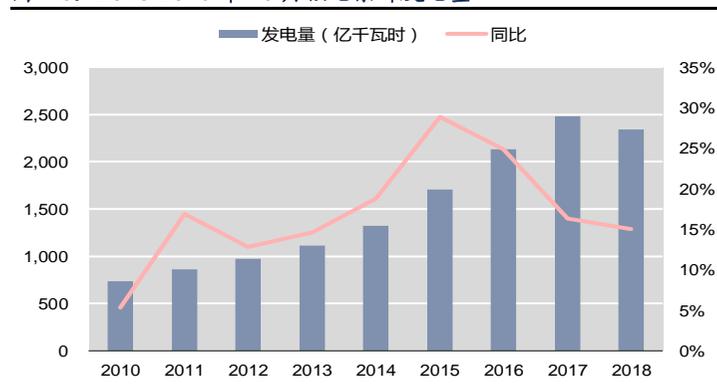
资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心, 注: 数据截至 2018 年 11 月 30 日

## 核电: 曲折发展终见曙光, 核电审批重启在即

现状: 利用小时数大幅提高, 三代核电全球首堆即将运营

用电量景气, 推动利用小时数大幅提升

在全社会用电量增速创新高的背景下, 2018 年 1-10 月份, 全国核电发电量 2,341 亿千瓦时, 同比增长 15.0%; 全国核电设备平均利用小时 6,084 小时, 比上年同期增加 211 小时。目前, 全国在运核电机组保持了良好的运行记录, 各项安全指标位于国际前列。

**图 48: 2010-2018 年 10 月核电累计发电量**


资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

截至 2018 年 10 月, 我国共有 14 个核电厂运营 39 台核电机组, 总装机容量为 3789 万千瓦。

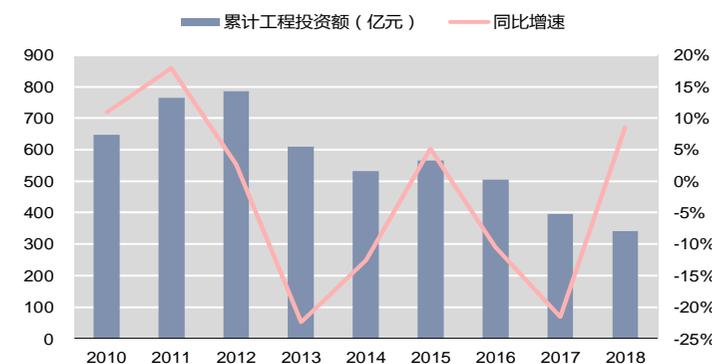
**表 12: 中国运营的核电站及机组 (截至 2018 年 10 月 31 日)**

控股公司	核电厂名称	机组	代型	堆型	型号	装机容量(MW)	开工 (FCD)	机组商运
中国核电	泰山核电厂	#1	二代	压水堆	CNP300	310	1985/03/20	1994/04/01
		#1	二代	压水堆	CNP600	650	1996/06/02	2002/04/15
	泰山第二核电厂	#2	二代	压水堆	CNP600	650	1997/03/23	2004/05/03
		#3	二代	压水堆	CNP600	660	2006/04/28	2010/10/05
		#4	二代	压水堆	CNP600	660	2007/01/28	2012/04/08
		#1	二代	重水堆	CANDU 6	728	1998/06/08	2002/12/31
	泰山第三核电厂	#2	二代	重水堆	CANDU 6	728	1998/09/25	2003/07/24
		#1	二代	压水堆	CNP1000	1089	2008/12/26	2014/12/15
	方家山核电厂	#2	二代	压水堆	CNP1000	1089	2009/07/17	2015/02/12
		#1	二代	压水堆	AES-91	1060	1999/10/20	2007/05/17
	田湾核电厂	#2	二代	压水堆	AES-91	1060	2000/10/20	2007/08/16
		#3	二代	压水堆	AES-91	1126	2012/12/27	2018/02/15
		#1	二代	压水堆	CNP1000	1089	2008/11/21	2014/11/22
	福清核电厂	#2	二代	压水堆	CNP1000	1089	2009/06/17	2015/10/16
		#3	二代	压水堆	CNP1000	1089	2010/12/31	2016/10/24
		#4	二代	压水堆	CNP1000	1089	2012/11/17	2017/09/17
		#1	二代	压水堆	CNP650	650	2010/04/25	2015/12/25
	昌江核电厂	#2	二代	压水堆	CNP650	650	2010/11/21	2016/08/12
		#1	三代	压水堆	AP1000	1251	2009/04/19	2018/09/21
中广核电力	大亚湾核电厂	#1	二代	压水堆	M310	984	1987/08/07	1994/02/01
		#2	二代	压水堆	M310	984	1988/04/07	1994/05/07
	岭澳核电厂	#1	二代	压水堆	CPR1000	990	1997/05/15	2002/05/28
		#2	二代	压水堆	CPR1000	990	1997/11/28	2003/01/08
		#3	二代	压水堆	CPR1000	1087	2005/12/15	2010/09/15
		#4	二代	压水堆	CPR1000	1087	2006/06/15	2011/08/07
	红沿河核电厂	#1	二代	压水堆	CPR1000	1118.79	2007/08/18	2013/06/06
		#2	二代	压水堆	CPR1000	1118.79	2008/03/28	2014/05/13
		#3	二代	压水堆	CPR1000	1118.79	2009/03/07	2015/08/16
		#4	二代	压水堆	CPR1000	1118.79	2009/08/15	2016/09/19
	宁德核电厂	#1	二代	压水堆	CPR1000	1089	2008/02/18	2013/04/15
		#2	二代	压水堆	CPR1000	1089	2008/11/12	2014/05/04
		#3	二代	压水堆	CPR1000+	1089	2010/01/08	2015/06/10
		#4	二代	压水堆	CPR1000+	1089	2010/09/29	2016/07/21

阳江核电厂	#1	二代	压水堆	CPR1000	1086	2008/12/16	2014/03/25
	#2	二代	压水堆	CPR1000	1086	2009/06/04	2015/06/05
	#3	二代	压水堆	CPR1000	1086	2010/11/15	2016/01/01
	#4	二代	压水堆	CPR1000	1086	2012/11/17	2017/03/15
	#5	二代	压水堆	ACPR1000	1086	2013/09/18	2018/07/12
防城港核电厂	#1	二代	压水堆	CPR1000	1086	2010/07/30	2016/01/01
	#2	二代	压水堆	CPR1000	1086	2010/12/28	2016/11/01
商运总计	57				39272.16		

资料来源: CNEA, 信达证券研发中心

图 49: 2010-2018 年 10 月核电投资额

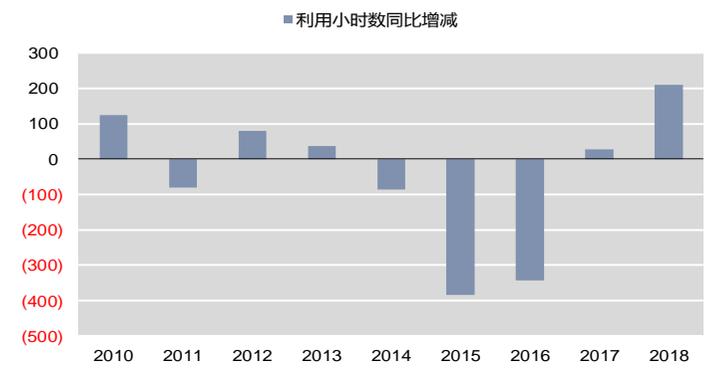


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

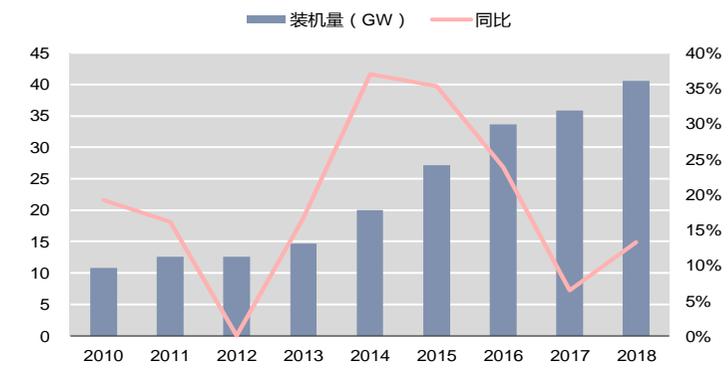
图 50: 2014-2018 年 10 月核电平均利用小时数



资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

**图 51: 2010-2018 年 10 月利用小时数同比增减**


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

**图 52: 2010-2018 年 10 个月核电累计装机量**


资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

### 三代首堆即将商运, 全球核电行业里程碑

2018 年 4 月 25 日三门一号获批首次装料, 在经历了装料-临界-并网-功率平台试验等 168 小时满功率运行试验等过程后, 9 月 21 日凌晨 3 点 57 分, 中核集团旗下三门核电 1 号机组顺利完成 168 小时满功率连续运行考核, 机组具备投入商业运行条件, 中核集团预计三门 1 号将于 2019 年初实现商运。

