

# 中国核电 (601985.SH)

## “双碳”助力核电量价齐升，新能源比翼齐飞

买入

### 核心观点

**背靠中核集团，“核电+新能源”双轮驱动。**公司为中核集团旗下唯一核电及新能源上市运营商。2021年，公司总装机容量3142万千瓦，同比增长23%。其中，核电装机2255万千瓦，同比增长11.5%，占比71.8%；新能源装机达887万千瓦，同比增长69%，占比28.2%，较去年提升17.6pct。

**破解能源转型难题，核电迎量价齐升。**“双碳”目标转型，核电兼具绿色、综合成本低、出力稳定及能量密度高等优点，新型电力系统下重要性提升。从装机、利用小时、电价、造价四个维度分析核电优势。新型电力系统构建过程中电力能源价格普遍上涨，核电利用小时及电价存在上浮空间；核电审批已经回归常态，中长期装机稳健增长；远期来看，具有安全性优势的三代和四代核电项目造价有进一步下降空间，收益率将持续上升。当造价降至1.5万元/千瓦，项目内部收益率预计可达18.3%。

**2021年业绩符合预期，保持高增速。**公司发布业绩快报，2021年度公司实现营业总收入623.67亿元（+19.3%）；归母净利润80.37亿元（+34.1%），保持了高速增长；主要得益于1）装机增长：2021年公司核电机组田湾6号、福清5号机组投产，同时新能源装机容量大幅增长3.6GW以上。2）利用小时增长：2021年平均利用小时数为7871小时，同比增加250小时。此外汇兑收益8.32亿元，较上年增长317%。

**短期核电业绩释放，长期改善向好。**公司2021年投产共计344万千瓦核电装机，2022年2月福清6号116万千瓦满功率运行，2022年全额释放业绩。2021年前三季度公司包揽国内全部核准核电共520.3万千瓦，政策支持在确保安全下积极有序发展核电，有利公司远期发展。

**新能源填补核电空档，发展空间巨大。**通过收购集团新能源平台，公司成为集团新能源开发主体，享有新能源开发多项优先权。公司指引将在“十四五”末控股新能源装机达30GW，约为2020年末新能源装机6倍。新能源业务的加入将填补2023年核电机组投产空档，助力整体业绩稳健增长。

### 风险提示

新能源、核电装机增速不达预期，电价上涨不及预期，利用率下滑。

### 维持“买入”评级

我们预计公司21-23年每股收益0.44/0.68/0.74元（前值0.45/0.56/0.63元），利润增速分别为34%/54%/9%。通过多角度估值，得出公司合理估值区间10.83-11.38元，较当前股价有45%-52%的溢价。我们认为，公司在2022年业绩将大幅增长，远期具有持续成长性，维持“买入”评级。

### 盈利预测和财务指标

|             | 2019   | 2020   | 2021E   | 2022E    | 2023E    |
|-------------|--------|--------|---------|----------|----------|
| 营业收入(百万元)   | 46,067 | 52,276 | 62,367  | 73,563   | 77,985   |
| (+/-%)      | 17.2%  | 13.5%  | 19.3%   | 18.0%    | 6.0%     |
| 净利润(百万元)    | 4613   | 5995   | 8036.71 | 12383.91 | 13542.71 |
| (+/-%)      | -2.6%  | 30.0%  | 34.0%   | 54.1%    | 9.4%     |
| 每股收益(元)     | 0.30   | 0.39   | 0.44    | 0.68     | 0.74     |
| EBIT Margin | 37.8%  | 38.9%  | 38.0%   | 45.3%    | 44.9%    |
| 净资产收益率(ROE) | 9.2%   | 8.5%   | 10.5%   | 14.4%    | 14.0%    |
| 市盈率(PE)     | 25.2   | 19.4   | 17.0    | 10.9     | 10.1     |
| EV/EBITDA   | 13.1   | 11.9   | 11.6    | 9.4      | 9.1      |
| 市净率(PB)     | 2.32   | 1.65   | 1.71    | 1.57     | 1.41     |

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

注：摊薄每股收益按最新总股本计算

请务必阅读正文之后的免责声明及其项下所有内容

### 公司研究·深度报告

#### 公用事业·电力

证券分析师：黄秀杰

021-61761029

huangxiujie@guosen.com.cn

S0980521060002

联系人：陈卓鸣

010-88005230

chenzhuoming@guosen.com.cn

#### 基础数据

|            |                   |
|------------|-------------------|
| 投资评级       | 买入(维持)            |
| 合理估值       | 10.80 - 11.40 元   |
| 收盘价        | 7.46 元            |
| 总市值/流通市值   | 134108/130766 百万元 |
| 52周最高价/最低价 | 8.92/4.62 元       |
| 近3个月日均成交额  | 1284.04 百万元       |

#### 市场走势



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

#### 相关研究报告

《中国核电-601985-2021年三季报点评：核电与新能源双轮驱动，2021Q3业绩稳健增长》——2021-11-18

## 内容目录

|                                |    |
|--------------------------------|----|
| 立足核电，发力风光.....                 | 5  |
| 背靠中核集团，发展清洁能源.....             | 5  |
| 核电现金流充沛，新能源占比提升.....           | 6  |
| “十四五”发展规划.....                 | 9  |
| 破解能源转型难题，核电迎量价齐升.....          | 10 |
| “双碳”目标下，核电大有可为.....            | 10 |
| 四维度详解核电优势.....                 | 12 |
| 审批有望放开，核电装机迎来战略机遇期.....        | 13 |
| 满发多发，高利用率助力“双碳”.....           | 16 |
| 市场化电价上浮空间打开，核电将充分受益.....       | 16 |
| 核电具备降本空间，项目收益率有望提升.....        | 17 |
| “十四五”发展第二极 新能源填补核电投产空档.....    | 21 |
| “双碳”目标确立新能源核心地位.....           | 21 |
| 收购中核汇能实现弯道超车 “十四五”新能源高速发展..... | 25 |
| 盈利预测.....                      | 28 |
| 假设前提.....                      | 28 |
| 未来 3 年盈利预测.....                | 29 |
| 盈利预测的敏感性分析.....                | 29 |
| 估值与投资建议.....                   | 30 |
| 绝对估值：10.07-12.68 元.....        | 30 |
| 绝对估值的敏感性分析.....                | 31 |
| 相对法估值：10.83-11.38 元.....       | 31 |
| 投资建议.....                      | 32 |
| 风险提示.....                      | 32 |
| 财务预测与估值.....                   | 34 |
| 免责声明.....                      | 35 |

## 图表目录

|                                          |    |
|------------------------------------------|----|
| 图 1: 公司历史沿革.....                         | 5  |
| 图 2: 公司核电装机地理分布及信息（截至 2021Q1）.....       | 5  |
| 图 3: 2021Q3 公司股权及控股子公司情况.....            | 6  |
| 图 4: 中核集团业务覆盖核能全产业链.....                 | 6  |
| 图 5: 中核集团 2020 年业务收入构成.....              | 6  |
| 图 6: 公司控股装机结构（万千瓦）.....                  | 7  |
| 图 7: 公司历史发电量结构（亿千瓦时）.....                | 7  |
| 图 8: 公司近五年营业收入（亿元）.....                  | 7  |
| 图 9: 公司 2020 年末各项业务收入占比.....             | 7  |
| 图 10: 公司毛利润及同比增速（亿元）.....                | 8  |
| 图 11: 公司归母净利润及同比增速（亿元）.....              | 8  |
| 图 12: 公司近五年毛利率、净利率情况.....                | 8  |
| 图 13: 公司 ROE 杜邦分析情况.....                 | 8  |
| 图 14: 公司电价及度电总成本（元/kWh）.....             | 9  |
| 图 15: 公司度电总成本拆分（元/kWh）.....              | 9  |
| 图 16: 公司历史财务费用（亿元）.....                  | 9  |
| 图 17: 公司历史现金流情况（亿元）.....                 | 9  |
| 图 18: 各类型发电类型提供绿色稳定能源的综合成本比较（元/千瓦时）..... | 11 |
| 图 21: 我国各类型电源利用小时数.....                  | 12 |
| 图 22: 核能和煤电消耗燃料对比.....                   | 12 |
| 图 23: 核电机组盈利模式.....                      | 12 |
| 图 24: 我国核电装机容量及占总装机比例（万千瓦）.....          | 13 |
| 图 25: 我国核电发电量及占全部发电量比例（亿千瓦时）.....        | 13 |
| 图 26: 历年核电机组核准台数（台）.....                 | 14 |
| 图 27: 2021H1 我国在运核电装机分布.....             | 14 |
| 图 28: 2021H1 我国在建核电装机分布.....             | 14 |
| 图 29: 高温气冷堆工作原理.....                     | 16 |
| 图 30: 钠快堆工作原理.....                       | 16 |
| 图 31: 我国核电机组历年利用小时数.....                 | 16 |
| 图 32: 主要核电国家核电负荷因子.....                  | 16 |
| 图 33: 基于电价及利用小时数的敏感性分析（小时）.....          | 19 |
| 图 34: 基于电价及项目造价的敏感性分析（元/W）.....          | 19 |
| 图 35: 核电项目运营期股权现金流（元/kW）.....            | 20 |
| 图 36: 核电项目运营期净利率.....                    | 20 |
| 图 37: 增值税退税是公司净利润重要组成部分（亿元）.....         | 21 |
| 图 38: 我国核电机组增值税即征即退比例.....               | 21 |
| 图 39: 2020-2060 年电量供给结构（万亿千瓦时）.....      | 22 |

|                                            |    |
|--------------------------------------------|----|
| 图 40: 2020-2060 年装机容量结构变化 (GW) .....       | 22 |
| 图 41: 我国陆风装机成本及 LCOE .....                 | 23 |
| 图 42: 全球陆风装机成本及 LCOE .....                 | 23 |
| 图 43: 我国新增风电装机平均单机容量与风轮直径 .....            | 23 |
| 图 44: 我国光伏装机成本及 LCOE .....                 | 24 |
| 图 45: 全球光伏装机成本及 LCOE .....                 | 24 |
| 图 46: 过去十年光伏发电度电成本降本来源 .....               | 24 |
| 图 47: 国内电池片量产转换效率 .....                    | 25 |
| 图 48: 各省风电项目竞争配置评选标准 .....                 | 26 |
| 图 49: 收购前中核汇能历史业绩表现 (亿元) .....             | 27 |
| 表 1: 主流核电技术发展历程 .....                      | 15 |
| 表 2: 《国家发展改革委关于完善核电上网电价机制有关问题的通知》 .....    | 17 |
| 表 3: 部分省份 2022 年度电力交易电价上浮情况 .....          | 17 |
| 表 4: 三代核电项目经济性分析核心参数假设 .....               | 18 |
| 表 5: 标准核电项目运营周期财务指标 (单位千瓦核电项目) .....       | 18 |
| 表 6: 核电项目增值税、所得税税收优惠政策 .....               | 20 |
| 表 7: 近期关于新能源发展的政策及决策汇总 .....               | 21 |
| 表 8: 主要发电企业“十四五”新能源规划 (单位: 万千瓦) .....      | 25 |
| 表 9: 中核汇能注入新能源项目信息 .....                   | 26 |
| 表 10: 公司近期新能源项目合作情况 .....                  | 28 |
| 表 11: 核电机组运营情况 .....                       | 29 |
| 表 12: 新能源机组运营情况 .....                      | 29 |
| 表 13: 未来 3 年盈利预测表 (百万元) .....              | 29 |
| 表 14: 2022 年归母净利润随电价及利用小时的敏感性分析 (亿元) ..... | 30 |
| 表 15: 公司盈利预测假设条件 (%) .....                 | 30 |
| 表 16: 资本成本假设 .....                         | 31 |
| 表 17: 绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析 (元) .....      | 31 |
| 表 18: 可比公司估值表 .....                        | 32 |

## 立足核电，发力风光

### 背靠中核集团，发展清洁能源

**核电运营龙头，大力发展清洁能源。**公司主营核电、风光发电，其前身中核核电于 2008 年成立，此后中核集团将旗下核电资产（秦山、江苏、三门、福清核电等）陆续无偿划转至中核核电。2015 年，中国核电在 A 股上市，上市以后实现业绩与资产的快速增长。2020 年 12 月，中国核电向控股股东中核集团收购中核汇能有限公司 100% 股权，成为集团旗下唯一的新能源发展平台。截至 2021 年底，公司核电控股装机达 2254.9 万千瓦，占全国商运核电机组 42.25%；新能源控股装机达 887.3 万千瓦，风电 263.5 万千瓦，光伏 623.8 万千瓦。

图1：公司历史沿革



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

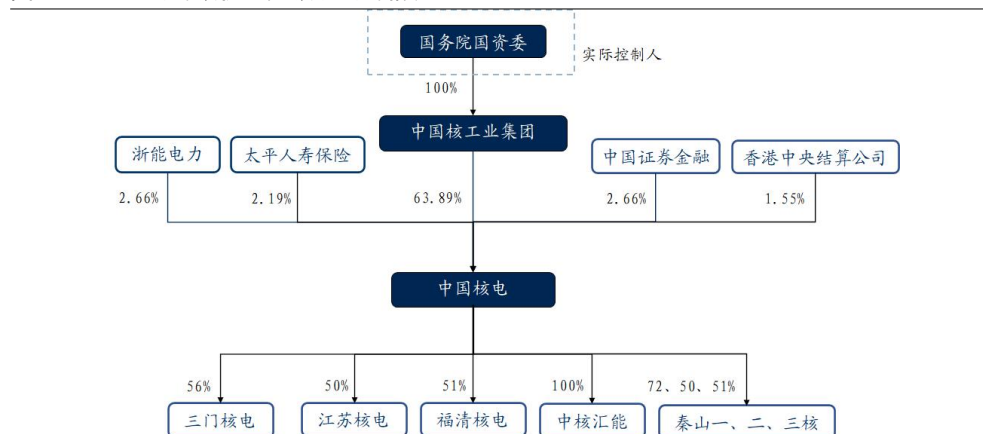
图2：公司核电装机地理分布及信息（截至 2021Q1）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

截至 2021Q3，公司第一大股东中国核工业集团控股比例为 63.89%，公司实控人为国务院国资委。对于旗下核电资产，公司控股比例在 51%-72%不等，但全额控股新能源子公司中核汇能。

图3：2021Q3 公司股权及控股子公司情况



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所

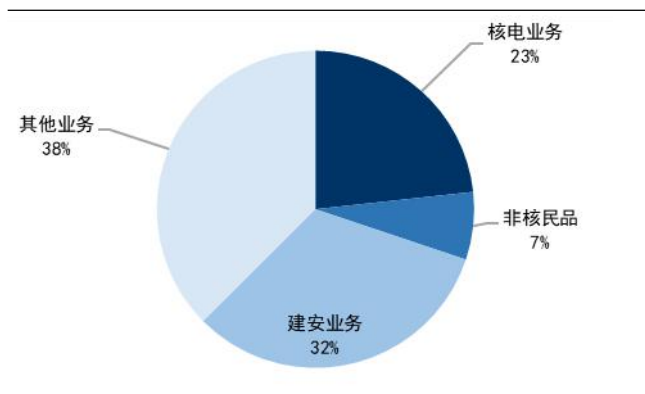
**背靠中核集团，全产业链协同支撑。**中核集团为我国最早进行商用核电站研发、设计、建造及运营的公司，1991年建成的秦山一期核电站并网发电，为我国第一台自主设计、建造的发电站。此外，中核集团具备完整的核工业体系，是国内唯一拥有完整核燃料循环产业、能够实现闭式循环的特大型中央企业。公司与中核集团签订《天然铀/浓缩铀采购框架协议》等一系列服务协议，保障了公司核电全产业链运营的高度稳定。