三门一号作为三代技术 AP1000 的世界首堆, 其进度预示着福岛事件之后新一代核电的进展情况。三门一号的运营不仅对世界核电的发展影响重大, 对我国核电发展也是历史里程碑: 一是三门一号是我国首台投建的三代堆型; 二是三门一号是我国从美国西屋公司引进、并进行再创新的自主化依托项目, 关系到我国通过引进-消化-再创新-自主发展三代核电技术的路径能否可行。

### 机遇: 产业战略与清洁转型需要, 推动核电审批重启

#### 核能利用, 拉动工业体系转型升级

核电工业是一个以众多学科为基础发展起来的综合性战略产业。核电工业的发展不仅扩大了我国核反应堆、核燃料循环、同位素与辐射、核废物处理、核安全与防护等技术等核能利用的专业领域的发展, 更有效带动包括材料、机电、电子、仪表、冶金、化工、建筑等在内的上下游几十个行业的发展。

核能和平利用技术的水平是衡量一国综合科技实力的重要标志之一。加快核电自主化建设, 有利于大幅提升我国在新材料、高效能源利用、电子信息、光机电一体化等高新技术方面的自主创新能力, 提高我国制造业整体工艺、材料和加工水平。

#### 低碳环保, 优化能源结构、保障能源安全

核能是一种清洁、低碳、能量密度高的能源，能够以额定功率长期稳定运行，满足基荷电源可靠、经济、充足的要求，成为国家一次能源多元化的可靠选择。

核电系资本密集型项目，相比燃煤发电和燃气发电等燃料密集型项目而言，更适合我国燃料资源匮乏、低碳发展需求高的东部沿海地区。发展核电在改善我国的能源供应结构的同时，更兼顾了国家能源安全的保障。

### 资本密集行业，助力国家基建补短板

为维持有效投资力度、扩大内需、确保经济运行维持在合理区间，2018年10月31日，国务院办公厅发布《关于保持基础设施领域补短板力度的指导意见》（国办发[2018]101号）要求，着力补齐铁路、公路、水运、机场、水利、能源、农业农村、生态环保、公共服务、城乡基础设施、棚户区改造等领域短板，加快推进已纳入规划的重大项目。

核电作为资本密集型项目具有项目建设成本高，但建成后运营成本低廉的特点。由于三代机型有更高的安全性要求和60年运行寿命要求，设备建造标准的提高相应提高了设计、制造以及建造安装等成本。目前，三代堆型的单位成本较二代技术平均高出30%左右，其中，AP1000和EPR的单位千瓦造价约1.8万元/千万和1.69万元/千瓦。假设机组单机容量12,50MW、单位造价18,000元/千瓦，则每台核电机组拉动项目投资额约225亿元。如每年投资4-6台机组，则将拉动投资约900-1,350亿元每年。在当前中美贸易战、经济承压的背景下，从低碳减排、投资拉动的角度考虑，国家有必要推进核电审批重启。

### 强健国防科技，保持大国核威慑力

核科技具有典型的军民两用特性。核电厂的设计、制造、建设和运营关键技术往往比军用堆难度更大，要求更高。因此，发展民用核电依然是世界核大国保持核威慑能力的重要考虑因素。

通过大力发展核电产业，可以促进核技术的大力提升，充实和提高国防安全保障能力。核燃料循环技术、核燃料、核安全与辐射防护技术、核监测和控制，以及高端装备制造、特种材料等技术在民用的同时，又可用于军用核动力舰船、空间飞行器核电源、核战略战术武器装备的研制和生产。

发展核电一方面保持和提高我国核工业实力，稳定和壮大核科学技术人才队伍；另一方面也是建设我国强大国防，进一步提升核大国地位、和平建设现代化强国的重要途径。是推进现代化建设、走强国之路、提升综合国力的重要战略举措。

### 挑战：邻避效应等多项限制，压制核电重启进度与力度

核电作为“中国制造2025”的典型代表，受中美贸易摩擦趋势影响较大；同时电力需求、核电技术、核电消纳与人才缺口等也从一定程度上影响着核电发展的进度与规模。

### 中美贸易摩擦，增加核电重启进度不确定性

2018年10月11日，美国能源部(DOE)发布《关于防止中国非法转移美国民用核技术用于军事或其他未经授权目的的措施》。

主要针对美国联邦法规第 10 章第 3 节的 810 条款 (10CFR part 810) 做出调整, 在技术转让方面主要包括禁止轻水小堆、非轻水先进反应堆 (例如第四代核反应堆等)、2018 年 1 月 1 日以后的新技术转让, 以及相关软件系统的源代码、工程设计技术等转让; 在设备和部件方面, 禁止与美国有直接经济竞争的出口申请, 例如“华龙一号”、以及 CAP1400 的美国专用设备。

美国此举主要为阿根廷 G20 峰会出价, 为特朗普拉连任竞选选票; 由于上述法规基本覆盖中国短板技术, 我们认为此举也表明特朗普代表高端科技领域威胁中国, 迫使中国在中美经贸博弈中让步; 鉴于中国近十年来坚持核电关键技术国产化的自主发展战略, 我们认为此举对于国内实施中的项目没有实质性影响。

如果中美贸易摩擦进一步升级, 则美国的出口管制政策或将对中美在核能技术领域的进一步合作产生影响; 如中美关系有所缓和, 由于核电的“中国制造 2050”性质, 中国或将暂缓核电重启进度, 或缩小核电重启规模。

### 福岛事故影响未消, 邻避效应日益凸显

公众天然的核恐惧是核电发展的主要制约因素之一。日本福岛核事故的发生, 极大地刺激了公众的恐核心理, 加剧核电邻避效应。近年发生的广东江门“反核燃料厂事件”与江苏连云港“反核废料事件”等说明邻避效应已经阻碍了我国核电项目的建设步伐。减少并消除人们对核能利用的担心和恐惧, 成为核电发展的重要条件。

### 三代技术尚未商运, 新核电技术可靠性仍待验证

尽管我国第三代核电技术取得重大进展, 但由于三代技术多个堆型, 尚未实现安全商运, 而只有完成一整个燃料循环之后, 才能够对技术的可靠性进行客观评价, 因此, 三代技术进一步商业化的可靠性仍待验证。

三门一号的 AP1000 机组在建设中曾因屏蔽泵等技术原因, 工期一拖再拖; 自主研发的“华龙一号”示范工程正在建设; 基于 AP1000 的 CAP1400 核电技术虽然经过了无数次的测试, 但其首堆国核山东荣成石岛湾示范电站尚未批准。此外, 我国乏燃料后处理技术仍处于实验阶段, 后处理规模远落后于乏燃料的生产速度, 乏燃料的安全储存和去向问题将逐渐凸显。上述技术问题都为核电发展进度带来不确定性。