图4：中核集团业务覆盖核能全产业链



资料来源：集团官网，国信证券经济研究所整理

图5：中核集团 2020 年业务收入构成

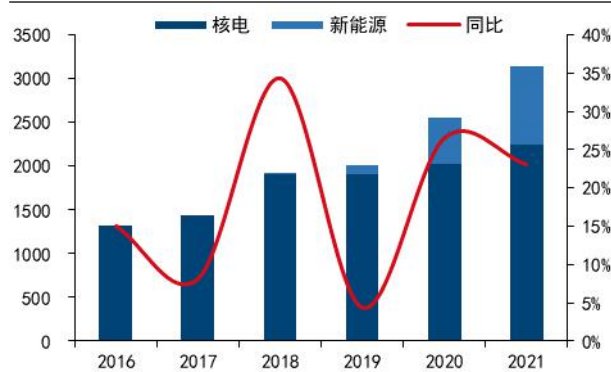


资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

## 核电现金流充沛，新能源占比提升

**收购新能源，公司装机迅速增长。**2021 年，公司总装机容量 3142 万千瓦，同比增长 23%。其中，核电装机 2255 万千瓦，同比增长 11.5%，占比 71.8%；新能源装机达 887 万千瓦，同比增长 69%，占比 28.2%，较去年提升 17.6pct。2021 年，公司核电机组增长主要由于田湾 6 号、福清 5 号机组投产，新能源装机容量大幅增长主要得益于在建项目快速投产。从发电量来看，2021 年公司总发电量 1826 亿千瓦时，同比增长 18.6%。其中，核电发电量 1731 亿千瓦时，同比增长 16.7%；新能源合计发电量 95 亿千瓦时，同比增长 68.7%，占总发电量 5.2%，较 2020 年提升 1.5pct。

图6：公司控股装机容量（万千瓦）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图7：公司历史发电量结构（亿千瓦时）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

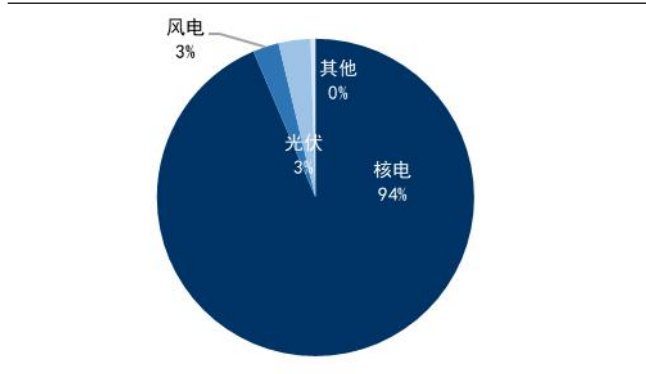
**营收稳步增长，新能源占比不断提升。**2020年公司实现营业收入合计523亿元，同比增长13.5%；其中，核电、风电、光伏及其他业务分别实现营收489、14、17和2.6亿元，分别占比93.6%、2.7%、3.2%、0.5%。由于2020年末公司通过收购集团新能源资产实现风电、光伏的大规模并表，2020年新能源收入占比首次提升至5%以上。

图8：公司近五年营业收入（亿元）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图9：公司2020年末各项业务收入占比



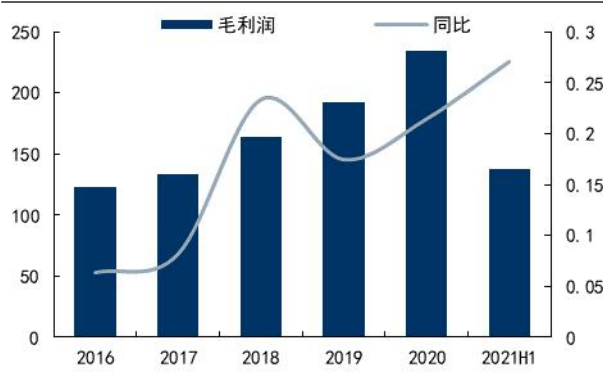
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

公司自上市以来，随核电机组投产节奏稳步推进，营收和毛利润稳定增长，但归母净利润从2016-2019年间趋于停滞，四年间仅增长2.76%。主要有三个原因：1）2016-2019年间，增值税“即征即退”返还款从24亿退坡至10亿元；2）2018年核电机组大规模投产结束后，利息资本化金额大幅下降，使得2018年后财务费用有所上升；3）2019年三门2号机组小修导致产生成本的同时无收入，造成业绩负面影响。

**三门机组正常运营叠加新能源并表，2020年业绩实现大增。**2020年，公司实现归母净利润59.95亿元，同比增长30%。主要得益于三门机组正常运营和新能源并表：三门机组正常运营后，三门核电净利润从2019年的-8.7亿元提升至14.4亿元；收购新能源并表后，新能源贡献2020年净利润7.2亿元。

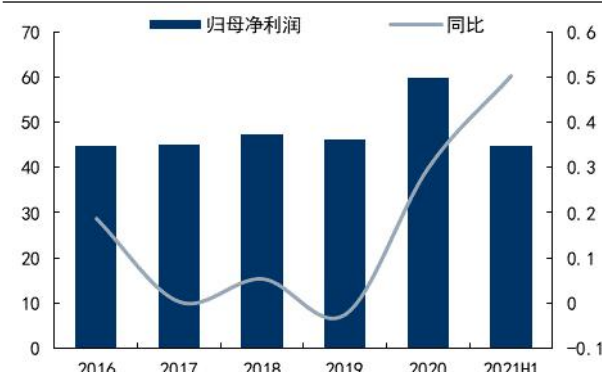
2021年上半年，公司新能源平台中核汇能实现营业收入21.9亿元，净利润8.3亿元，较去年同期2.5亿元增长232%，占上半年净利润10.6%。2021年前三季度实现归母净利润65.1亿元，同比增长32.6%，2021年全年业绩有望延续大增势头。

图10：公司毛利润及同比增速（亿元）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图11：公司归母净利润及同比增速（亿元）

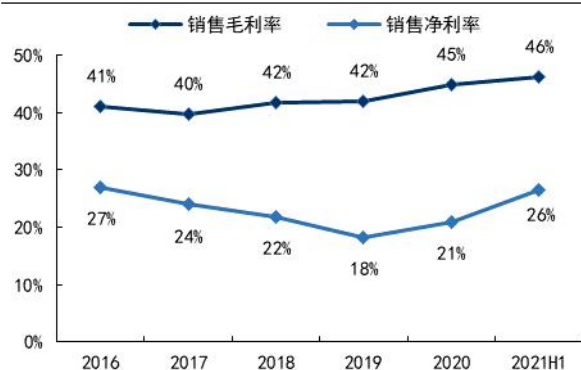


资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

**毛利率节节攀升，ROE 保持稳定。**2020 年公司毛利率为 45%，同比上升 2.94pct；净利率上升至 21%，同比增长 2.69pct。2016-2019 年间，公司毛利率上行、净利率逐步下行，主要原因为增值税“即征即退”带来其他收益的逐渐下降以及财务费用率提升带来的负面影响。2020 年新能源资产的大规模注入叠加三门机组的正常运营，使得公司毛、净利率均大幅提升。

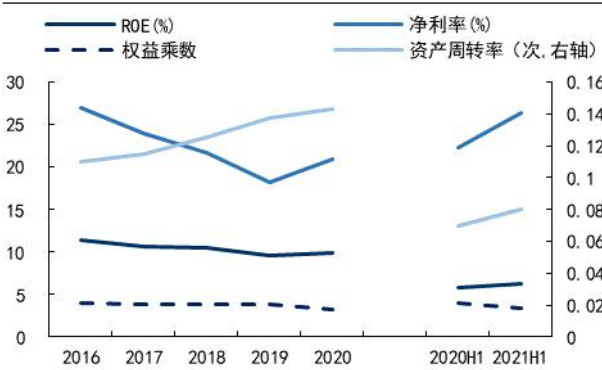
2021 年前三季度，公司大规模偿还带息负债，财务费用有所下降，从三季度表现来看，毛、净利率上升趋势有望进一步延续。从 ROE 表现来看，2021 前三季度公司 ROE 为 8.97%，同比下降 0.09pct。虽然公司 2020 年净利率大幅回升，但受到公司 2020 年末定增影响，权益乘数小幅下降，部分抵消净利率回升带来的影响，导致 ROE 小幅下降。

图12：公司近五年毛利率、净利率情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

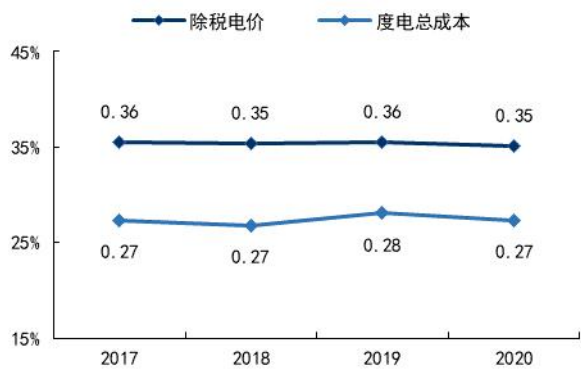
图13：公司 ROE 杜邦分析情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

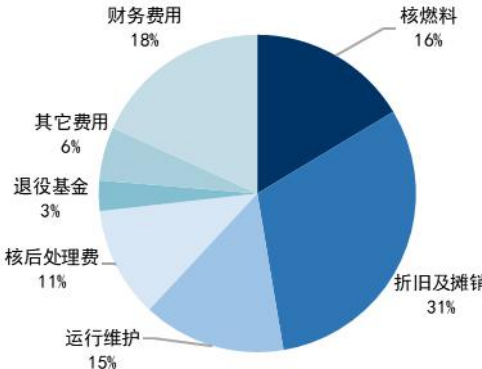
2017-2020 年，公司除税电价保持稳定，平均值为 0.354 元/kWh；度电总成本稍有波动，平均值为 0.274 元/kWh，2019 年度电成本升高主要是由于三门 2 号机组小修，发电量下滑导致。核燃料、折旧及摊销、运行维护、财务费用分别占度电总成本 16%、31%、15%、11%、18%。

图 14：公司电价及度电总成本（元/kWh）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图 15：公司度电总成本拆分（元/kWh）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

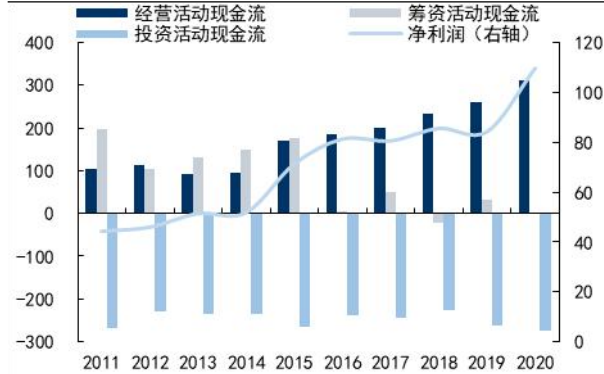
**资产负债结构稳定，大规模偿债显著降低财务费用率。**2016-2019 年，公司资产负债率保持相对稳定，缓慢下降至 74%；2020 年末，公司完成定向增发 76 亿定向增发用于新核电机组建设，进一步降低公司资产负债率，并提高公司速动比率至 95%。财务费用端，从 2019-2021Q3，公司财务费用率持续下降：2021 年前三季度财务费用率 11.06%，同比下降 3.21pct，主要系公司持续大规模偿还债务降低利息费用。

图 16：公司历史财务费用（亿元）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 17：公司历史现金流情况（亿元）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

**经营性现金流稳定增长，充裕现金流保障项目建设。**2020 年，公司经营性现金流、投资性现金流以及融资现金流分别为 311、-276 及 3 亿元。虽然核电需要利用核燃料进行发电，但由于其燃料成本仅占营业成本约 17%，核电运营折旧占据成本的主要部分。与水电项目类似，核电运营期内现金流表现十分强劲，长期高于当期净利润。

近三年，公司投资活动现金流小幅上升，随未来新能源开发力度逐渐加大，预计资本开支进一步上升。通过大量核电机组以及新增平价新能源项目贡献现金流，公司可以维持高装机增速所需资本金。

## “十四五”发展规划

**核电短期集中投产释放业绩，中期保持审批进度维持远期发展。**公司 2021 年集中投产共计 344 万千瓦核电装机，其中田湾 6 号及福清 6 号机组分别投产于 2021 年 6 月及 12 月，预计 2021 年部分释放机组业绩，2022 年全额释放。受我国

2016-2017 年暂停核电审批影响，2023 年将成为公司核电投产空窗期；2024-2025 年分别投产 125 万千瓦装机，到“十四五”末预计公司核电控股装机达 2617 万千瓦。

公司“十四五”期间将保证核电机组审核进度维持远期发展：**2021 年三季度以前公司包揽国内全部审核核电机组共计 520.3 万千瓦**。公司将在“十四五”期间抓紧开发建设审核机组，预计集中于 2027-2028 年投产。

**大力发展新能源，达成 30GW 装机目标。**根据公司“十四五”指引，公司计划到 2025 年新能源控股装机达到 30GW，约为 2020 年末新能源装机 6 倍。公司在中核集团享有的新能源优先并购、开发等权利将进一步保障公司保质保量完成新能源装机规划目标，助力国家实现“双碳”目标。

## 破解能源转型难题，核电迎量价齐升

### “双碳”目标下，核电大有可为

**我国能源变革过程中面临两个不可能三角形难题。**自 2020 年 9 月，习总书记提出“双碳”战略以来，我国正式迈入向绿色能源转型的时代。以风电、光伏为代表的新能源在 2020 年后解决了经济性问题后，大规模并网的同时带来了不稳定的问题。绿色、稳定、廉价在一段时间内处于“不可能三角”状态。在构建新型电力系统过程中，会经历化石能源投资意愿下滑和能源边际消耗加快的矛盾状态，这一状态可能会导致能源价格上涨。