### 技术与管理人才短缺, 难以保障核电大规模发展

尽管我国设有核工程专业的高校已有近 40 家, 但在师资和专业设置方面仍有很大缺口, 难以对核电产业发展形成持续性的智力支持; 加上福岛核电事故导致整个核电行业发展的阻滞, 妨碍了人才对核电专业的选择偏好, 快速发展将进一步凸显核电技术与管理人才缺口。

### 用电增速收窄, 抑制核电站投资审批进度

前述核电建设投资大、拉动强, 对于地方经济和相关配套产业的发展有重要作用, 可解决地区发展不平衡。然而, 核电的高

密度、运营成本低等特征，对本地电力消纳有较高要求，福建、广西与辽宁的核电机组都存在一定消纳问题。因此，地区用电量增长的绝对量成为预测和审批核电建设规模的重要指标。

中美贸易摩擦背景下，我国经济增速与用电量增速承压，也对核电发展规模形成一定限制。

### 技术与管理人才短缺，难以保障核电大规模发展

尽管我国设有核工程专业的高校已有近 40 家，但在师资和专业设置方面仍有很大缺口，难以对核电产业发展形成持续性的智力支持；加上福岛核电事故导致整个核电行业发展的阻滞，妨碍了人才对核电专业的选择偏好，快速发展将进一步凸显核电技术与管理人才缺口。

### 展望：重启审批后，核电迎来新一轮发展机遇

截至 2018 年 10 月，在建核电厂 9 个包括在建机组 16 台，装机容量为 1,881.4 万千瓦。

表 13: 中国在建核电站及机组（截至 2018 年 10 月 31 日）

控股公司	核电厂名称	机组	代型	堆型	型号	装机容量 (MW)	开工 (FCD)	首次临界 (并网)
中国核电	田湾核电厂	#4	二代	压水堆	AES-91	1126	2013/09/27	2018/10/27
		#5	二代	压水堆	CNP1000+	1118	2015/12/27	
		#6	二代	压水堆	CNP1000+	1118	2016/09/07	
	福清核电厂	#5	三代	压水堆	HPR1000	1150	2015/05/07	
		#6	三代	压水堆	HPR1000	1150	2015/12/22	
		#2	三代	压水堆	AP1000	1251	2009/12/15	2018/08/24
中广核电力	红沿河核电厂	#5	二代	压水堆	ACPR1000	1119	2015/03/29	
		#6	二代	压水堆	ACPR1000	1119	2015/07/24	
	阳江核电厂	#6	二代	压水堆	ACPR1000	1086	2013/12/23	
	防城港核电厂	#3	三代	压水堆	HPR1000	1180	2015/12/24	
		#4	三代	压水堆	HPR1000	1180	2016/12/23	
	台山核电厂	#1	三代	压水堆	EPR-1750	1750	2009/12/21	2018/06/06
国家电投	海阳核电厂	#2	三代	压水堆	EPR-1750	1750	2010/04/15	
		#1	三代	压水堆	AP1000	1253	2009/12/28	2018/08/08
华能	石岛湾核电厂	#2	三代	压水堆	AP1000	1253	2010/06/21	2018/10/13
		#1	四代	高温气冷堆	HTR-PM	211	2013/12/09	
在建总计		16				18814		

资料来源: CNEA, IAEA, 信达证券研发中心

列入能源局开工计划的机组 8 台，其中 6 台等待核准，合计装机容量 750 万千瓦。待核准项目中，包括 AP1000。

《意见》规划年内开工的 8 台机组中，两台 CAP1400 机组石岛湾 1、2 号预计要根据中美贸易摩擦进展核准并官宣，考虑到 AP1000 示范项目投产后推进量产化的因素，我们认为待 CAP1400 核准后，已开展前期工作的 6 台 AP1000 机组将可能第一批获得放行。

**表 14: 可能核准核电项目 (AP1000 型)**

运营商	地区	核电站	机组	堆型	额定功率 (MW)	2018 年规划	目前进展
中国核电	辽宁葫芦岛	徐大堡	1#	AP1000	1250	开工建设	前期工作
			2#	AP1000	1250	开工建设	前期工作
	浙江台州	三门	3#	AP1000	1250	推进	前期工作
			4#	AP1000	1250	推进	前期工作
中广核电力	广东汕尾	陆丰	1#	AP1000	1250	开工建设	前期工作
			2#	AP1000	1250	开工建设	前期工作
国家电投	山东烟台	海阳	3#	AP1000	1250	开工建设	前期工作
			4#	AP1000	1250	开工建设	前期工作

资料来源: 国家核安全局, 公司公告, 信达证券研发中心

## 风电: 装机逐步释放, 带动行业整体复苏

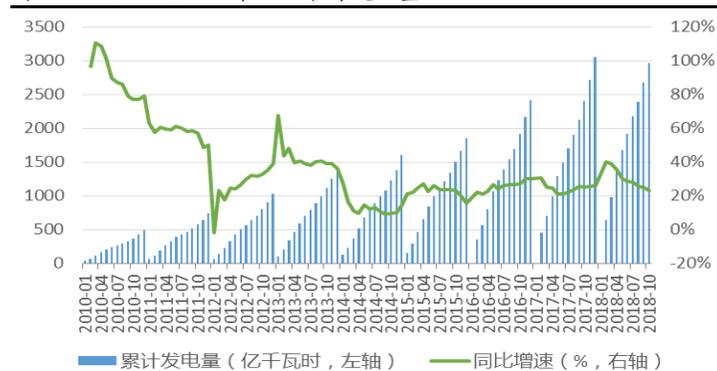
### 现状: 弃风率改善明显, 建设布局持续优化

2018 年 1-10 月, 全国风电行业保持稳步发展, 国家发改委、能源局相继出台多项保障风电优先上网, 提升风电消纳的政策, 风电消纳比例持续提升, 弃风量和弃风率均明显下降, 风电建设布局持续优化。

1-10 月, 风电累计发电量为 2,625 亿千瓦时, 同比增长 18.80%; 全国平均利用小时 1,724 小时, 同比增长 172 小时, 创下近年新高。2018 年前三季度全国弃风量为 222 亿千瓦时, 同比减少 74 亿千瓦时。全国平均弃风率为 7.7%, 弃风率同比下降 4.6 个百分点。其中吉林、黑龙江、甘肃等弃风限电严重地区形势明显好转, 弃风率分别下降 28.8 个百分点以及 14.1 个百分

点。2018年，全国风电建设投资放慢了脚步，1-10月，风电电源工程完成投资395亿元，同比下降16.2%。

图 53: 2010-2018 年风电累计发电量



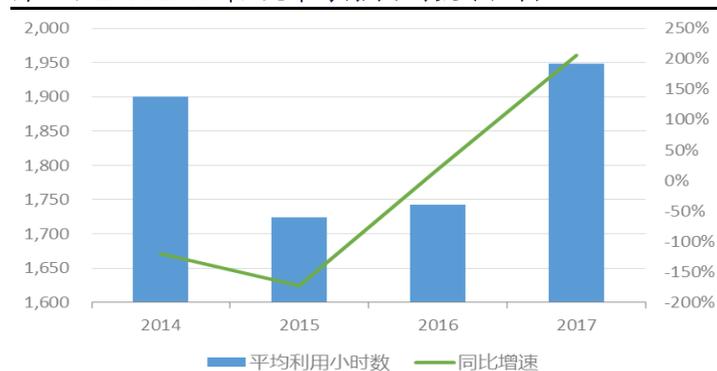
资料来源: Wind, 北极星电力网, 信达证券研发中心

图 54: 2010-2018 年风电新增装机容量



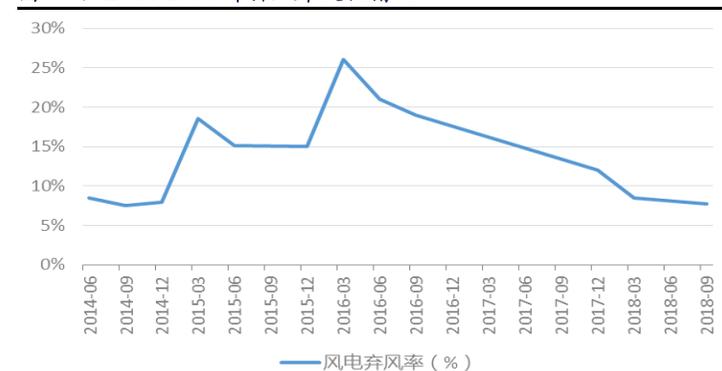
资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

图 55: 2014-2017 年风电平均利用小时数 (小时)



资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

图 56: 2014-2018 年弃风率变化情况



资料来源: 国家能源局, 信达证券研发中心

《风电发展“十三五”规划》引导风电建设布局从“三北”地区向消纳能力强的中东部和南方地区转移; 同时,《分散式风电项目开发建设暂行管理办法》进一步细化风电灵活开发、就地消纳相关措施。在政策积极引导下, 2018年前十个月风电新增装机容量保持稳步增长势头。1-10月, 全国风电新增装机1,447万千瓦, 同比增长30.18%, 其中内蒙、新疆、甘肃为累计装机最多的省份, 分别为2,832万千瓦、1,836万千瓦、1,282万千瓦。截至2018年10月, 累计装机容量1.7757亿千瓦, 同比增长11.6%。

由于弃风率持续下降, 2018年3月5日能源局发布《2018年度风电投资检测预警结果》将甘肃、新疆(含兵团)、吉林为红

色预警区域，内蒙古、黑龙江为橙色预警区域，山西北部忻州市、朔州市等地按照橙色预警管理。其他省（区、市）和地区为绿色预警区域。其中，内蒙古和黑龙江从红色预警变成橙色预警，宁夏从红色预警变成绿色预警。投资预警放松意味着内蒙古、黑龙江以及宁夏三个省纳入年度实施的方案项目可以继续核准建设。

**表 15: 2017 年与 2018 年风电投资预警结果**

地区	2017 预警结果	2018 预警结果
蒙东	红色	橙色
蒙西	红色	橙色
吉林	红色	红色
黑龙江	红色	橙色
甘肃	红色	红色
宁夏	红色	绿色
新疆（含兵团）	红色	红色

资料来源：国家能源局，信达证券研发中心

## 收入：需求、通道增加促进风电消纳提升

2018年1-10月全国并网风电平均利用小时数为1,724小时，较上年同期增加172小时，同比增加11%。其中利用小时数最高的省份有是上海，利用小时数最低的省份是海南。2018年红色预警地区弃风情况有所好转。其中吉林弃风率下降28.8个百分点；黑龙江弃风率下降14.1个百分点，甘肃弃风率下降超过10个百分点，全国10个省份弃风率同比下降。

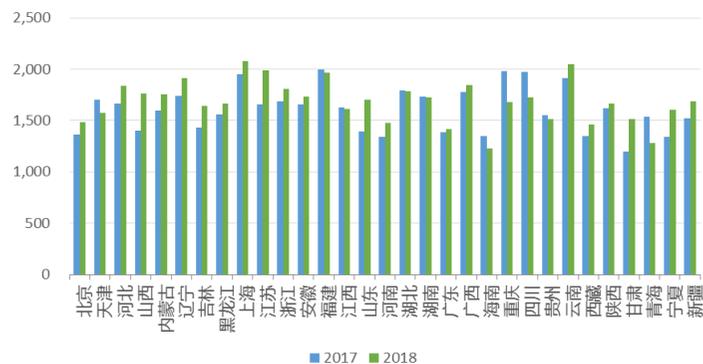
弃风率的下降主要由于用电需求增加拉动风电消纳提升。随着特高压输电通道陆续建成，我们预计弃风率将持续下降。在运的线路中，天中和灵绍两条自新疆起始的线路每年向中东部地区输送风电和光伏发电量，而锡盟-山东、皖电东送以及浙福等线路的“零可再生能源配比”还有很多空间。2018年，内蒙古上海庙—山东临沂±800千伏特高压直流建成，新增输电能力1,000万千瓦，预计每年可向山东输送超过500亿千瓦时电。新疆准东—华东皖南±1100千伏特高压直流线路也投运在即。此外，到2020年之前还将有4条特高压线路投产（内蒙古和新疆各两条），我们预计投产以后能进一步消纳当地风电发电量。

我们预计，2019年全国平均利用小时数为2,110小时。根据《风电发展“十三五”规划》提出的风电消纳利用目标：2020年“三北”地区全面达到最低保障性收购利用小时数的要求。2020年全国风电平均利用小时数为2,120小时。

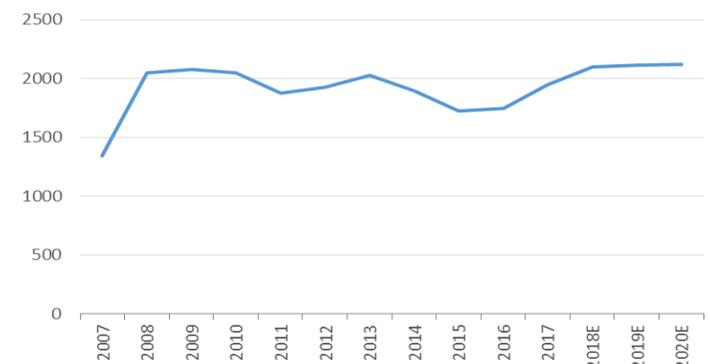
**表 16：2020 年预计部分投产的特高压通道**

特高压名称	送出送入省份	开建年份	预计投产年份	输送容量
±800kV 上海庙—临沂直流	内蒙古—山东	2015	已建成	10GW
±1100kV 准东—皖南直流（昌吉—古泉）	新疆—安徽	2016	2018	12GW
±800kV 蒙西—武汉	内蒙古—湖北	2018E	2019	10GW
±1100kV 准东—成都直流	新疆—四川	2019E	2020	12GW
1000kV 山东—河北特高压环网	山东—河北	2017	2019	N/A

资料来源：国家能源局，BNEF，信达证券研发中心

**图 57: 2017 年前 10 月与 2018 年前 10 月各省利用小时对比(小时)**


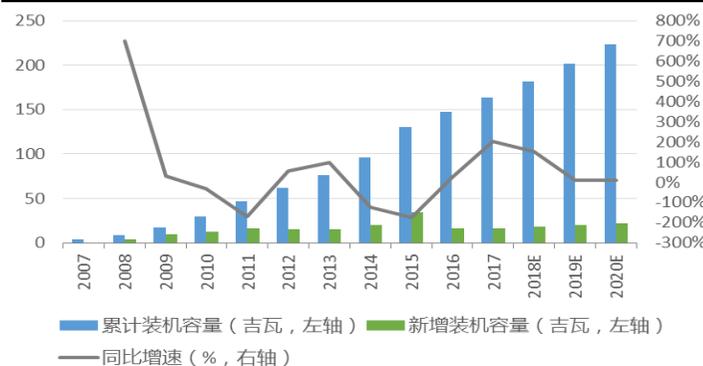
资料来源: Wind, 信达证券研发中心

**图 58: 全国风电平均利用小时数预测(小时)**


资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

### 收入: 弃风限电改善拉动装机加速并网

根据 2018 年 3 月 9 日国家能源局发布的《2018 年能源指导意见通知》，2018 年内计划安排新开工建设规模约 2,500 万千瓦，新增装机规模约 2,000 万千瓦。目前 1-10 月风电新增装机容量没有超出国家计划范围。由于距离 5% 弃风率目标仍有差距，弃风限电改善或将成为未来几年的主题，带动已装未并网的风电装机加速并网。我们预计，2018 年底累计风电装机容量为 18,167 万千瓦，新增装机容量 1,800 万千瓦；2019-2020 将保持这一增速，2019、2020 年我国风电装机分别为 201.7 吉瓦、223.7 吉瓦，符合“十三五”规划 2.1 亿千瓦的目标，但距离《2017-2020 年风电新增建设规模方案》中，2020 年风电规划并网目标为 236 吉瓦(不含特高压输电通道配套的风电基地和海上风电建设规模)，仍有一定距离。