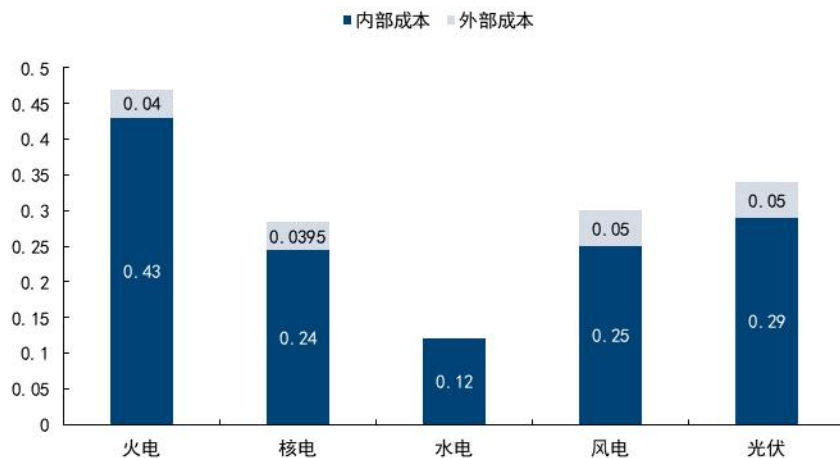
**火电、水电发展受限，难堪基荷能源重任。**从当前我国发电来源种类来看，新能源在绝对值及占比上都迅速提高，对电网运行调度能力提出了更高的要求。火电作为当前我国基荷能源的主力，由于碳排放高与“双碳”目标严重相悖，发展将受到限制；水电兼具绿色、廉价的优点，但我国水电资源开发已近上限，剩余可开发水电资源经济性较差，增量有限。

**核电可大规模替代火电成为基荷能源，破解不可能三角形。**“双碳”转型提高了新能源发电在电力系统中的比重，同时也为电网运行带来了压力。在水电接近开发上限、火电不满足清洁条件的情况下，核电将挑起电力系统基荷电源的重担：

1) **绿色、清洁：**相较火电，核电运营过程零碳排放完全符合“双碳”目标建设要求。根据中电联 2018 年统计分析数据，火电 CO<sub>2</sub> 排放强度约为 841g/kWh，如果按年利用 5000 小时计算，则 2\*1000MW 级火电机组年 CO<sub>2</sub> 排放量可达 814 万吨。而核电运营过程可视为零碳排放，全生命周期内碳排放仅来自建设期间的水泥、碳钢、铜和合金钢制造的排放。据统计，与相同容量的火电机组相比，核电全生命周期内所产生的 CO<sub>2</sub> 量还不足火电的 1%；

**综合成本低且稳定：**考虑绿色稳定能源综合成本，核电成本优势明显。火电+CCUS，核电+后处理，风、光+储能均能共提供绿色稳定的能源。因此，我们不仅要比较发电成本，还要比较达到绿色稳定能源的配套外部成本，火电的外部成本是碳排放，核电的外部成本是后处理，风、光电的外部成本是储能。当前煤价较高，沿海地区火电发电成本约为 0.43 元/千瓦时，度电排放成本约 0.04 元/千瓦时；核电发电成本约 0.24 元/千瓦时，乏燃料后处理、中低放废物处理处置、退役基金等后处理费用约 0.04 元/千瓦时；风电发电成本约 0.25 元/千瓦时，20%配比储能成本约 0.05 元/千瓦时；光伏发电成本约 0.27 元/千瓦时，20%配比储能成本约 0.05 元/千瓦时。核电是绿色能源转型中仅次于水电的低成本发电方式。

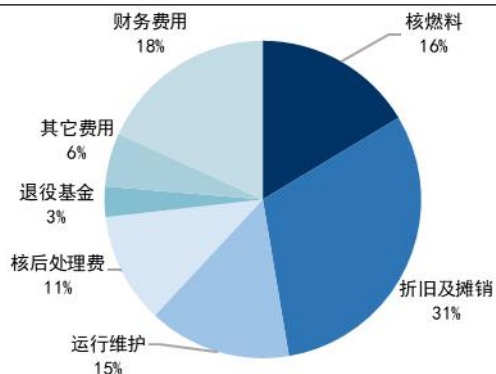
图18: 各类型发电类型提供绿色稳定能源的综合成本比较（元/千瓦时）



资料来源：胡江等《外部成本对两类基荷电源经济性影响的对比分析》（《产业与科技论坛》），公司公告，国信证券经济研究所整理

相较于火电，核电上游燃料成本占比低且价格波动小。中国核电燃料及其他原材料占营业成本比值仅为17%，较火电60%左右的燃料成本占比极低。此外，核电燃料所需原料为铀，近五年来国际铀价保持相对稳定。

图19: 核电项目运营期成本构成



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图20: 全球铀市场实际价格（美元/磅）



资料来源：国际货币基金组织，国信证券经济研究所整理

**3) 出力稳定：**未来新能源发电将成为新型电力系统的重要组成部分，但是风、光伏发电具有间歇性的特点，为保持供需两端负荷的平衡，尖峰时刻成为了“木桶最短的那块板”。2021年，火电、水电、风电、核电、太阳能发电设备利用小时数分别4448、3622、2232、7802和1281小时。核电出力稳定，利用小时数远高于其他电源种类，并且可以保证尖峰时段出力。

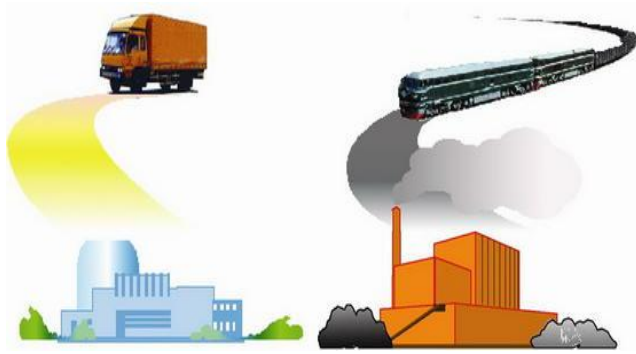
**4) 能量密度高：**核能要比煤炭的能量密度大的多，一座百万千瓦的煤电厂每年要消耗约300万吨原煤，相当于每天需要一列40节车厢的火车为它拉煤；而一座同样功率的核电站每年仅需补充约30吨核燃料，后者仅为前者的十万分之一，一辆重型车即可拉走。同样，能源密度高也使得核电相对于风能、太阳能等可再生能源来说，在占地规模及能源供应安全性方面有着显著优势。

图 21：我国各类型电源利用小时数



资料来源：中电联，国信证券经济研究所整理

图 22：核能和煤电消耗燃料对比



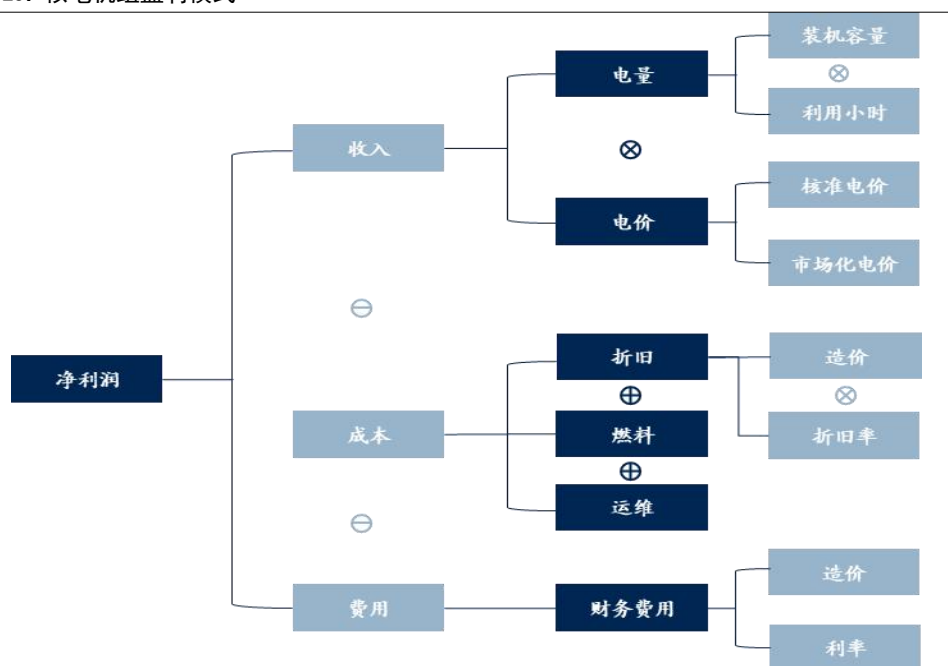
资料来源：能源局，国信证券经济研究所整理

大力发展核电为“双碳”转型必不可少的一环。横向对比其他发电种类，核电所具备的清洁稳定、综合成本低以及强度高的特点，装机总量将稳健增长；从低碳转型的大趋势而言，新能源短期内增量难以满足整体用电需求、性质上无法替代火电这一基荷能源，决定了核电在新型电力系统中占比将有所提高。同时，当前三代核电技术已经成熟，安全性及经济性有所保障，未来具备效率进一步提升及降本的空间。

#### 四维度详解核电优势

核电项目收益未来有望多维度增长。通过对核电项目盈利模式进行分析，我们认为在短期内，新型电力系统构建过程中可能电力能源价格普遍上涨，核电利用小时及电价存在上浮空间；中长期来看，核电审批已经回归常态，将保证中长期装机量稳健增长；远期来看，高效率、高安全性的三代核电项目在造价进一步下降的情况下电价更具竞争力，在市场电价的情况下项目收益率有上升空间。

图 23：核电机组盈利模式



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

从核电盈利模式看，影响核电盈利的主要因素为装机容量、利用小时、电价、造价，接下来我们从这四个维度来分析核电的优势。

### 审批有望放开，核电装机迎来战略机遇期

**装机、发电占比稳定增长。**我国核电在过去十年中装机容量及发电占比在稳步提升，截至 2021 年底，我国运行核电装机容量达 5326 万千瓦，占全国装机总量的 2.3%，2021 全年发电量达 4075 亿千瓦时，占总发电量 4.9%，装机及发电占比均稳定提升。

**审批有望加速，核电前景广阔。**“十三五”期间受福岛核事故等影响，2016-2018 年，核电机组零核准；2019 年，核准漳州 1、2 号和太平岭 1、2 号机组，共 4 台机组；2020 年，核准昌江 3、4 号机组和三澳核电 1、2 号机组，共 4 台机组；2021 年，核准田湾核电 7、8 号机组，辽宁徐大堡核电 3、4 号机组，海南昌江多用途模块式小型堆科技示范工程项目，共 5 台机组。核电机组审批呈加速趋势。

**“十四五”规划及 2035 远景目标纲要重新确立核电定位，核电将处于发展战略机遇期。**《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出安全稳妥推动沿海核电建设，积极有序推进沿海三代核电建设，预计到 2025 年，我国核电在运装机规模将达到 7000 万千瓦左右；中国核能行业协会预测，到 2030 年，我国核电在运装机容量将达到 1.2 亿千瓦，核电发电量占总发电量 8%；到 2035 年我国在建及在运核电装机达 2 亿千瓦，发电量占总发电量 10%。因此，受益于核电清洁、稳定及高效的优点，我国中长期大力发展核电的战略决心没有改变。

图 24：我国核电装机容量及占总装机比例（万千瓦）



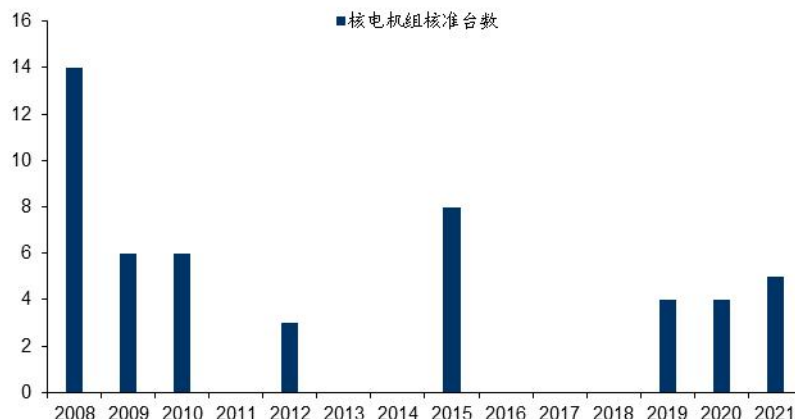
资料来源：中电联，国信证券经济研究所整理

图 25：我国核电发电量及占全部发电量比例（亿千瓦时）



资料来源：中电联，国信证券经济研究所整理

图26: 历年核电机组核准台数（台）

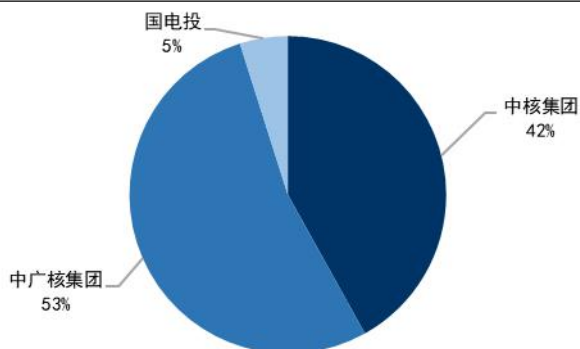


资料来源：核安全局，国信证券经济研究所整理

由于核电行业的特殊性及其技术的复杂性，存在极高的技术、行政准入壁垒。我国经国务院正式核准的核电项目（除示范工程、研究堆外），2020年以前均由中广核、中国核电和国家电投三家集团公司分别或合作开发运营，其中中广核（不含联营42.5%；含联营达53%）及中国核电（42.3%）装机规模合计达90%以上，是我国核电开发运营的两家龙头企业。除少量在建项目，核电站基本属于中国广核及中国核电上市公司控股。

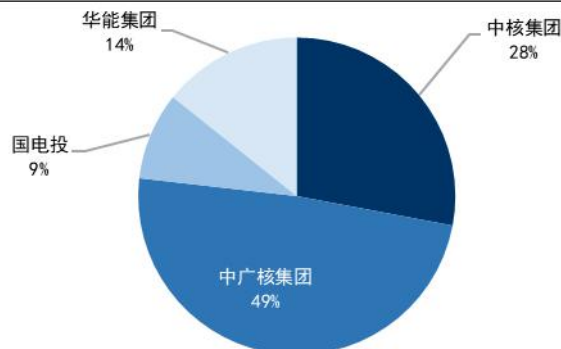
国家电投相对运营电站数量及规模较小。华能集团则在2020年取得首个控股大型压水堆核电项目—海南昌江核电二期的核准。项目于2021年3月正式开工，成为我国“十四五”开工建设的第一个核电项目。因此国家电投及华能集团，属于具有核电开发能力的，并参与少量项目开发，逐步发展的两家集团公司。同时核电部分资产目前不属于上市公司体系内。因此目前来看，我国核电开发运营方面呈现主次分明的“2+2”格局的趋势。

图27: 2021H1 我国在运核电装机分布



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图28: 2021H1 我国在建核电装机分布



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

**全面迈入三代核电，大力研发四代技术。**我国自主研发了华龙一号，并通过引进消化吸收再创新了国和一号等三代核电技术，设备国产化率稳步提升。在四代核电技术成熟可商用之前，新建核电项目都将主要应用三代核电技术。2021年12月20日世界首座“四代核电”华能石岛湾高温气冷堆核电站达并网发电。