**图 59: 风电累计装机量及新增装机量预测**


资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

## 收入：补贴退坡、风电竞价促进平价上网

2018年1月1日以后核准并纳入财政补贴年度规模管理的陆上风电项目执行2018年的标杆上网电价，陆上风电上网电价进一步下降。I类资源、II类资源III类资源以及IV类资源地区的陆上发电调整为0.4、0.45、0.49、0.57元/千瓦时，下降幅度为14.9%，10%，9.3%、5%。而海上风电上网电价依旧按照原来标准执行。

表 17：2009-2018 年风电发电上网电价（单位：元/千瓦时）

年份	2009年8月1日					
发电类型	陆上发电				海上发电	
资源区	I类资源	II类资源	III类资源	IV类资源	近海风电	潮间带风电
全国	0.51	0.54	0.58	0.61		
年份	2015年1月1日					
发电类型	陆上发电				海上发电	
资源区	I类资源	II类资源	III类资源	IV类资源	近海风电	潮间带风电
全国	0.49	0.52	0.56	0.61	0.85	0.75
年份	2016年1月1日					
发电类型	陆上发电				海上发电	
资源区	I类资源	II类资源	III类资源	IV类资源	近海风电	潮间带风电
全国	0.47	0.5	0.54	0.6	0.85	0.75
年份	2018年1月1日					
发电类型	陆上发电				海上发电	
资源区	I类资源	II类资源	III类资源	IV类资源	近海风电	潮间带风电
全国	0.4	0.45	0.49	0.57	0.85	0.75

资料来源：国家发改委，信达证券研发中心

**风电竞价时代来临。**从2019年起，各省新增核准的集中式陆上风电项目和海上风电项目均通过竞争方式配置和确定上网电价。其中，分散式风电项目可不参与竞争性配置，逐步纳入分布式发电市场化交易范围。引入市场机制则能够提升行业整体技术，淘汰落后产能。

国家补贴退坡、市场竞争逐渐成为风电行业发展的核心驱动力，这些促使风电离上网侧的平价上网越来越近。以I类资源为例，2017年7月1日内蒙古平均燃煤标杆上网电价为0.29元/千瓦时，与I类资源的风电上网电价仅差0.11元，结合政策指引，我们预计到2020年能够实现风电发电侧平价上网。

**图 60: 2010 年-2018 年风电建设投资完成额及增速**


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

### 展望: 分散式项目助力风电行业整体复苏

我国风电开发重心加速向中东南部转移, 顺应了“十三五”规划确立的“加快开发中东部和南方地区陆上风能资源”的布局原则; 国家能源局陆续出台了有关平价上网示范、减负、分散式风电和海上风电开发等方面的多项政策, 为产业健康发展提供了强力支撑。同时, 补贴退坡、竞价上网、度电成本下降等, 也推动风电发展方式由粗放式向提质增效转变。2018 年, 全国风电建设投资放慢了脚步, 1-10 月, 风电电源工程完成投资 395 亿元, 同比下降 16.2%。2019 年, 在弃风率下降、红六省逐渐解禁、电价驱动、中东部风电装机释放等多因素作用下, 风电释放节奏或趋于常态化。我们预计 2018 年至 2020 年风电投资额将会上涨, 风电机组新增装机量将持续增加, 2018 年至 2020 年风电新增装机分别为 18, 20, 22 吉瓦, 2020 年累计装机量将达到 22,367 万千瓦, 带动风电行业整体复苏。

### 光伏: 补贴导致现金流限制, 或影响短期装机积极性

#### 现状: 多举措齐发力, 弃光率不断下降

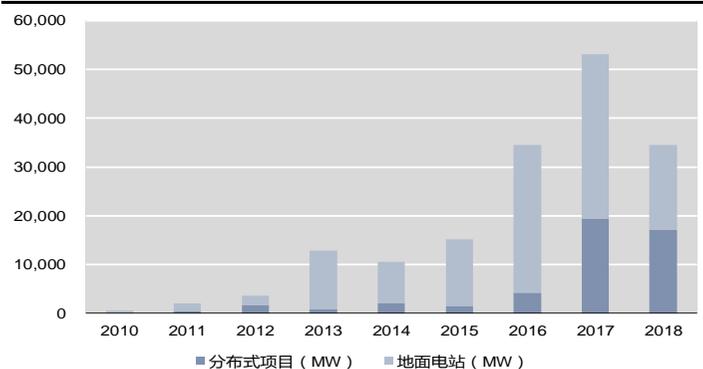
2018 年前三季度, 我国光伏发电新增装机 3,454.4 万千瓦, 同比下降 19.7%, 其中, 光伏电站 1,740.1 万千瓦, 同比减少 37.2%; 分布式光伏 1,714.3 万千瓦, 同比增长 12%。截至 2018 年 9 月底, 全国光伏发电装机容量达到 16,474.3 万千瓦, 其中, 光伏电站 11,794.1 万千瓦, 分布式光伏 4,680.2 万千瓦。

2017 年以来, 国家出台的多项光伏行业相关政策, 并加大风电、光伏的输电通道以及联网通道的调峰互济能力, 多项举措继 2017 年后再显成效。前三季度光伏发电量 1,338.3 亿千瓦时, 同比增长 56.2%; 弃光率 2.9%, 同比下降 2.7 个百分点。弃光主要集中在新疆和甘肃, 其中, 新疆 (不含兵团) 弃光电量 17.3 亿千瓦时, 弃光率 16%, 同比下降 5.4 个百分点; 甘肃弃光电量 7.8 亿千瓦时, 弃光率 10%, 同比下降 11 个百分点。

2018年6月1日，国家发改委、财政部和能源局联合下发了《关于2018年光伏发电有关事项的通知》（发改能源[2018]823号），由于落款日期为5月31日，因此被称为“531新政”。新政的核心内容包括：1、暂不安排2018年普通光伏电站建设规模。在国家未下发文件启动普通电站建设工作前，各地不得以任何形式安排需国家补贴的普通电站建设；2、今年安排1,000万千瓦左右规模用于支持分布式光伏项目建设。考虑今年分布式光伏已建情况，明确各地5月31日（含）前并网的分布式光伏发电项目纳入国家认可的规模管理范围，未纳入国家认可规模管理范围的项目，由地方依法予以支持；3、自发文之日起，新投运的光伏电站标杆上网电价每千瓦时统一降低0.05元，I类、II类、III类资源区标杆上网电价分别调整为每千瓦时0.5元、0.6元、0.7元（含税）；4、自发文之日起，新投运的、采用“自发自用、余电上网”模式的分布式光伏发电项目，全电量度电补贴标准降低0.05元，即补贴标准调整为每千瓦时0.32元（含税）。采用“全额上网”模式的分布式光伏发电项目按所在资源区光伏电站价格执行。由于政策下发非常突然，且对行业规模及电价进行了大幅度的调整，因此对行业的发展造成了巨大的冲击，最直接的表现体现在新增装机规模上。

我们认为出现“531新政”最核心的原因在于补贴缺口逐步的扩大。根据国家能源局《电力发展“十三五”规划》，到2020年，我国光伏发电装机达到1.05亿千瓦，即105吉瓦，而截至2017年上半年，全国光伏发电装机容量已经达到101.82吉瓦，也就是说我们用了两年半的时间完成了五年规划。光伏、风电属于新能源发电，国家对新能源发电予以度电补贴，而补贴的来源是可再生能源附加，这部分资金是依照全社会用电量按一定比例收取，同时参考国家新能源装机发展规划确定比例，所有补贴的来源都来自于用户侧而非中央政府财政，因此新能源补贴总量是有上限的，是“以收定支”的模式。由于光伏大幅超预期完成目标，不仅装机量大幅超过原计划，在达成目标的时间上也缩短了一半时间，因此造成了补贴缺口。光伏无序、低效地发展已经大幅偏离原定的轨道，这是国家不愿意看到的，因此新政的出台是必然。