表1：主流核电技术发展历程

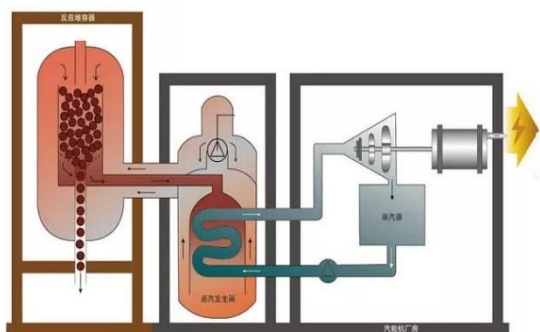
| 技术类别    | 起始时间                 | 主要特点                                                                                                                                                     | 主要堆型                                                                             |
|---------|----------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|
| 第一代核电技术 | 20 世纪 50 年代至 60 年代中期 | 多为早期原型机，使用天然铀燃料和石墨慢化剂。作为试验原型堆，证实核能发电可行性。发电容量不大，在 30 万千瓦之内，设计较松散，体积较大。设计中缺乏系统、规范、科学的安全标准作，存在较多安全隐患，发电成本较高。                                                | 美国希平港核电站、德累斯顿核电站、英国卡德霍尔生产发电两用的石墨气冷堆核电厂、前苏联 APS-1 压力管式石墨水冷堆核电站、加拿大 NPD 天然铀重水堆核电站等 |
| 第二代核电技术 | 20 世纪 60 年代至 90 年代   | 相对成熟的反应堆，使用浓缩铀燃料，以水作为冷却剂和慢化剂，其堆芯熔化概率和大规模释放放射性物质概率分别为 $10^{-4}$ 和 $10^{-5}$ 量级。反应堆寿命约 40 年，实现了商业化、标准化等，单机组的功率达到百万千瓦级。目前全世界在运核电机组多数为第二代技术或其改进型。            | 压水堆 (PWR)、沸水堆 (BWR)、加压重水堆 (PHWR)、石墨气冷堆 (GCR)、及石墨水冷堆 (LWGR) 等                     |
| 第三代核电技术 | 20 世纪 90 年代至今        | 第三代核电技术指满足美国“先进轻水堆型用户要求文件” (URD) 和“欧洲轻水堆核电站要求” (EUR) 的压水堆型技术核电机组，具有更高安全性、更高功率。其堆芯熔化概率和大规模释放放射性物质概率分别为 $10^{-7}$ 和 $10^{-8}$ 量级。反应堆寿命达到 60 年。             | 先进沸水堆 (ABWR)、非能动先进压水堆 (AP600/AP1000)、欧洲压水堆 (EPR) 及华龙一号、国和一号等                     |
| 第四代核电技术 | 21 世纪                | 2000 年美国提出第四代核反应堆，计划在 2030 年后投入建设。目标是满足安全、经济、可持续发展、减少核废料，降低燃料风险、防止核扩散。预计形成封闭核燃料产业链，提高核燃料使用效率，更充分利用铀资源，提高核能使用的安全性。目前华能石岛湾高温气冷堆核电站，是全球首座将四代核电技术成功商业化的示范项目。 | 华能石岛湾核电站 (HTR-PM) 甘肃武威钍基熔盐堆 (TMSR)                                               |

资料来源：中国广核募集说明书，国信证券经济研究所整理

**三代核电技术成熟，造价不断下降。**三代核电技术为满足更高安全标准及进一步提升燃料提升效率，采用更高性能的设备、材料和系统设计。我国首批三代核电——三门机组 (AP1000) 实际单位装机投资达到 26800 元/千瓦。通过提高设备国产化率、降低工期等手段，目前我国核电项目单位装机成本明显下降，公司田湾 5、6 号机组 (华龙一号)，单位装机投资已下降至 19500 元/千瓦，根据后文项目经济性测算，资本金收益率均能达到 8.5% 左右，可实现平价上网。随着三代核电的批量生产，单位装机投资有望降至 15000 元/千瓦。

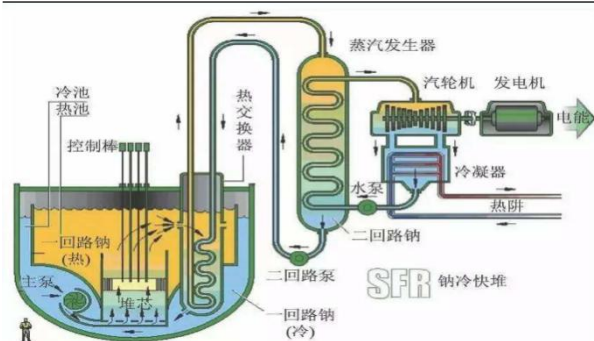
**四代堆更安全更高效。**其中，高温气冷堆固有安全性高，被称为“不会熔毁的反应堆”。它的核燃料元件是耐高温全陶瓷包覆颗粒球形核燃料元件，最外层是石墨层，里面是弥散在基体石墨粉中的大约 12000 个四层全陶瓷材料包覆的、直径约 0.9 毫米的核燃料颗粒。这种燃料球在 1620℃ 高温条件下，仍能够保持完好并有效地阻挡放射性的泄漏。而且，由于良好的温度负反馈性，即便遇到极限事故，反应堆的堆内温度也不可能达到 1620℃ 的高温限值，避免堆芯熔化。高温多用途。相较于压水堆主蒸汽温度 284℃、压力 6.8MPa，高温气冷堆主蒸汽品质更高，其温度为 571℃，压力为 14.1MPa。因此，除了常规发电外，高温气冷堆还可应用于石油精炼、稠油热采、页岩油提炼、合成氨及化肥生产、乙烯和甲醇合成、海水淡化、煤化工以及制氢等诸多领域中，市场前景广阔。

图 29: 高温气冷堆工作原理



资料来源：华能集团，国信证券经济研究所整理

图 30: 钠快堆工作原理



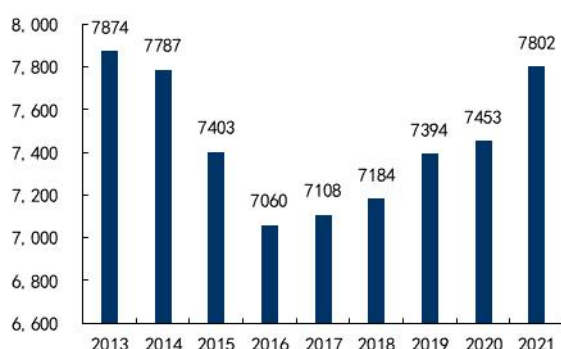
资料来源：中核集团，国信证券经济研究所整理

## 满发多发，高利用率助力“双碳”

“双碳”目标下，稳定清洁的核电有望实现高利用率。目前，我国对于核电机组上网发电的态度为“满发多发”，鼓励支持核电机组原则上满负荷发电上网。2021 年，核电机组利用小时达到 7802 小时，同比提升 349 小时，恢复至 2012 年的高效利用状态。2017 年 2 月《保障核电安全消纳暂行办法》提出核电优先保障顺序安排核电机组发电。“双碳”目标下，核电“满发多发”有助于新型电力系统实现稳定清洁的电力供应。

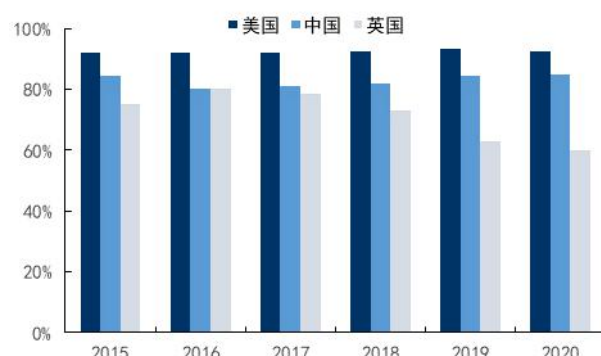
负荷因子未达上限，我国核电利用小时数仍有提升空间。2015-2016 年间出现小幅下滑主要由于全社会用电量增速放缓及发电机组大量投产；近五年随核电利用小时数逐渐回升，主要得益于电量增速回升。横向对比美国，我们发现中国当前核电机组利用小时数未达上限，有进一步提升的空间。

图 31: 我国核电机组历年利用小时数



资料来源：中电联，国信证券经济研究所整理

图 32: 主要核电国家核电负荷因子



资料来源：EIA, UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy, 中电联，国信证券经济研究所整理

## 市场化电价上浮空间打开，核电将充分受益

核电核准电价相对稳定。2013 年，发改委发布《核关于完善核电上网电价机制有关问题的通知》，核定全国核电标杆上网电价为每千瓦时 0.43 元；全国核电标杆上网电价高于核电机组所在地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝加价，下同）的地区，新建核电机组投产后执行当地燃煤机组标杆上网电价；全国核电标杆上网电价保持相对稳定。今后将根据核电技术进步、成本变化、电力市场供需状况

变化情况对核电标杆电价进行评估并适时调整。

表2:《国家发展改革委关于完善核电上网电价机制有关问题的通知》

|                       |                                                                                                                           |
|-----------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>全国核电电价上限</b>       | 1) 对新建核电机组实行标杆上网电价政策。根据目前核电社会平均成本与电力市场供需状况,核定全国核电标杆上网电价为每千瓦时0.43元;                                                        |
| <b>不得高于当地燃煤基准电价</b>   | 2) 全国核电标杆上网电价高于核电机组所在地燃煤机组标杆上网电价(含脱硫、脱硝加价,下同)的地区,新建核电机组投产后执行当地燃煤机组标杆上网电价;                                                 |
| <b>创新型国产化项目电价可不受限</b> | 3) 全国核电标杆上网电价低于核电机组所在地燃煤机组标杆上网电价的地区,承担核电技术引进、自主创新、重大专项设备国产化任务的首台或首批核电机组或示范工程,其上网电价可在全国核电标杆电价基础上适当提高,具体由省级价格主管部门提出方案报我委核批; |
| <b>电价保持相对稳定</b>       | 4) 全国核电标杆上网电价保持相对稳定。今后将根据核电技术进步、成本变化、电力市场供需状况变化情况对核电标杆电价进行评估并适时调整。                                                        |

资料来源:国家发改委,国信证券经济研究所整理

**政府放开电价上浮空间,电力市场化更进一步。**2021年以来,由于后疫情时代用电需求的迅猛增长,叠加年初南方来水较差以及北方夏季短暂贫风,我国部分地区一度出现限制高耗能产业用电的情况。而从根源上来说,上游煤炭供应紧张引起煤价高企,同时上网侧电价未能实现与煤炭联动上浮,从而火电现金流亏损,无法正常发电。2021年10月11日,发改委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》,将燃煤发电市场交易价格浮动范围扩大为上下浮动原则上均不超过20%,高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制。电力现货价格不受上述幅度限制。

表3:部分省份2022年度电力交易电价上浮情况

| 省区 | 合同类型           | 电量(亿kWh) | 电价(元/MWh) | 上涨幅度  |
|----|----------------|----------|-----------|-------|
| 江苏 | 2022年度         | 2647     | 466.69    | 19.4% |
| 广东 | 2022年度         | 2676     | 497.68    | 9.9%  |
| 海南 | 2022年度<br>双边协商 | 31.5     | 515.76    | 20%   |

资料来源:地方电力交易中心,国信证券经济研究所整理

**市场化电价随火电同步上浮,带动核电电价中枢上移。**《2022年江苏电力交易年度交易结果》公示,总成交电量2647亿千瓦时,成交均价466.69元/千瓦时,较基准价上浮19.4%。其中,江苏核电年度交易电量不低于160亿千瓦时;绿电成交量9.24亿千瓦时,成交均价462.88元/千瓦时。

**从长期来看,市场化电价有望继续上升。**根据国外电力体制改革以及低碳化转型经验来看,低碳化往往伴随着整体电价中枢的上升,由市场机制实现额外成本在发电侧、电网侧及用户侧有效率的配置。新能源发电实现平价上网未完全考虑其给电网调峰调频带来的额外成本。我们认为,低碳转型的外部成本需要通过市场化交易传导至终端用户,从而决定了未来电价上涨的趋势。

## 核电具备降本空间,项目收益率有望提升

**核电造价及融资成本对项目收益率影响巨大。**从成本构成来看,核电项目进入平稳运营期后固定成本(容量成本)约占68%,主要包括折旧及摊销、运维、退役基金、财务费用;可变成本(电量成本)占32%,主要包括燃料费用、材料与水费以及乏燃料后处理费。占比最高的固定成本主要受项目造价及融资成本影响。

根据未来建设的第三代核电项目成本特点,我们对当前核电项目经济性进行分析。

由于政府锚定一定收益率区间给予各核电机组相应核准电价，通过测算我们可以从两方面印证核电项目的经济性：

1) 若锚定一定资本金收益率区间（8.5%-9%），则当前核电单位造价水平（19500元/kW）对应电价区间 0.408-0.414 元/千瓦时，核电电价在当前沿海省份电力市场交易中具备竞争性；

2) 若参考历史审核情况、锚定三代核电核准电价水平（以三门核电为例：0.4203元/千瓦时），考虑一定市场化电量折价后整体电价水平 0.41 元/千瓦时情况下，三代核电项目（19500 元/kW）收益率可达到 8.65%。

以下对单千瓦第三代核电经营情况进行模型预测，主要参数如下：

目前三代核电单位装机成本约 1.95 万元每千瓦，常规项目 80%来源于银行贷款的债务，利率根据公司平均 4.1%计算，等额本息偿还期限 20 年。

经营方面，电价 410 元每兆瓦时，85%负荷因子对应利用小时约 7450 小时，对应年营业收入约 2526 元。成本及费用方面，折旧以 25 年无残值，进行直线法折旧，运维费用中乏燃料处置基金为商运后第五年开始计提，工资及福利费 2000MW 电厂对应约 800 人，20 万/年，单位千瓦工资及福利费 80 元/KW。每一次大修费率约造价的 1.35%，大修周期 18 个月，折算成相应年化成本。

此外数据根据相关研究测算进行假设。

表4：三代核电项目经济性分析核心参数假设

| 项目           | 假设          | 项目                | 假设              |
|--------------|-------------|-------------------|-----------------|
| 单位装机成本（元/千瓦） | 19500       | 乏燃料处置基金（元/兆瓦时）    | 26              |
| 资本金比例        | 20%         | 中低放废物处理处置费（元/兆瓦时） | 0.5             |
| 贷款利率         | 4.1%        | 核应急费（元/兆瓦时）       | 0.2             |
| 电价（含税，元/兆瓦时） | 410         | 运行维护费             | 消费性材料/水费（元/兆瓦时） |
| 负荷因子         | 85%         |                   | 10              |
| 厂用电率         | 6.5%        |                   | 工资及福利费（元/KW）    |
| 增值税税率        | 13.0%       |                   | 80              |
| 增值税即征即退比例    | 75%，70%，55% |                   | 年大修理费费率（元/KW）   |
| 税金及附加        | 0.05        |                   | 175             |
| 折旧年限（年）      | 25 年无残值     |                   | 燃料费用（元/兆瓦时）     |
| 本息偿还         | 15 年等额本息偿还  |                   | 54.2            |
|              |             |                   | 其他费用（元/兆瓦时）     |
|              |             |                   | 6.5             |
|              |             |                   | 所得税率            |
|              |             |                   | 0.25            |
|              |             |                   | 年退役费用           |
|              |             |                   | 3800            |

资料来源：胡江《核电项目核准投资与实际融资差异分析》、宋广等《三代核电参与电力市场交易的经济性分析》（《中国电力企业管理》），国信证券经济研究所测算

表5：标准核电项目运营周期财务指标（单位千瓦核电项目）

| 年份（单位/元）              | 1      | 2      | 3      | ... | 6      | 7      | ... | 16     | 17     | ... | 26     | 27     | ... |
|-----------------------|--------|--------|--------|-----|--------|--------|-----|--------|--------|-----|--------|--------|-----|
| 营业收入                  | 2526.0 | 2526.0 | 2526.0 | ... | 2526.0 | 2526.0 | ... | 2526.0 | 2526.0 | ... | 2526.0 | 2526.0 | ... |
| 税金及附加                 | 126.3  | 126.3  | 126.3  | ... | 126.3  | 126.3  | ... | 126.3  | 126.3  | ... | 126.3  | 126.3  | ... |
| 其他收益-增值税即征即退          | 246.3  | 246.3  | 246.3  | ... | 229.9  | 229.9  | ... | 0.0    | 0.0    | ... | 0.0    | 0.0    | ... |
| 燃料费用                  | 403.6  | 403.6  | 403.6  | ... | 403.6  | 403.6  | ... | 403.6  | 403.6  | ... | 403.6  | 403.6  | ... |
| 运行维护费&其他费用合计          | 422.7  | 422.7  | 422.7  | ... | 603.7  | 603.7  | ... | 603.7  | 603.7  | ... | 603.7  | 603.7  | ... |
| 年退役费用                 | 156.0  | 156.0  | 156.0  | ... | 156.0  | 156.0  | ... | 156.0  | 156.0  | ... | 0.0    | 0.0    | ... |
| 折旧                    | 780.0  | 780.0  | 780.0  | ... | 780.0  | 780.0  | ... | 780.0  | 780.0  | ... | 0.0    | 0.0    | ... |
| 利息支出（15 年等额本息还款中利息部分） | 639.6  | 607.9  | 574.9  | ... | 467.5  | 428.8  | ... | 0.0    | 0.0    | ... | 0.0    | 0.0    | ... |

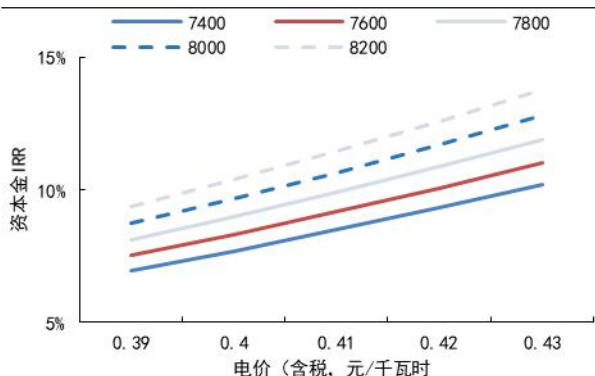
|                |        |        |        |     |        |        |     |        |        |     |        |        |     |
|----------------|--------|--------|--------|-----|--------|--------|-----|--------|--------|-----|--------|--------|-----|
| 税前利润           | 244.1  | 275.8  | 308.8  | ... | 218.8  | 257.5  | ... | 456.4  | 456.4  | ... | 1392.4 | 1392.4 | ... |
| 所得税            | 0.0    | 0.0    | 0.0    | ... | -1.4   | 6.9    | ... | 114.1  | 114.1  | ... | 348.1  | 348.1  | ... |
| 税后净利润          | 244.1  | 275.8  | 308.8  | ... | 220.1  | 250.6  | ... | 342.3  | 342.3  | ... | 1044.3 | 1044.3 | ... |
| 自由现金流          | 1745.8 | 1745.8 | 1745.8 | ... | 1566.2 | 1502.6 | ... | 1122.3 | 1122.3 | ... | 1044.3 | 1044.3 | ... |
| 资本金现金流         | 332.9  | 332.9  | 332.9  | ... | 153.3  | 89.6   | ... | 1122.3 | 1122.3 | ... | 1044.3 | 1044.3 | ... |
| 无杠杆现金流         | 1745.8 | 1745.8 | 1745.8 | ... | 1564.8 | 1509.5 | ... | 1236.4 | 1236.4 | ... | 1392.4 | 1392.4 | ... |
| 项目 ROE         | 6.26%  | 7.07%  | 7.92%  | ... | 5.64%  | 6.43%  | ... | 13.55% | 13.55% | ... | 26.78% | 26.78% | ... |
| 净利率            | 9.66%  | 10.92% | 12.23% | ... | 8.72%  | 9.92%  | ... | 8.78%  | 8.78%  | ... | 41.34% | 41.34% | ... |
| 资本金 IRR: 8.65% |        |        |        |     |        |        |     |        |        |     |        |        |     |

资料来源：胡江《核电项目核准投资与实际融资差异分析》，国信证券经济研究所测算

**造价下降极大将极大提升核电项目收益率。**未来，随三代堆型技术的大范围推广运用，通过优化设计、上游设备制造固化、核心组件国产化率进一步及缩短工期等手段，预计三代核电技术最终可降低至 15000 元/千瓦。在建造成本为 15000 元/千瓦的条件下，我们假设新建核电机组 7500 的利用小时数，电价水平 0.41 元/千瓦时(含税)前提下，预计项目内部收益率为 18.3%。根据测算，单位造价每下降 1000 元/kW，在 0.41 元/kWh 电价情形下，项目资本金收益率提升 1.6pct。

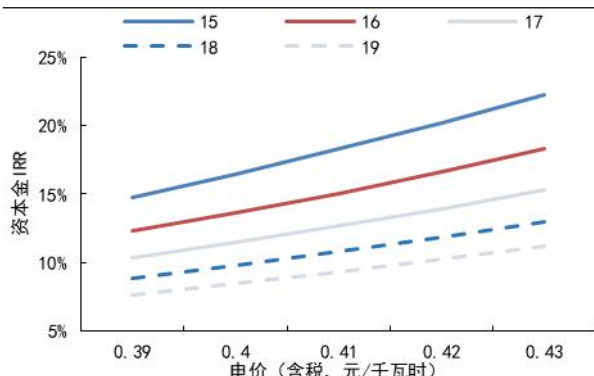
**项目收益率对利用小时数及造价极为敏感。**结合前文分析，我们认为短期内受益于用电紧张的背景，核电在未来一段时间利用小时数将有所上升。根据测算，利用小时数每增加 100 小时，在电价 0.41 元/千瓦时的中性假设下，资本金收益率提升 0.4pct。

图 33：基于电价及利用小时数的敏感性分析（小时）



资料来源：胡江《核电项目核准投资与实际融资差异分析》，国信证券经济研究所测算

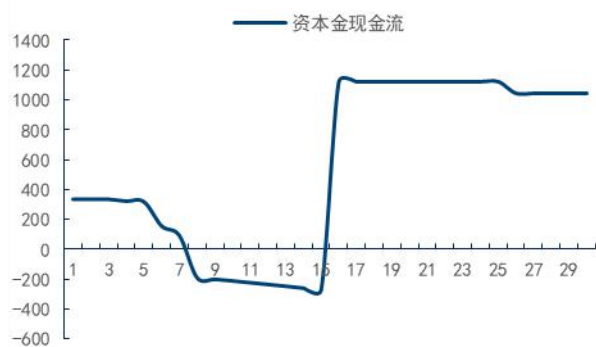
图 34：基于电价及项目造价的敏感性分析（元/W）



资料来源：胡江《核电项目核准投资与实际融资差异分析》，国信证券经济研究所测算

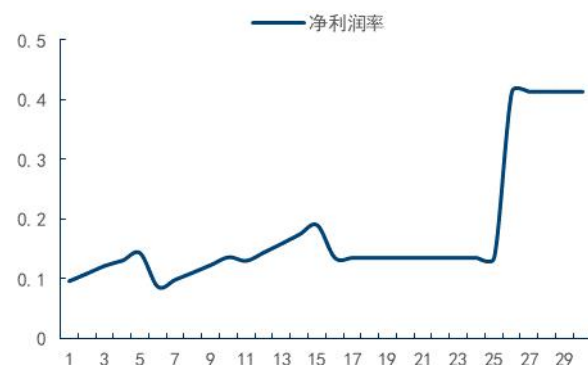
**短期增值税退税支撑高利润率，中期缴纳乏燃料处置基金降低现金流及利润，长期债务偿清及折旧到期分别增益现金流与项目利润率。**在中性假设状态下，核电项目在项目前五年随利息费用的逐年降低以及所得税优惠，净利率从 9.7% 迅速升至 14.3%；从第五年开始，增值税“即征即退”退坡 5%，此外按 26 元/兆瓦时征收乏燃料处置基金，导致净利率大幅回落，随后开始缓慢回升至 19.4%；到第 15 年后，增值税优惠彻底消失且债务偿清，项目运营稳态净利率为 13.6%，单位千瓦装机权益现金流为 1122 元；达到 25 年折旧年限后，折旧成本消失引起净利率大幅上升至 41.3%，股权现金流受所得税增加影响略微下降。目前，公司几乎全部机组（秦山一期已计提完折旧）处于 5-20 年运营期区间，随机组折旧到期，预计会计利润逐渐增加。

图 35: 核电项目运营期股权现金流（元/kW）



资料来源：胡江《核电项目核准投资与实际融资差异分析》，国信证券经济研究所整理

图 36: 核电项目运营期净利率



资料来源：胡江《核电项目核准投资与实际融资差异分析》，国信证券经济研究所整理

**税费优惠是核电项目前期保持盈利、维系现金流关键所在。**由于核电项目初期投资举债比例占总投资 70%-80%，高额债务规模带来的利息费用大额削减项目会计利润，再加上偿还债务支出以后，项目前期现金流回流缓慢，极大制约了项目收益率及企业再投资。

针对这一性质，我国对核电项目增值税缴纳方式做出单独安排：依据机组销售额占年度全企业销售电力总额占比乘以核电企业实缴增值税额按一定比例退税，且增值税退税款用于还本付息，不征收企业所得税。按 13% 的增值税率计算，该项增值税退税方案将在项目前五年带来约为 9.75% 的营收的会计利润以及现金流的等额增益。除此之外，核电项目可享受可再生能源发电“三免三减半”的所得税优惠政策，以及我国部分核电机组可享受免征城建税、教育费附加的政策，都极大缓解了项目投产初期现金流紧张、会计利润较低的情况。

表 6: 核电项目增值税、所得税税收优惠政策

| 时间   | 发文单位                           | 通知内容                                                                                                                                                                                                                                     |
|------|--------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2008 | 《关于核电行业税收政策有关问题的通知》            | 1) 核力发电企业生产销售电力产品，自核电机组正式商业投产次月起 15 个年度内，统一实行增值税先征后退政策，退还比例分三个阶段逐级递减。具体退还比例为自正式商业投产次月起 5 个年度内，退还比例为已入库税款的 75%；第 6 至第 10 个年度内，退还比例为已入库税款的 70%；第 11 至第 15 个年度内，退还比例为已入库税款的 55%；<br>2) 自 2008 年 1 月 1 日起，核力发电企业取得的增值税退税款，专项用于还本付息，不征收企业所得税。 |
| 2014 | 《关于公共基础设施项目享受企业所得税优惠政策问题的补充通知》 | 符合从事国家重点扶持的公共基础设施项目投资经营所得，自项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税。                                                                                                                                                         |

资料来源：国家发改委，国信证券经济研究所整理

图 37: 增值税退税是公司净利润重要组成部分 (亿元)



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图 38: 我国核电机组增值税即征即退比例



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

## “十四五”发展第二极 新能源填补核电投产空档

### “双碳”目标确立新能源核心地位

#### 1. 大力发展新能源具备国家重大战略意义

2020 年 9 月 22 日, 习近平主席在第七十五届联合国大会一般性辩论上向世界庄严承诺, 中国将提高国家自主贡献力度, 采取更加有力的政策和措施, 二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值, 努力争取 2060 年前实现碳中和, 我国“双碳”目标正式确立。

2021 年 3 月 15 日, 习近平主席在中央财经委员会第九次会议强调“要构建清洁低碳安全高效的能源体系, 控制化石能源总量, 着力提高利用效能, 实施可再生能源替代行动, 深化电力体制改革, 构建以新能源为主体的新型电力系统”。

表 7: 近期关于新能源发展的政策及决策汇总

| 时间           | 政策及决策                             | 主要内容                                                                                                                                    |
|--------------|-----------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2020. 09. 22 | 第七十五届联合国大会一般性辩论                   | 国家主席习近平提出, 二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值, 努力争取 2060 年前实现碳中和。                                                                                    |
| 2020. 12. 12 | 气候雄心峰会                            | 国家主席习近平提出, 到 2030 年, 中国单位国内生产总值二氧化碳排放将比 2005 年下降 65% 以上, 非化石能源占一次能源消费比重将达到 25% 左右, 森林蓄积量将比 2005 年增加 60 亿立方米, 风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上。 |
| 2021. 02. 02 | 《国务院关于加强建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》    | 推动能源体系绿色低碳转型, 完善能源消费总量和强度双控制度, 大力推动风电、光伏发电发展。                                                                                           |
| 2021. 03. 01 | 《国家电网公司发布“碳达峰、碳中和”行动方案》           | “十四五”期间, 公司经营区替代电量达到 6000 亿千瓦时; 到 2025 年, 公司经营区分布式光伏达到 1.8 亿千瓦; 到 2030 年, 公司经营区风电、太阳能发电总装机容量将达到 10 亿千瓦以上。                               |
| 2021. 03. 05 | 《2021 年政府工作报告》                    | 大力发展新能源, 加快建设全国碳排放权交易市场; “十四五”期间, 努力实现单位国内生产总值能耗和二氧化碳排放分别降低 13.5%、18%。                                                                  |
| 2021. 03. 12 | 《关于引导金融支持力度促进风电和光伏发电等行业健康有序发展的通知》 | 已纳入补贴清单的可再生能源项目所在企业, 对已确权应收未收的财政补贴资金, 可申请补贴确权贷款。通过核发绿色电力证书方式适当弥补企业分担的利息成本。                                                              |

|            |                                        |                                                                                                                |
|------------|----------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2021.03.13 | 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》 | 加快发展非化石能源，大力提升风电、光伏发电规模，有序发展海上风电，非化石能源占能源消费总量比重提高到20%左右。                                                       |
| 2021.03.15 | 中央财经委员会第九次会议                           | 会议指出，深化电力体制改革，构建以新能源为主体的新型电力系统。加快推进碳排放权交易，把碳达峰、碳中和纳入生态文明建设整体布局。                                                |
| 2021.03.18 | 《南方电网公司发布碳达峰、碳中和工作方案》                  | 到2025年，将推动南方五省区新能源新增装机1亿千瓦，达到1.5亿千瓦。到2030年，再新增装机1亿千瓦，达到2.5亿千瓦；非化石能源装机占比由2020年的56%提升至65%，发电量占比从2020年的53%提升至61%。 |
| 2021.04.19 | 《2021年能源工作指导意见》                        | 2021年风电、光伏发电量占全社会用电量的比重达到11%左右。                                                                                |
| 2021.05.11 | 《国家能源局关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》       | 2021年，全国风电、光伏发电量占全社会用电量的比重达到11%左右，2021年保障性并网规模不低于9000万千瓦，确保2025年非化石能源消费占一次能源消费的比重达到20%左右。                      |
| 2021.05.25 | 《关于印发2021年可再生能源电力消纳责任权重的通知》            | 明确2021年可再生能源电力消纳责任权重和2022年预期目标。                                                                                |