**图 61：光伏历年新增装机量**



资料来源：索比太阳能网，国家能源局，信达证券研发中心

注：2018年为前三季度数据

**关键：新能源补贴缺口，影响运营商开发能力**

光伏产业健康发展的重点问题有三条：弃光限电、补贴拖欠及平价上网。弃光限电率在国际政策与电网配套的情况下有所改善；“531”政策倒逼上游硅料、电池组件等价格不断下降，进一步增加发电侧平价上网的可能性。然而，补贴拖欠问题却成为老大难问题。

目前可再生能源补贴发放存在两大延迟现象：一是相邻批次之间的间隔不断延长；二是同一批次从申报到颁发之间的时间间隔也在延长。目前前七批补贴目录覆盖 139.78 吉瓦的风电和 54.83 吉瓦的太阳能项目，而截至今年上半年，我国风电和光伏累计装机规模分别为 171.61 吉瓦和 154.51 吉瓦，即约有 30 吉瓦的风电和接近 100 吉瓦的光伏尚未纳入补贴目录，分别占风电和光伏累计装机容量的 18.5%和 64.5%。

**表 18: 可再生能源补贴目录发布情况**

批次	申报时间	颁布时间	申报项目 时间要求	风电 (万千瓦)	太阳能 (万千瓦)	生物质 (万千瓦)	地热 (万千瓦)	独立工程 (万千瓦)
第一批		2012/6/12		914.0	0.0	76.6	-	-
第二批		2012/10/15		1,416.3	5.6	138.4	-	1.1
第三批		2012/12/20		2,154.1	930.4	1,059.2	-	-
第四批		2013/2/26		2,031.3	228.5	205.6	0.2	0.1
第五批	2013/09/29	2014/8/21	2013.08 前并网	905.4	313.9	144.5	-	0.6
第六批	2016/1/25	2016/8/24	2015.02 前并网	3,171.2	1,951.7	263.0		
第七批	2017/7/13	2018/6/11	2016.03 前并网	3,385.7	2,053.0	145.6		
	合计			13,978.0	5,483.0	2,032.8	0.2	1.7

资料来源：国家能源局，信达证券研发中心

我们认为补贴发放延迟势必导致运营企业现金流短缺，进而影响企业融资能力，并推高融资成本。由于存在历史欠账，并且 2016 年和 2017 年的大量装机尚未纳入补贴，国家在制定年度新能源补贴强度与规模时，必然要综合考虑年度收支与累计收支的平衡，因此，我们从年度收支平衡与累计收支平衡角度分析未来补贴的情况。

#### 如无其他举措，新能源补贴缺口或于 2025 达峰

我国光伏补贴来自可再生能源发展基金，该基金包括可再生能源发展专项资金和向电力用户征收的可再生能源电价附加收入。专项资金由中央财政从年度公共预算中予以安排，2018 年专项资金分配领域包括煤层气开发利用、页岩气开发利用、生物燃料乙醇和农村水电增效扩容；电价附加在除西藏以外范围内，对各地扣除农业生产用电后的销售电量征收。为了满足迅速增加的可再生能源电价补贴的需求，电价附加征收的标准从 2012 年的 0.8 分/千瓦时提升至目前的 1.9 分/千瓦时，用电量的高速发展与补贴标准的提高带来可再生能源附加总额的提高。

**表 19: 可再生能源电价附加征收标准**

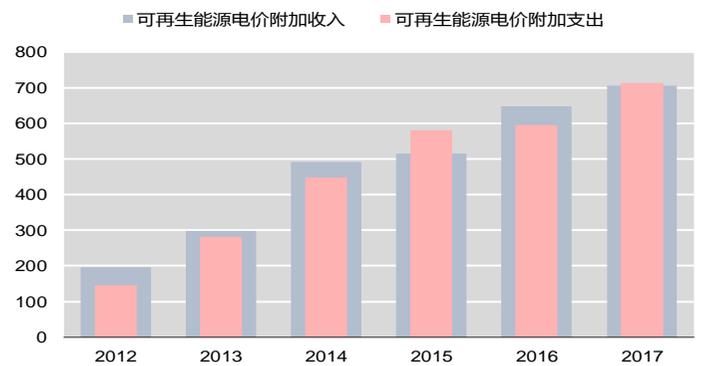
实施时间	标准 (元/千瓦时)
2006 年 6 月 30 日	0.001

2007年8月1日	0.002
2009年11月20日	0.004
2011年12月1日	0.008
2013年9月25日	0.015
2016年1月1日	0.019

资料来源：国家发改委，国家财政部，信达证券研发中心

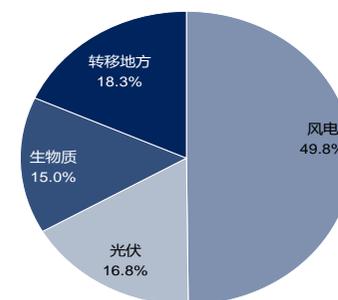
按照目前的用电量情况，可再生能源附加收入大约每年有5~6%的增速。2012~2017年，我国可再生能源附加总收入为2,853.68亿元，总支出为2,763.64亿元。其中，风电由于在我国发展更早，因而补贴占比最高。

图 62：可再生能源附加历年收支情况（亿元）



资料来源：国家财政部，信达证券研发中心

图 63：至 2017 年可再生能源附加累计支出分配情况



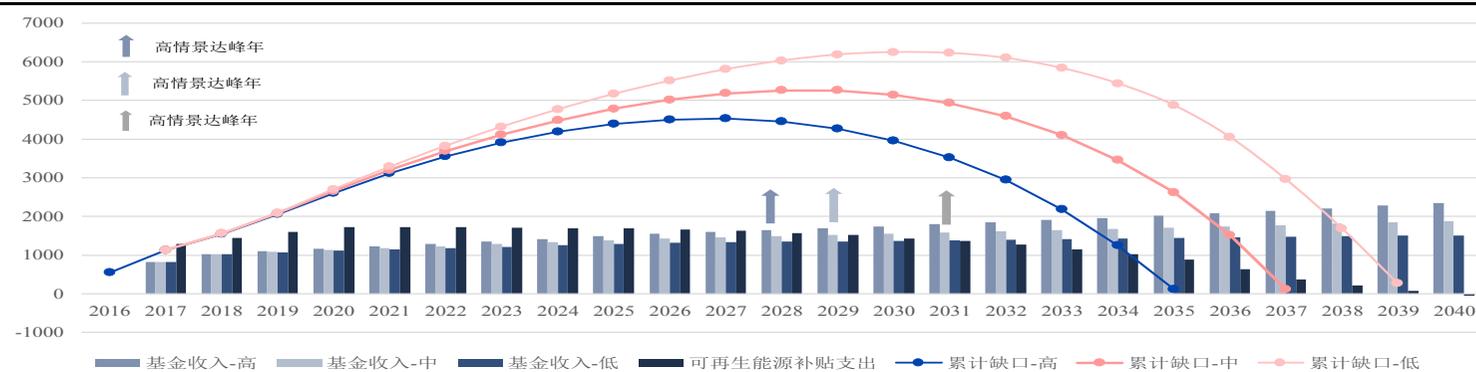
资料来源：国家财政部，信达证券研发中心

我们在三种情形下对可再生能源补贴缺口进行了测算，除一般情形外，考虑了未来“配额+绿证”政策实施有望降低补贴负担，减少单位补贴金额；同时，目前可再生能源基金实际征收额度在 1.38 分/千瓦时左右，仅相当于政策规划的 1.9 分/千瓦时征收率的 72%左右，我们考虑了未来征收政策趋严，征收率上调的情形。结果表明，在考虑绿证降补贴、考虑征收率提升及一般情形三种情形下，可再生能源补贴当年收入和支出有望分别在 2025 年、2027 年和 2028 年达到平衡，而累计补贴缺口将分别在 2024、2026 和 2027 年达到峰值，并在 2032、2035 和 2036 年得以填平。

表 20：我国历年可再生能源附加基金征收率情况

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
可再生能源附加基金收入（亿元）	196.11	297.98	491.38	514.87	647.84	705.5
可再生能源基金征收发电量（亿千瓦时）	48,722.31	53,145.89	55,336.32	56,939.62	57,924.79	59,862.27
实际征收额度（分/千瓦时）	0.47	0.66	1.04	1.06	1.31	1.38

资料来源：能源局，信达证券研发中心

**图 64: 可再生能源补贴累计补贴缺口变化情况测算**


资料来源: 国家能源局, 信达证券研发中心

### 缓解补贴缺口补充手段之一: 绿证+配额减少补贴依赖

可再生能源电力配额考核制度及配套的绿色电力证书交易机制是国际上普遍采用的可再生能源产业扶持政策, 目前英国、澳大利亚、日本、韩国和印度等 20 多个国家以及美国 29 个州和华盛顿特区等均实施了配额制考核。所谓配额制, 就是以电力市场为基础, 对电力供应商提出可再生能源电力配额要求, 电力供应商既可通过“自建自发自用”的新能源发电项目完成配额制要求, 也可通过购买绿色证书完成配额考核要求。配额制+绿证政策的作用体现在:

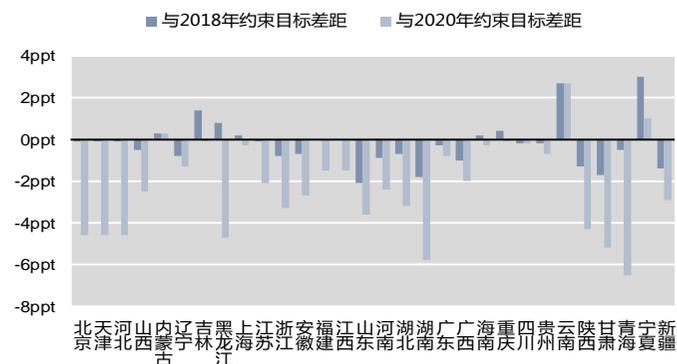
- 1. 配额制将重点激励对象从发电侧转向了消费侧。**目前, 随着成本的快速下降, 大家建设新能源的积极性已经较高, 在对售电公司规定所售电量中的可再生能源消纳比重的情况下, 售电公司必须去购买新能源电力并且必须把它卖给用户, 使得用户侧消纳的责任比较清晰, 积极性比较高, 有效解决了新能源“重建轻用”的问题。
- 2. 配额制可以极大地激发市场主体的主观能动性。**在配额制政策框架下, 地方政府和开发企业可以根据自身的资源条件和技术优势自主选择成本最低的方式(自建还是证书交易)来完成配额。绿色证书交易的价格也会有控制发展的节奏。
- 3. 配额制可以有效解决补贴标准和退出的问题。**用绿证交易价格来替代财政补贴, 避免了补贴缺口越滚越大。同时也解决了补贴多少合适的问题, 因为绿证的交易价格由买卖双方自主决策, 避免了政府定价产生的矛盾。

2018 年 11 月, 国家能源局综合司发布《关于实行可再生能源电力配额制的通知(征求意见稿)》(下简称《通知》), 这是关于配额制的第三版征求意见稿。《通知》首次新增了各省的激励性指标, 按超过约束性指标 10%左右确定, 对高于激励性指标的地区予以鼓励。此外, 《通知》明确了承担配额义务的市场主体第一类为各类直接向电力用户供电的电网企业、独立售电公司、拥有配电网运营权的售电公司; 第二类为通过电力批发市场购电的电力用户和拥有自备电厂的企业。

2017年2月6日，国家发展改革委、财政部、国家能源局联合发布了《关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知》，其中要求建立可再生能源绿色电力证书自愿认购体系；试行可再生能源绿色电力证书的核发工作；完善绿色电力证书的自愿认购规则；做好绿色电力证书自愿认购责任分工，同时提出自2018年起适时启动可再生能源电力配额考核和绿色电力证书强制约束交易。

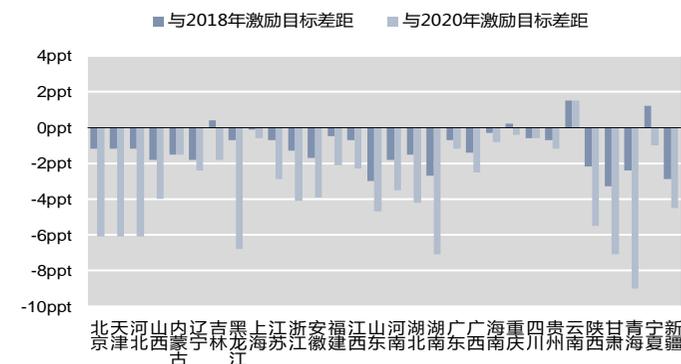
我们统计了各省2017年非水可再生能源电力消纳占比，通过与“配额制”中约束性指标对比，我们发现包括内蒙古、云南在内的10个省份达到2018年约束性目标，其2017年非水可再生能源电力消纳占全国总量的29.3%。仅有内蒙古、云南和宁夏3个省份已经达到2020年约束性目标，其2017年消纳量占全国总量的19.0%。从激励性目标来看，仅有吉林、重庆、云南、宁夏四个省份达到目标，其2017年消纳量占全国总量的11.2%，而达到2020年激励性目标的仅有云南一个省份。从结果上看目前各省距2020年配额制要求下非水可再生能源电力消纳目标仍有一定距离，由于新的征求意见稿在惩罚之外加入激励性措施，同时明确了责任主体，我们认为这在一定程度上能缓解弃风弃光的现象，达到2020年弃风弃光率控制在5%以内的目标。

图 65: 各省 2017 年非水可再生能源消纳比重与配额制约束目标对比



资料来源：国家能源局，信达证券研发中心

图 66: 各省 2017 年非水可再生能源消纳比重与配额制激励目标对比



资料来源：国家能源局，信达证券研发中心

### 缓解补贴缺口补充手段之二：扩大用于电价补贴的可再生能源基金规模

一是可通过调整可再生能源电价附加费用扩大基金规模。我们的测算表明补贴年度缺口规模在500-700亿之间，如能提高可再生能源电价附加费用1分钱/千瓦时，则可增加基金规模约500-600亿（视征收率不同改变）。根据发改委能源研究所资料，2020年前提升可再生能源电价附加标准的可能性较小；**2020年及之后有可能依据需求提升可再生能源电价附加标准。**

二是可建立中央财政注入国家可再生能源发展基金的预算制度。然而，中美贸易摩擦背景下，经济承压下行，中央财政极可能推出减税政策，从而增加财政赤字风险，由中央财政注入的可能性非常小。

### 缓解补贴缺口补充手段之三：征收自备电厂交叉补贴等提高补贴增收率

强化可再生能源电价附加征收力度。2006-2017 年由于欠缴可再生能源电价附加造成的可再生能源发展基金规模总计减少近 600 亿元。

2018 年 3 月 22 日，国家发改委下发了《燃煤自备电厂规范建设和运行专项治理方案(征求意见稿)》要求自备电厂企业补缴“政府性基金及附加”。文件提出：自备电厂自发自用电量应承担并足额缴纳依法合规设立的政府性基金及附加(包括燃煤、资源综合利用、热电联产型自备电厂)，各级地方政府不得随意减免或选择性征收；自备电厂自 2016 年起欠缴政府性基金及附加和系统备用费的，应于 2018 年底前缴清；2016 年前欠缴的政府性基金及系统备用费，应于文件印发之日起 3 年内缴清。

2018 年 8 月 1 日，吉林省物价局发布《关于第三批降低我省一般工商业电价有关事项的通知》，提出自 7 月 1 日起，企业燃煤自备电厂每月要按自发自用电量缴纳政策性交叉补贴，征收标准为 0.15 元/千瓦时。这是首个地方政府下发的关于自备电厂缴纳交叉补贴的文件。