资料来源：国家发改委、国家能源局、国信证券经济研究所整理

在能耗不断上升的情况下，“碳达峰”及“碳中和”的实现需要极大限制化石能源消费，进一步提升非化石能源消费在能源消费总量的占比。目前电力是非化石能源消费的主要方式，通过光伏制氢等手段制取氢能的技术未能实现商业化推广，在此情况下风电、光伏等新能源发电成为未来能源消费主要来源，成为未来新型电力系统的主体。

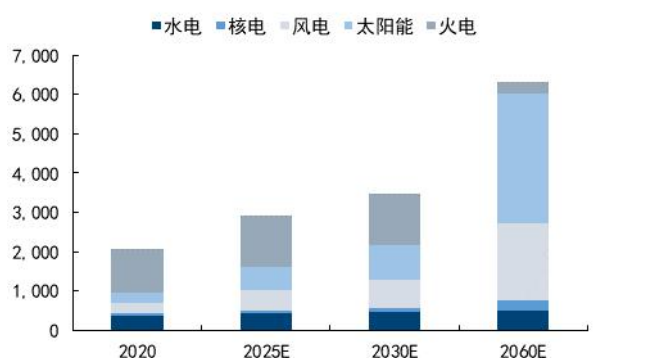
我们测算2030年、2060年清洁能源发电量分别达到5.1、12.9万亿千瓦时。由于水电资源禀赋所限，未来装机增长有限，核电积极稳步发展，年均装机增加6-8GW，因此清洁能源发电快速增长主要依赖风电、光伏。我们预计2020-2025年，风电、光伏发电量CAGR分别为16%、20%；2020-2030年风电、光伏发电量CAGR分别为12%、17%；2020-2060年风电、光伏发电量CAGR分别为6%、8%，同期GDP年均复合增速预计为3.3%左右。在此基础上，我国未来30年风电、光伏新能源装机高增长具备确定性，将成为能源领域最强成长赛道。

图39：2020-2060年电量供给结构（万亿千瓦时）



资料来源：国家统计局、国信证券经济研究所整理

图40：2020-2060年装机容量结构变化（GW）



资料来源：国家统计局、国信证券经济研究所整理

## 2. 技术提升助力成本下行 新能源实现平价上网

随风电、光伏技术不断提升，2021年我国新能源发电正式迈入平价时代。过去15年间，随新能源产业技术迭代的不断更新，项目装机成本显著下降，同时机组发电效率明显提升。2018年9月13日，从国家能源局发布《关于加快推进风电、光伏发电平价上网有关工作的通知（征求意见稿）》鼓励部分新能源项目平价上网，到2021年6月，国家发改委发布《关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》，我国陆上风电、光伏2021年正式迈入平价时代。

## 2.1 风电

**风力发电成本持续下行。**2011–2020 年，我国陆上风电平均装机成本由 1459 美元/kW 下降为 1264 美元/kW，下降 13.4%；LCOE（平准化度电成本）由 0.066 美元/kWh 下降至 0.033 美元/kWh，下降 50%。全球陆上风电平均装机成本由 1962 美元/kW 下降为 1349 美元/kW，下降 31.3%；LCOE（平准化度电成本）由 0.083 美元/kWh 下降至 0.041 美元/kWh，下降 51%。

图 41：我国陆风装机成本及 LCOE



资料来源：IRENA，国信证券经济研究所整理

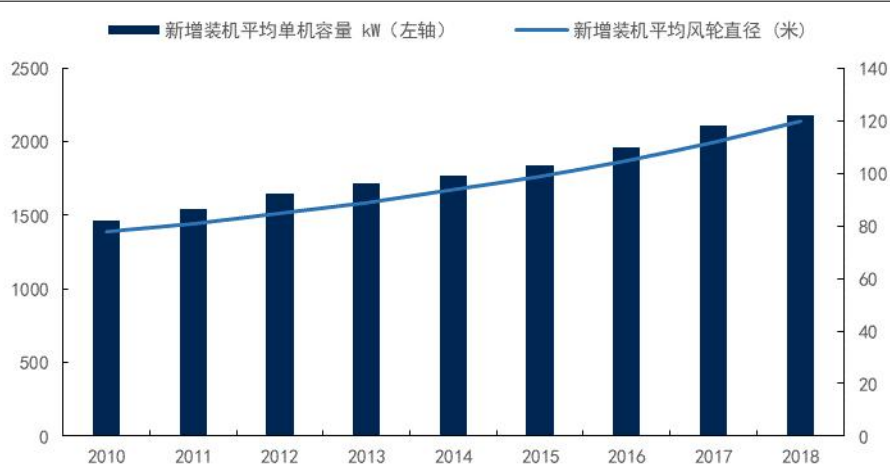
图 42：全球陆风装机成本及 LCOE



资料来源：IRENA，国信证券经济研究所整理

**整机降本空间有限，风机大型化及提升消纳能力为未来发展方向。**风电整机上游中厚板、硅铁、螺纹钢、铜、环氧树脂等重要原材料与大宗商品市场价格相关，无进一步下降空间。目前风电降本空间在于大型化——通过大直径和大容量风机来提升整体发电效率。近年来我国新增装机中大容量风机占比不断提高、平均风轮直径显著增长，风电机组的发电效率提升进一步推动风电成本下降。

图 43：我国新增风电装机平均单机容量与风轮直径



资料来源：CWEA，国信证券经济研究所整理

## 2.2 光伏

**光伏发电成本持续下行。**2011–2020 年，我国光伏发电平均装机成本由 3458 美元/kW 下降为 651 美元/kW，下降 81%；LCOE（平准化度电成本）由 0.248 美元/kWh 下降至 0.0438 美元/kWh，下降 82%。全球光伏发电平均装机成本由 4007 美元/kW 下降为 883 美元/kW，下降 78%；LCOE（平准化度电成本）由 0.289 美元/kWh 下降

至 0.0567 美元/kWh，下降 80%。

图 44: 我国光伏装机成本及 LCOE



资料来源：IRENA，国信证券经济研究所整理

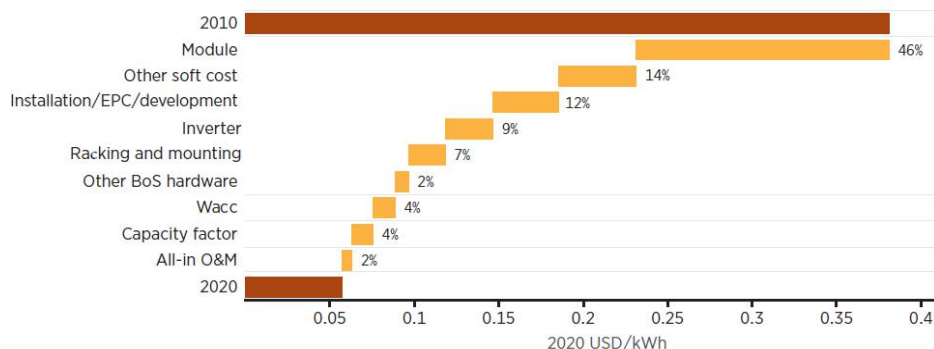
图 45: 全球光伏装机成本及 LCOE



资料来源：IRENA，国信证券经济研究所整理

**度电成本降本潜力巨大，光伏将成为未来发电主力。**未来光伏将进一步通过上游各环节降本以及提升组件效率两方面降低度电成本。从 IRENA 对于过去 10 年度电成本下降来源来看，上游组件价格的整体下降带来了度电成本 46% 的下降，由效率提升所带来的能力因子提升使度电成本下降了 4%。未来，光伏组件将主要通过进一步提升转换效率方面实现度电成本的下降。

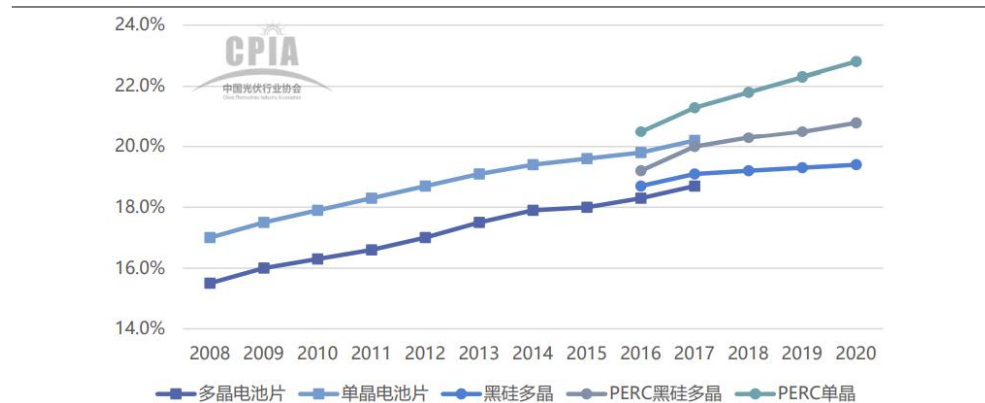
图 46: 过去十年光伏发电度电成本降本来源



资料来源：IRENA，国信证券经济研究所整理

**技术进步推动电池转换效率不断提升。**2020 年规模化生产的 P 型单晶电池均采用 PERC 技术，平均转换效率达到 22.8%，较 2019 年提高 0.5 个百分点，先进企业转换效率达到 23%。据中国光伏协会统计，从 2019 年起，新建的电池产线绝大部分采用 PERC 技术，并且对老旧电池产线进行技改，使得 PERC 电池片反超 BSF 电池片，占市场总额超 65%；BSF 电池市场占比约为 31.5%。

图 47: 国内电池片量产转换效率



资料来源: CPIA、国信证券经济研究所整理

## 收购中核汇能实现弯道超车 “十四五” 新能源高速发展

能源央企将成为未来新能源运营的主要参与者，未来十年进一步提高新能源运营市占率。“十四五”期间我国新能源项目开发建设将主要围绕两大主线展开：“大型风光基地项目建设”以及“整县推进”的分布式新能源项目建设。对于前者而言，项目体量较大对于资金及企业背景要求高，天然适合大型央企开发运营，尤其是基于现有传统能源的“水风光互补清洁能源基地”以及“风光火储一体化大基地”。

而对于分布式项目而言，“整县推进”的打包式开发方式从根本上解决了过去央企分布式资源获取能力差、开发运营效率的问题。从结果上来看，目前以晶科科技为代表的民营光伏运营企业正逐渐售卖光伏资产，转向光伏上游 EPC、组件生产以及下游运维端，新能源发电资源进一步向大型电力央企集中。

表 8: 主要发电企业“十四五”新能源规划（单位：万千瓦）

| 公司类型     | 公司     | 2020 年末新能源装机 | 2025E 新能源装机预测 |
|----------|--------|--------------|---------------|
| 传统能源公司转型 | 华润电力   | 1096         | 5096          |
|          | 中国电力   | 618          | 4400          |
|          | 吉电股份   | 583          | 2000          |
|          | 华能国际   | 1077         | 5500          |
|          | 华能水电   | 24           | 1000          |
|          | 内蒙华电   | 145          | 1200          |
|          | 龙源电力   | 2281         | 5281          |
| 新能源公司    | 大唐新能源  | 1222         | 5222          |
|          | 三峡新能源  | 1167         | 3667          |
|          | 中广核新能源 | 405          | 805           |

资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所测算

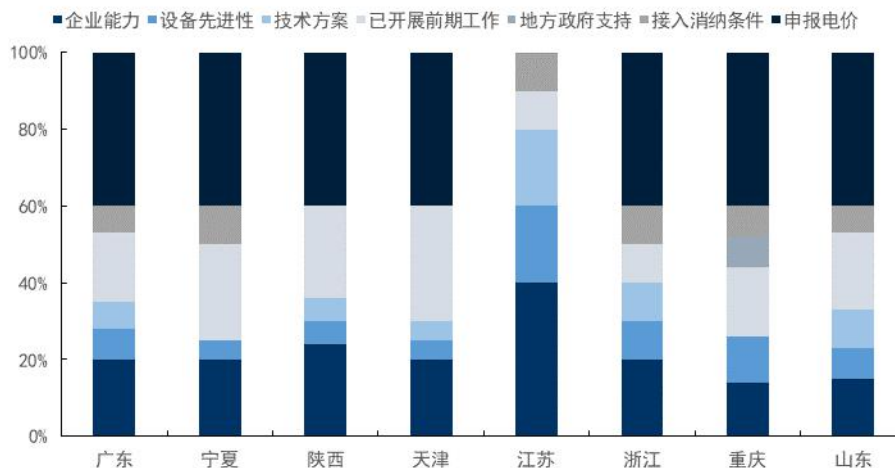
从个体项目竞配角度来看，央企在“企业能力”以及“申报电价”两大主要考察指标上存在明显优势：

1) **低融资成本奠定项目收益率底线，保障项目申报价优势：**央企凭借强有力的集团背书能力，获取市场最低的融资成本，从而在项目电价方面实现资源竞配的绝对优势。由于新能源运营初期大量资本开支需求，项目自有资金投入占比往往

在 20%-30%，较高的杠杆比例及初期投资使得项目整体收益率对于债务融资成本变动极为敏感；

2) 存量项目深厚，央企能力保障高强度资本开支：新能源运营快速增长长期资本开支强度大，以 1:1 的比例每开发 1GW 新能源发电项目，按 30%资本金投入需要 15 亿元，老牌火电企业，如华润电力、华能国际，中国电力等，或是清洁能源企业，如中国核电、龙源电力，凭借存量机组强有力现金流可以获取更多资源。从目前上市大型新能源发电运营商装机规划来看，发展速度将超过行业平均水平；

图 48: 各省风电项目竞争配置评选标准



资料来源：各省发改委、各省能源局、国信证券经济研究所整理

收购中核汇能成为集团新能源运营平台，成功跻身新能源运营一线企业。2020 年 12 月 12 日，公司发布拟收购中核汇能的关联交易公告；2021 年 1 月 6 日完成过户手续，实现对集团新能源平台的全资收购。本次交易对价 21.11 亿元，对应中核汇能净资产 14.77 亿元。截至交易公告日（2020 年 11 月底），中核汇能持有在运新能源装机 148.2 万千瓦（风电：107.6 万千瓦，光伏：40.6 万千瓦），在建装机 50 万千瓦。中核汇能新能源资产注入后，截至 2021H1，公司控股风电装机 197.39 万千瓦，光伏 406.3 万千瓦，控股在建新能源项目 109 万千瓦。

同期，控股集团发布了《中国核工业集团有限公司关于在新能源发电领域避免与中国核能电力股份有限公司同业竞争的承诺函》，确认了公司在集团内部旗舰新能源运营子公司的地位，公司拥有新能源项目的优先开发权、优先收购权及优先选择权。

表 9: 中核汇能注入新能源项目信息

| 公司名称             | 项目名称   | 发电种类  | 装机量 (MW) |
|------------------|--------|-------|----------|
| 中海油新能源玉门风电       | 昌西第二   | 风电    | 201      |
|                  | 三十里井北一 | 风电    | 48       |
|                  | 三十里井北二 | 风电    | 48       |
| 哈密中核风电           | 哈密     | 风电    | 200      |
| 察布查尔锡伯自治县中核天山新能源 | 一期     | 分布式光伏 | 5        |
|                  | 二期     | 分布式光伏 | 5        |
| 中海油新能源二连浩特风电     | 一期     | 风电    | 49.5     |
|                  | 二期     | 风电    | 49.5     |
| 中海油新能源化德风电       | 一期     | 风电    | 49.5     |
| 中海油新能源潍坊风电       | 一期     | 风电    | 49.5     |
|                  | 二期     | 风电    | 49.5     |
| 中海油新能源瑞泉平阴风电     | 一期     | 风电    | 44       |
| 昌乐中核新能源          | 中核青岭   | 分布式光伏 | 5        |

|                 |         |       |      |
|-----------------|---------|-------|------|
| 临城晶澳光伏          | 一期临城    | 风电    | 50   |
|                 | 二期临城李家村 | 风电    | 50   |
|                 | 三期晶澳土寨  | 光伏扶贫  | 20   |
| 迁西中核光伏          | 迁西中核    | 光伏    | 50   |
| 云霄汇海            | 云霄碧江    | 风电    | 30   |
| 福建中核高崙山风电       | 南安凤巢    | 风电    | 70   |
| 宁波汇能能源          | 鹤浦镇农管互补 | 光伏    | 30   |
| 嘉兴中核汇能能源        | 南方纺织城   | 分布式光伏 | 2    |
|                 | 嘉兴宇人    | 分布式光伏 | 0.65 |
| 中核桂东风电          | 牛郎山     | 风电    | 48   |
| 富川新能风电          | 一期长春    | 风电    | 49.5 |
|                 | 二期长广    | 风电    | 40   |
| 沧州市南大港管理区中科索能光伏 | 南大港     | 光伏    | 40   |
| 中核甘肃风电          | 三十里井子   | 风电    | 49.5 |
| 中核（宁夏）同心新能源     | 宁夏同心    | 光伏    | 100  |
| 衡州市衡江区中核新能源     | 宏普轮毂    | 分布式光伏 | 6    |
|                 | 迪澳汽配    | 分布式光伏 | 6    |
| 江山市中核新能源        | 康桥      | 分布式光伏 | 6    |
|                 | 力胜电子    | 分布式光伏 | 3    |
| 昌都市中核英利新能源      | 英利昌都    | 光伏    | 20   |

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所测算

图 49：收购前中核汇能历史业绩表现（亿元）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

**“十四五”新能源装机规划实现大幅度增长，平滑 2023 核电投产空档。**根据公司“十四五”装机规划，到 2025 年，公司计划电力装机达到 56GW，其中以风电、光伏为主的新能源装机达到 30GW，实现 5 倍于 2020 年末新能源装机量的增长。由于 2023 年为公司核电机组投产空档期，可能造成 2023-2024 年业绩增长的停滞。在引入新能源发展规划后，按装机节奏逐渐加快的方式预测公司 2022-2023 合计分别实现 8、8GW 的增量，对应每年净利润增量约为 16 亿之间。双轮驱动下，公司业绩将保持稳定增长。

除公司背靠中核集团发电央企优势外，公司在新能源领域发展方向具备两大独特优势：

### 1) 存量核电机组可以为新能源开发输送源源不断的现金流

新能源开发投资强度大，需要稳定现金流支撑。目前市场上一线新能源运营商主要为两类，以华能国际、华润电力、中国电力等为代表的传统火电企业转型新能源，以及纯正新能源运营商，如三峡能源、龙源电力及大唐新能源等。对于前者，2021 年以前庞大的火电资产支撑了公司的资本支出，在新能源初始装机量较低的

情况下实现了新能源的爆发式增长。

核电资产现金流极强，且稳定性高于水电资产。在考虑到可再生能源补贴拖欠情况下，核电资产“现金牛”属性仅弱于水电，稳定性甚至高于水电，这是由于核电项目较高的折旧占比，同时铀价的相对稳定也极大地降低了未来现金流的不确定性。从上市以来，公司现金流稳定增长，2020 年全年经营性现金流净额达到 311 亿元，过去五年复合增速达 13.86%。

## 2) 核电产业链提供“一揽子”业务，资源获取能力强

公司可利用提供“一揽子”业务优势获取新能源项目资源。在以“整县推进”为代表的各类分布式新能源项目开发建设过程中，主要通过与当地乡县政府签订合作框架协议达成，后期需要通过竞配等方式获取资源。乡镇政府更青睐具有知名度的央企以及能够提供“一揽子”业务的大型集团，可以带动当地整体就业和经济发展。公司背靠中核集团，可提供核电上游产业链业务建设，充分利用集团内部多业务协同的特点获取项目，较纯发电企业具备相对优势。

表 10: 公司近期新能源项目合作情况

| 时间         | 合作方     | 合作事宜                                                                                  |
|------------|---------|---------------------------------------------------------------------------------------|
| 2020/9/10  | 青岛市即墨区  | 在中核集团产业开发与国际合作部、(山东)市场开发部的支持推动下，中核汇能有限公司与青岛市即墨区政府签署战略合作框架协议                           |
| 2020/11/19 | 贵州省能源局  | 贵州省能源局与中核汇能有限公司(简称中核汇能)签署战略合作协议，双方将在新能源和可再生能源领域不断深化合作。                                |
| 2021/6/10  | 福建漳州市政府 | 鉴衡认证中心与漳州市人民政府、中核汇能有限公司，签署了三方战略合作框架协议。三方将在风电等新能源发展及相关领域开展广泛、深入合作，助力漳州打造中国东南沿海最大清洁能源基地 |
| 2021/6/15  | 中宁县政府   | 中核汇能新疆分公司与中宁县政府签订《万头奶牛养殖项目及新能源发电项目合作框架协议》。                                            |

资料来源：公司官网，公司公告，国信证券经济研究所整理

## 盈利预测

### 假设前提

**2021 新投产机组偏向年末，2022 年为业绩集中释放期。**2023 年间无新增投产计划。从投产时间来看，福清 5 号机组投产于 2021 年初，2021 年业绩将全额反映其投产效益；田湾 6 号机组 2021 年中投产，福清 6 号机组预计 2022 年 1 月投产，因此共计 172 万千瓦的并表装机需等到 2022 年才能全额反映发电收益。

**我们的盈利预测基于以下假设条件：**

- 1) 公司核电机组装机如期在 2022 年 1 月完成福清 6 号机组投产，漳州核电 1 号、2 号机组（共计 250 万千瓦）预计分别于 2024、2025 年内投产，因具体年内投产时间不明，我们中性预设漳州核电机组投产当年出力 50%；
- 2) 核电机组利用小时数方面，2021 年核电利用小时 7871 小时，2022 年因目前缺电风险依然存在，我们保守预计整体利用小时数水平上浮 60 小时；电价方面，2021 年较 2020 年维持不变，2022 年考虑到市场电价上浮的高度可能性，保守估计上涨 0.03 元/千瓦时；
- 3) 新能源装机方面，根据公司“十四五”装机规划及当前情况，我们预计 2021-2025 年新能源分别投产 3.6/8/8/8/8GW。其中，2022-2025 年风电每年 1GW，光伏 6GW；
- 4) 新能源运营指标方面，新增风电、光伏机组利用小时数分别为 2150、1300 小

时。

5) 成本及期间费用方面, 核电机组主要参考公司 2020 年以前未吸收新能源资产情况下的指标, 并结合公司三季报已披露数据做出中性假设; 新能源方面, 新增风电、光伏初始造价逐渐下调, 小幅影响发电成本及财务费用。

表 11: 核电机组运营情况

|             | 2018   | 2019   | 2020  | 2021E | 2022E | 2023E |
|-------------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|
| 控股装机容量(万千瓦) | 1911.2 | 1911.2 | 2023  | 22509 | 23670 | 23670 |
| 发电量(亿千瓦时)   | 1178   | 1362   | 1483  | 1731  | 1878  | 1897  |
| 售电量(亿千瓦时)   | 1099   | 1270   | 1381  | 1617  | 1750  | 1767  |
| 营业收入(亿元)    | 387    | 455    | 489   | 565   | 651   | 658   |
| 毛利率         | 41.2%  | 42.2%  | 44.5% | 46.5% | 49.8% | 49.2% |

资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所预测

表 12: 新能源机组运营情况

|           | 2020 | 2021E | 2022E | 2023E | 2024E | 2025E |
|-----------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 装机容量(万千瓦) | 525  | 888   | 1688  | 2488  | 3288  | 4088  |
| 风电        | 176  | 264   | 364   | 464   | 564   | 664   |
| 光伏        | 349  | 624   | 1,324 | 2,024 | 2,724 | 3,424 |
| 发电量(亿千瓦时) | 56   | 95    | 185   | 291   | 397   | 503   |
| 营业收入(亿元)  | 30.9 | 51.4  | 84.1  | 121.9 | 158.9 | 195.1 |
| 毛利率       | 60%  | 60%   | 57%   | 56%   | 56%   | 56%   |

资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所预测

## 未来 3 年盈利预测

表 13: 未来 3 年盈利预测表(百万元)

|           | 2020  | 2021E | 2022E | 2023E |
|-----------|-------|-------|-------|-------|
| 营业收入      | 52276 | 62367 | 73563 | 77985 |
| 营业成本      | 28862 | 35340 | 36338 | 38776 |
| 销售费用      | 63    | 62    | 74    | 78    |
| 管理费用      | 2346  | 2682  | 3016  | 3041  |
| 财务费用      | 6960  | 7919  | 9285  | 9680  |
| 营业利润      | 13226 | 16474 | 24757 | 26003 |
| 利润总额      | 13179 | 16558 | 24841 | 26087 |
| 归属于母公司净利润 | 5995  | 8037  | 12384 | 13543 |
| EPS       | 0.39  | 0.44  | 0.68  | 0.74  |
| ROE       | 8.5%  | 10.5% | 14.4% | 14.0% |

资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所预测

按上述假设条件, 我们得到公司 21-23 年收入分别为 623.67/735.63/779.85 亿元, 归属母公司净利润 80.37/123.84/135.43 亿元, 利润年增速分别为 34.0%/54.1%/9.4%。每股收益 21-23 年分别为 0.44/0.68/0.74 元。

## 盈利预测的敏感性分析

我们的预测模型中, 2022 年公司核电平均利用小时为 7934 小时, 除税电价为 0.372 元/千瓦时。现将公司 2022 年的归母净利与电价、利用小时做敏感性分析, 除税

电价在原始值 0.372 元/千瓦时的基础上上浮 0.01 元/千瓦时, 就会使归母净利将较原始估值提升 7%。利用小时在原始值的基础上提高 100 小时, 会使归母净利将较原始估值提升 3%。

表 14: 2022 年归母净利随电价及利用小时的敏感性分析 (亿元)

| 归母净利 | 除税电价 (元/千瓦时) |      |      |      |      |
|------|--------------|------|------|------|------|
|      | 0.35         | 0.36 | 0.37 | 0.38 | 0.39 |
| 7634 | 96           | 104  | 111  | 119  | 127  |
| 7734 | 100          | 107  | 115  | 123  | 131  |
| 7834 | 103          | 111  | 119  | 127  | 135  |
| 7934 | 107          | 115  | 123  | 131  | 139  |
| 利用小时 |              |      |      |      |      |
| 8034 | 110          | 118  | 126  | 135  | 143  |
| 8134 | 114          | 122  | 130  | 138  | 147  |
| 8234 | 117          | 126  | 134  | 142  | 151  |

资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所分析

## 估值与投资建议

考虑公司的业务特点, 我们采用绝对估值和相对估值两种方法来估算公司的合理价值区间。

### 绝对估值: 10.07-12.68 元

公司 2021E-2022E 受益新增共计 344 万千瓦核电机组业绩的释放, 叠加新能源装机的增长, 我们预计 2021、2022 年营收增速分别为 17.9%、19.3%。受限于 2023 无新增核电机组贡献收入, 2023-2024 年营收增速出现小幅回落, 增速将主要由新能源装机增长贡献。我们预计按照 2025 年公司达成 41GW 新能源装机目标情况下, 新能源装机 2021-2025 年间每年增加 3.6/8/8/8/8GW。

输入条件: 基于公司历史财务报表中反映的公司资本结构和财务状况情况, 我们假定目标权益资本比为 50%, 2 年期的周度数据计算贝塔系数为 0.87, 无风险利率采用 10 年期国债到期收益率为 3%, 风险溢价为 7.0%, 债务资本成本为 4.7%, 计算得出 WACC 值为 6.5%。

FCFF 估值结果: 在永续增长率为 1% 的假设条件下, 测算中国核电对应每股权益价值为 10.07-12.68 元, 高于目前股价 35%-70%。

表 15: 公司盈利预测假设条件 (%)

|             | 2021E | 2022E | 2023E | 2024E | 2025E | 2026E | 2027E | 2028E | 2029E |
|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 营业收入增长率     | 19.3% | 18.0% | 6.0%  | 7.6%  | 8.9%  | 9.4%  | 9.1%  | 8.3%  | 7.6%  |
| 毛利率         | 43.3% | 50.6% | 50.3% | 50.7% | 50.9% | 51.6% | 51.8% | 51.6% | 51.8% |
| 管理费用/营业收入   | 4.3%  | 4.1%  | 3.9%  | 3.7%  | 3.5%  | 3.5%  | 3.5%  | 3.5%  | 3.5%  |
| 销售费用/销售收入   | 0.1%  | 0.1%  | 0.1%  | 0.1%  | 0.1%  | 0.1%  | 0.1%  | 0.1%  | 0.1%  |
| 营业税及附加/营业收入 | 1.2%  | 1.2%  | 1.2%  | 1.2%  | 1.2%  | 1.2%  | 1.2%  | 1.2%  | 1.2%  |
| 所得税税率       | 16.8% | 17.5% | 16.8% | 16.8% | 16.8% | 16.8% | 16.8% | 16.8% | 16.8% |
| 股利分配比率      | 35.0% | 35.0% | 35.0% | 35.0% | 35.0% | 35.0% | 35.0% | 35.0% | 35.0% |

资料来源: 公司公告、国信证券经济研究所预测

**表 16: 资本成本假设**

|               |        |               |        |
|---------------|--------|---------------|--------|
| 无杠杆 Beta      | 0.35   | T             | 16.82% |
| 无风险利率         | 3.00%  | Ka            | 5.45%  |
| 股票风险溢价        | 7.00%  | 有杠杆 Beta      | 0.87   |
| 公司股价 (元)      | 7.46   | Ke            | 9.10%  |
| 发行在外股数 (百万)   | 17523  | E/(D+E)       | 50.00% |
| 股票市值 (E, 百万元) | 130722 | D/(D+E)       | 50.00% |
| 债务总额 (D, 百万元) | 228190 | WACC          | 6.63%  |
| Kd            | 4.70%  | 永续增长率 (10 年后) | 1.0%   |