当前可再生能源基金征收率约 70%，我们预计如包括燃煤自备电厂在内的可再生基金都能实现应收尽收，**年补贴额度可增加 200 亿元左右。**

**表 21：新能源补贴缺口越来越大**

并网时间	光伏项目			风电项目		
	装机量 (GW)	一年所需补贴(亿元)	截止 2017 年末补贴拖欠金额(亿元)	装机量 (GW)	一年所需补贴(亿元)	截止 2017 年末补贴拖欠金额(亿元)
前五批	6.41	48		74.21	290	
第六批	19.50	129		32.71	124	
2015.03-2015.12	10.68	75	151	31.26	122	245
2016.01-2016.06	17.56	122	183	8.00	33	49
2016.07-2016.12	16.49	96	96	11.56	47	47
2017.01-2017.06	23.29	131	66	5.00	19	9
2017.07-2017.12	29.35	124	0	12.00	45	0
一年所需补贴总额		725			680	
补贴缺口			496			351

资料来源：Solarzoom，信达证券研发中心

### 补贴发放或将进一步延迟，影响企业再投资能力

“融资难、融资贵”一直是困扰光伏企业发展的难题。2018 年以来，在金融去杠杆、光伏“531 新政”发布的背景下，光伏行业的融资困境进一步加深。目前，第七批目录仅收录 2016 年 3 月前并网的项目，而 2016 年与 2017 年新增光伏装机约 82GW，在补贴缺口不断扩大的情况下，补贴拖欠时间或将进一步延长。补贴迟滞程度的加深对项目最大的影响为可能造成的运营现金流和后续循环投资资本金不足的风险，进而影响未来装机规模。

## 展望：2019 年光伏并网容量将达 35GW

受“531 新政”影响，2019 年需要补贴的项目装机容量将大幅缩减，从国家政策导向来看，平价上网项目是国家鼓励发展方向，且在规模上并未予以控制，考虑到光伏总体单位投资仍偏高，发电侧平价上网还需时日，我们预计 2019 年地面光伏与分布式光伏新增装机容量为 35GW。其中，普通地面光伏电站项目 12GW，第四批领跑者 4GW，第三批技术领跑者 1.5GW，第三批领跑者奖励 1.5GW，特高压配套、示范项目 3GW，平价上网示范项目 2GW，光伏扶贫 5GW，工商业平价上网项目 4GW，户用光伏 2GW。

表 22：2019 年光伏电站预计装机量预测

类型	预计装机量 (GW)
地面电站	24
其中：普通地面光伏电站项目	12
第四批领跑者示范项目	4
第三批技术领跑者	1.5
第三批领跑者奖励	1.5
特高压配套、示范项目	3
平价上网示范项目	2
分布式	11
其中：光伏扶贫	5
工商业平价上网	4
户用光伏	2
合计	35

资料来源：信达证券研发中心

## 投资策略

**推荐火电：**经济增长放缓阶段推荐配置防御性增长的火电行业。火电处于周期性底部，收入端利用小时数受益于全社会用电增速加快以及煤电受环保影响增速放缓有望回升。电价方面由于 2018 年本应触发煤电联动涨价机制而实际并未执行，则未来即使煤炭价格下跌，标杆电价也没有触发煤电联动降价机制的可能。即使全社会用电不达预期，煤炭需求减弱导致煤价大幅下跌，电价由于受到政府管控因此其下降时间要滞后于煤炭价格，这会同样给火电企业带来一定的防御作用。推荐：华能国际、华电国际、浙能电力。

**配置水电：**水电成本固定，龙头水电发电量稳定，受经济周期影响小，现金流好及高分红的公共事业特征，在市场下行阶段体现出较好的配置价值，因此推荐行业龙头：长江电力。

**关注核电：**核电三代 2019 年大概率重启，CAP1400 获批后，将陆续放行一批已做好前期准备工作的 AP1000 机组，我们建议关注传统核电运营商以及核电建设龙头企业。

**谨慎持有风电：**2019 年开始竞价上网使得补贴在项目现金流中的比重越来越小，而在下游运营大多数企业同质化的背景下，具有资金成本优势的企业将获得更好的收益率，在项目获取及运营上将会有更好的表现，因此可密切关注价值低谷的风电龙头企业。

**谨慎持有光伏：**光伏未来装机规模受新能源补贴拖欠问题及国家补贴规模及强度影响较大，我们预计 2019 年新增装机为 35GW。“531 政策”后，国家将进一步核算补贴缺口，审慎制定补贴强度与缺口，根据政策制定的一般流程，我们认为国家并于明年上半年陆续出台相关政策，但在政策出台前，光伏行业存在较大不确定性，应谨慎持有。

## 行业评级

中长期看，用电量增值的新旧动力转换将保持“十三五”期间用电需求维持中高速发展，我们预计 2019 年用电增速维持在 5.5%，火电行业在电价不降、利用小时数上升、燃料成本下行的情况下，整体行业业绩持续走高；水电受来水影响，利用小时数或有所下降，但龙头水库将依然维持发电量稳定；风电装机成本不断下降，平价上网可期；可再生能源补贴缺口扩大，光伏装机指标收紧；核电三代首堆即将商运，新机组审批开工有望加速。因此我们维持行业“中性”评级。

## 风险因素

宏观经济增长不达预期，煤价上涨风险，上网电价下调风险，环保政策风险，水电来水量低、清洁能源消纳不足，核电三代技术遇到瓶颈等。

## 研究团队简介

信达证券能源化工研究团队（郭荆璞）为第十二届新财富石油化工行业最佳分析师第三名。研究领域覆盖能源政策、油气、煤炭、化工、电力、新能源和能源互联网等。

**郭荆璞**，能源化工行业首席分析师。毕业于北京大学物理学院、罗格斯大学物理和天文学系，学习理论物理，回国后就职于中国信达旗下信达证券，现任研究开发中心总经理，首席分析师，覆盖能源化工方向，兼顾一级市场、量化策略。以经济周期模型研究油价和能源价格波动，根据产业周期波动寻找投资机会，熟悉石油、煤炭、天然气产业链，对化肥、农用化学品、纺织化学品、精细化工中间体，以及新能源、汽车轻量化、甲醇经济、碳排放有特别的研究。

**马步芳**，能源行业分析师，清华大学硕士，2016年7月加盟信达证券研发中心，目前从事能源行业研究。

## 机构销售联系人

区域	姓名	办公电话	手机	邮箱
华北	袁 泉	010-83252068	13671072405	yuanq@cindasc.com
华北	张 华	010-83252088	13691304086	zhanghuac@cindasc.com
华北	巩婷婷	010-83252069	13811821399	gongtingting@cindasc.com
华东	王莉本	021-61678580	18121125183	wangliben@cindasc.com
华东	文襄琳	021-61678586	13681810356	wenxianglin@cindasc.com
华东	洪 辰	021-61678568	13818525553	hongchen@cindasc.com
华南	袁 泉	010-83252068	13671072405	yuanq@cindasc.com
国际	唐 蕾	010-83252046	18610350427	tanglei@cindasc.com

## 分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明，本人具有证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告；本报告所表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点；本人薪酬的任何组成部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

## 免责声明

信达证券股份有限公司(以下简称“信达证券”)具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券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。本报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通，对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制，但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断，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出现不同程度的波动，涉及证券或投资标的的历史表现不应作为日后表现的保证。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告，对此信达证券可不发出特别通知。

在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人做出邀请。

在法律允许的情况下，信达证券或其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，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

## 评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深 300 指数（以下简称基准）； 时间段：报告发布之日起 6 个月内。	<b>买入：</b> 股价相对强于基准 20% 以上；	<b>看好：</b> 行业指数超越基准；
	<b>增持：</b> 股价相对强于基准 5% ~ 20%；	<b>中性：</b> 行业指数与基准基本持平；
	<b>持有：</b> 股价相对基准波动在±5% 之间；	<b>看淡：</b> 行业指数弱于基准。
	<b>卖出：</b> 股价相对弱于基准 5% 以下。	

## 风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下，信达证券不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者需自行承担风险。