资料来源: 国信证券经济研究所假设

## 绝对估值的敏感性分析

该绝对估值相对于 WACC 和永续增长率较为敏感, 表 3 是公司绝对估值相对此两因素变化的敏感性分析。

**表 17: 绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析 (元)**

|         |      | WACC 变化 |       |       |       |      |
|---------|------|---------|-------|-------|-------|------|
|         |      | 5.6%    | 6.1%  | 6.63% | 7.1%  | 7.6% |
| 永续增长率变化 | 1.6% | 23.78   | 18.98 | 15.16 | 12.05 | 9.48 |
|         | 1.4% | 22.29   | 17.84 | 14.27 | 11.35 | 8.91 |
|         | 1.2% | 20.93   | 16.79 | 13.45 | 10.69 | 8.37 |
|         | 1.0% | 19.68   | 15.83 | 12.68 | 10.07 | 7.87 |
|         | 0.8% | 18.54   | 14.94 | 11.97 | 9.49  | 7.39 |
|         | 0.6% | 17.50   | 14.11 | 11.30 | 8.95  | 6.94 |
|         | 0.4% | 16.53   | 13.34 | 10.68 | 8.43  | 6.52 |

资料来源: 国信证券经济研究所测算

## 相对法估值: 10.83-11.38 元

将公司核电及新能源进行分部估值。

新能源方面, 参考新能源龙头标的三峡能源对应 2022 年 PE 估值为 24X, 考虑中国核电预计十四五新能源装机 30GW 规划完成能力较强, 规模及增速均有望跻身一线新能源运营商, 给予公司新能源部分 20 倍 PE。

核电方面, 主要对标中国广核对应 2022 年 PE 估值为 12X, 公司核电技术储备更深厚及在建及核准装机增长有望更快。此外对比核电为类水电现金牛资产, 长江电力对应 2022 年 PE 估值 20X, 综合考虑公司核电资产历史给予公司核电部分 15-16 倍 PE。

根据我们测算, 2022 年公司核电部分归母净利润为 98 亿元, 新能源部分归母净利润为 24 亿元, 对应公司权益市值为 1950~2050 亿元, 对应 10.83-11.38 元/股合理价值, 较当前股价有 45%-52%的溢价。

表 18: 可比公司估值表

| 代码     | 公司简称 | 股价    | 总市值<br>亿元 | EPS  |      |      |      | PE    |       |       |       | ROE |      | PEG | 投资评级 |
|--------|------|-------|-----------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-----|------|-----|------|
|        |      |       |           | 20A  | 21E  | 22E  | 23E  | 20A   | 21E   | 22E   | 23E   | 20A | 21E  |     |      |
| 601985 | 中国核电 | 7.46  | 1,341     | 0.39 | 0.44 | 0.68 | 0.74 | 19.37 | 16.95 | 10.91 | 10.08 | 9%  | 0.40 |     | 买入   |
| 600900 | 长江电力 | 23.20 | 5,276     | 1.19 | 0.88 | 1.21 | 1.35 | 19.57 | 26.26 | 19.17 | 17.19 | 17% | 0.65 |     | 无    |
| 003816 | 中国广核 | 2.89  | 1,459     | 0.19 | 0.21 | 0.24 | 0.25 | 15.29 | 13.49 | 12.27 | 11.77 | 10% | 1.25 |     | 无    |
| 600905 | 三峡能源 | 6.71  | 1,917     | 0.18 | 0.18 | 0.29 | 0.34 | 37.17 | 36.97 | 23.14 | 19.74 | 9%  | 0.86 |     | 买入   |

资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理 注: 除中国核电、三峡能源外均为 Wind 一致预测

## 投资建议

综合上述几个方面的估值, 我们认为公司股票价值在 10.83-11.38 元之间, 较当前股价有 45%-52% 的溢价。我们认为, 公司在 2022 年业绩将大幅增长, 远期具有持续成长性, 维持“买入”评级。

## 风险提示

### 估值的风险

我们采取绝对估值和相对估值方法计算得出公司的合理估值在 10.83-11.38 元之间, 但该估值是建立在较多假设前提的基础上计算而来的, 特别是对公司未来几年自由现金流的计算、加权资本成本 (WACC) 的计算、TV 增长率的假定和可比公司的估值参数的选定, 都加入了很多个人的判断:

- 1、可能由于对公司显性期和半显性期收入和利润增长估计偏乐观, 导致未来 10 年自由现金流计算值偏高, 从而导致估值偏乐观的风险;
- 2、加权资本成本 (WACC) 对公司估值影响非常大, 我们在计算 WACC 时假设无风险利率为 3%、风险溢价 7%, 可能仍然存在对该等参数估计或取值偏低、导致 WACC 计算值较低, 从而导致公司估值高估的风险;
- 3、我们假定未来 10 年后公司 TV 增长率为 1%, 公司所处行业可能在未来 10 年后发生较大的不利变化, 公司持续成长性实际很低或负增长, 从而导致公司估值高估的风险;
- 4、相对估值时我们选取了与公司业务相同或相近的公司进行比较, 选取了可比公司 2021 年平均动态 PE 作为相对估值的参考, 同时考虑公司增发的因素、公司成长性, 对行业平均动态 PE 进行修正。

最终给予公司新能源方面, 参考新能源龙头标的三峡能源对应 2022 年 PE 估值为 24X, 考虑中国核电预计十四五新能源装机 30GW 规划完成能力较强, 规模及增速均有望跻身一线新能源运营商, 给予公司新能源部分 20 倍 PE。

核电方面, 主要对标中国广核对应 2022 年 PE 估值为 12X, 公司核电技术储备更深厚及在建及核准装机增长有望更快。此外对比核电为类水电现金牛资产, 长江电力对应 2022 年 PE 估值 20X, 综合考虑公司核电资产历史给予公司核电部分 15-16 倍 PE。可能未充分考虑市场整体估值偏高的风险。

### 盈利预测的风险

在对公司核电及新能源项目未来盈利预测中，我们设定了很多参数，这些参数为基于历史数据及对未来变化的个人判断：

- 1、我们认为若国家从煤炭供给侧对电力运营上游进行调控，电力市场化建设不及预期可能导致电价的上浮不及我们预期；
- 2、若核电和新能源投运增长不及预期，可能影响公司业绩增长；
- 3、若新能源当年来风、光照条件较差，可能影响公司当年新能源分部的业绩。

## 经营及其它风险

- 1、国内外核电安全事故风险。核电相对安全性要求较高，倘若发生事故对人民生活、社会环境、自然环境有较大危害或负面影响，公司有可能承担较高的风险和成本。
- 2、核电项目建设风险。核电建设工程是一项复杂的系统工程，建设规模大、施工强度高、工程涉及面广、工期较长，对施工的组织管理和物资设备的技术性能要求严。如果在建造的过程中出现设计、建设力量不足、设备材料供应及其他不可预见的问题，则可能会影响整个项目建造进度，推迟电站投入使用的时间，此外由于工期延误、经济环境改变、通货膨胀、汇率变化等因素可能导致项目建设成本超出概算，最终有可能对项目现金流及收益率产生影响。
- 3、电价波动风险。上网电价是影响公司盈利能力的重要因素。我国发电企业上网电价受到政府的严格监管，未来随着电力改革的深入及竞价上网的实施，可能导致公司的上网电价水平发生变化，这将可能影响公司的盈利水平。
- 4、项目引发的环境次污染风险。在核电项目运营过程中，涉及核废料的处理、污水排放问题；若由于环保监测或排污系统的疏忽，将可能引发环境次污染风险。
- 5、政策变风险影响核电机组核准及建设。受多方面因素影响，国家对核电项目核准仍然持审慎态度，地方对核电项目支持力度不一。核电项目核准的不确定性，给公司经营发展目标实现带来压力。核电政策调整可能对公司核电建设项目的进程带来不确定性。

## 财务预测与估值

| 资产负债表（百万元）       |               |               |               |               | 利润表（百万元）         |                |                |                |                |
|------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| 2020             | 2021E         | 2022E         | 2023E         |               | 2020             | 2021E          | 2022E          | 2023E          |                |
| 现金及现金等价物         | 15402         | 11153         | 12480         | 13012         | 营业收入             | 52276          | 62367          | 73563          | 77985          |
| 应收款项             | 10588         | 11961         | 14108         | 14956         | 营业成本             | 28862          | 35340          | 36338          | 38776          |
| 存货净额             | 20173         | 25821         | 24770         | 24958         | 营业税金及附加          | 605            | 721            | 851            | 902            |
| 其他流动资产           | 5788          | 6905          | 6400          | 3899          | 销售费用             | 63             | 62             | 74             | 78             |
| <b>流动资产合计</b>    | <b>51950</b>  | <b>55839</b>  | <b>57758</b>  | <b>56825</b>  | 管理费用             | 2346           | 2682           | 3016           | 3041           |
| 固定资产             | 312765        | 337892        | 367875        | 394759        | 财务费用             | 6960           | 7919           | 9285           | 9680           |
| 无形资产及其他          | 854           | 820           | 786           | 752           | 投资收益             | 141            | 146            | 150            | 155            |
| 投资性房地产           | 12364         | 12364         | 12364         | 12364         | 资产减值及公允价值变动      | (226)          | (234)          | (246)          | (259)          |
| 长期股权投资           | 3812          | 4277          | 4731          | 5171          | 其他收入             | (130)          | 920            | 853            | 600            |
| <b>资产总计</b>      | <b>381746</b> | <b>409621</b> | <b>443515</b> | <b>469871</b> | 营业利润             | 13226          | 16474          | 24757          | 26003          |
| 短期借款及交易性金融负债     | 38836         | 52150         | 64746         | 69305         | 营业外净收支           | (46)           | 84             | 84             | 84             |
| 应付款项             | 9754          | 13144         | 13273         | 14077         | <b>利润总额</b>      | <b>13179</b>   | <b>16558</b>   | <b>24841</b>   | <b>26087</b>   |
| 其他流动负债           | 6038          | 7985          | 8158          | 8606          | 所得税费用            | 2232           | 2785           | 4349           | 4388           |
| <b>流动负债合计</b>    | <b>54628</b>  | <b>73278</b>  | <b>86177</b>  | <b>91989</b>  | 少数股东损益           | 4952           | 5736           | 8108           | 8156           |
| 长期借款及应付债券        | 182889        | 182189        | 184489        | 187089        | <b>归属于母公司净利润</b> | <b>5995</b>    | <b>8037</b>    | <b>12384</b>   | <b>13543</b>   |
| 其他长期负债           | 27740         | 29740         | 31740         | 33740         |                  |                |                |                |                |
| <b>长期负债合计</b>    | <b>210628</b> | <b>211928</b> | <b>216228</b> | <b>220828</b> | 现金流量表（百万元）       |                |                |                |                |
| <b>负债合计</b>      | <b>265256</b> | <b>285207</b> | <b>302405</b> | <b>312817</b> | 2020             | 2021E          | 2022E          | 2023E          |                |
| 少数股东权益           | 46027         | 49756         | 55026         | 60328         | 净利润              | 5995           | 8037           | 12384          | 13543          |
| 股东权益             | 70462         | 76122         | 86084         | 96726         | 资产减值准备           | 44             | 9              | 12             | 13             |
| <b>负债和股东权益总计</b> | <b>381746</b> | <b>409621</b> | <b>443515</b> | <b>469871</b> | 折旧摊销             | 11844          | 12170          | 13057          | 14071          |
|                  |               |               |               |               | 公允价值变动损失         | 44             | 9              | 12             | 13             |
|                  |               |               |               |               | 财务费用             | 6960           | 7919           | 9285           | 9680           |
|                  |               |               |               |               | 营运资本变动           | (5840)         | (2801)         | (290)          | 2717           |
|                  |               |               |               |               | 其它               | 19040          | 11493          | 14394          | 14814          |
|                  |               |               |               |               | <b>经营活动现金流</b>   | <b>31128</b>   | <b>28917</b>   | <b>39568</b>   | <b>45171</b>   |
|                  |               |               |               |               | 资本开支             | (23933)        | (37272)        | (43017)        | (40934)        |
|                  |               |               |               |               | 其它投资现金流          | 182            | 0              | 0              | 0              |
|                  |               |               |               |               | <b>投资活动现金流</b>   | <b>(27567)</b> | <b>(37737)</b> | <b>(43471)</b> | <b>(41374)</b> |
|                  |               |               |               |               | 权益性融资            | 20033          | 544            | 1804           | 1840           |
|                  |               |               |               |               | 负债净变化            | (5270)         | (1000)         | 1800           | 2000           |
|                  |               |               |               |               | 支付股利、利息          | (2024)         | (2813)         | (4334)         | (4740)         |
|                  |               |               |               |               | 其它融资现金流          | (13046)        | 13313          | 12596          | 4559           |
|                  |               |               |               |               | <b>融资活动现金流</b>   | <b>308</b>     | <b>4571</b>    | <b>5231</b>    | <b>(3266)</b>  |
|                  |               |               |               |               | <b>现金净变动</b>     | <b>4515</b>    | <b>(4249)</b>  | <b>1328</b>    | <b>531</b>     |
|                  |               |               |               |               | 货币资金的期初余额        | 10887          | 15402          | 11153          | 12480          |
|                  |               |               |               |               | 货币资金的期末余额        | 15402          | 11153          | 12480          | 13012          |
|                  |               |               |               |               | 企业自由现金流          | (1039)         | (8178)         | (2778)         | 5010           |
|                  |               |               |               |               | 权益自由现金流          | (19355)        | (3144)         | 3959           | 3517           |

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

## 免责声明

### 分析师声明

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道；分析逻辑基于作者的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求独立、客观、公正，结论不受任何第三方的授意或影响；作者在过去、现在或未来未就其研究报告所提供的具体建议或所表述的意见直接或间接收取任何报酬，特此声明。

### 国信证券投资评级

| 类别         | 级别 | 说明                         |
|------------|----|----------------------------|
| 股票<br>投资评级 | 买入 | 股价表现优于市场指数 20%以上           |
|            | 增持 | 股价表现优于市场指数 10%-20%之间       |
|            | 中性 | 股价表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间   |
|            | 卖出 | 股价表现弱于市场指数 10%以上           |
| 行业<br>投资评级 | 超配 | 行业指数表现优于市场指数 10%以上         |
|            | 中性 | 行业指数表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间 |
|            | 低配 | 行业指数表现弱于市场指数 10%以上         |

### 重要声明

本报告由国信证券股份有限公司（已具备中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）制作；报告版权归国信证券股份有限公司（以下简称“我公司”）所有。本报告仅供我公司客户使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式使用、复制或传播。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司可能随时补充、更新和修订有关信息及资料，投资者应当自行关注相关更新和修订内容。我公司或关联机构可能会持有本报告中所提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中所提及的意见或建议不一致的投资决策。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

### 证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询，是指从事证券投资咨询业务的机构及其投资咨询人员以下列形式为证券投资人或者客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或者间接有偿咨询服务的活动：接受投资人或者客户委托，提供证券投资咨询服务；举办有关证券投资咨询的讲座、报告会、分析会等；在报刊上发表证券投资咨询的文章、评论、报告，以及通过电台、电视台等公众传播媒体提供证券投资咨询服务；通过电话、传真、电脑网络等电信设备系统，提供证券投资咨询服务；中国证监会认定的其他形式。

发布证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。

## 国信证券经济研究所

### 深圳

深圳市福田区福华一路 125 号国信金融大厦 36 层

邮编：518001 总机：0755-82130833

### 上海

上海浦东民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 12 层

邮编：200135

### 北京

北京西城区金融大街兴盛街 6 号国信证券 9 层

邮编：100032