

2024年07月11日

盈利确定性配合产能扩张，政策推进行业估值体系重塑

——电力行业深度报告系列二

投资要点：



相关研究

1. 特斯拉Q2销量表现优越，构网型储能热度提升——电池及储能行业周报（20240701-20240707）
2. 光伏硅片试探性涨价，海风建设稳步推进——新能源电力行业周报（20240701-20240707）
3. 成长性+稳健性兼备，电力改革助推行业优势持续——电力行业深度报告系列一

- 水电：高防御性板块，高温+来水有望提升盈利。**
 - 1.稳定性：**水电盈利模式以固定资产投资为主，单位可变生产成本低。由于主要成本为固定资产折旧，水电整体具有高现金流、高分红比例特点。
 - 2.增长空间：**来水是水电可发电量的重要因素。今夏高温叠加降水，水电需求及来水预计两旺，水电业绩有望提升。
 - 3.核心竞争力：**水电建设规划受地势、地形及水资源的环境制约。从成本角度来看，目前水电总体开发难度及开发成本不断上升。从我国规划形成十三大水电基地项目来看，优质大水电资源基本已完成开发，掌握优质大水电资源的龙头预计长期受益。
 - 4.新增长点：**新能源消纳压力日益加重，抽水蓄能作为成熟储能方式重要性提升。容量电价机制造成抽水蓄能业绩强稳定性，预计随着装机投产高峰来临，规模上升有望驱动业绩增长。
- 核电：全球核电政策转变，估值体系有望持续重构。**
 - 1.政策：**核电稳定性及环保性兼具，清洁基荷能源地位将立。近年众多国家核电政策发生显著扭转，国内核电率先重启，政策推动核准及在建加速。
 - 2.增长空间：**2023年国内核电发电量占总发电量比例为4.60%，低于全球平均水平。假设2030年和2035年的核电发电量应分别占全国发电量的7%和10%，对应的核电装机较目前装机量有2-3倍增长空间。
 - 3.稳定性：**核电和水电类似，需要前期高资本投入，运营过程中固定资产折旧成本较高，同时现金流及分红比例较高。从财务数据来看，中国核电及中国广核历年净利率保持在20%左右波动。
 - 4.优势：**行业具有资本、技术密集特点，行政准入严格，国内技术、成本等优势位于世界前列，龙头协同优势明显。
- 火电：煤价维持低位，容量电价提升盈利稳定性。**
 - 1.盈利修复：**煤价主导盈利性，电价政策及负荷需求也产生作用。煤炭价格下行压力增大，板块盈利预期持续修复。
 - 2.政策：**电压舱石地位重申，灵活改造持续推进。今年容量电价机制落地，充分体现煤电对电力系统的支撑调节价值，固定成本回收有利于提升火电业绩稳定性。其中，用于计算容量电价的煤电机组固定成本实行全国统一标准，为每年每千瓦330元。通过容量电价回收的固定成本比例，2024-2025年多数地方为30%左右。
- 绿电：静待消纳及环保价值兑现带来估值修复。**
 - 1.问题：**类水电属性，但电价政策及消纳带来盈利不确定性。
 - 2.成本侧：**组件及储能成本下降，装机成本减轻。2024年7月3日182mm双面PERC组件价格下降至0.8元/W，储能系统项目中标均价下降至0.55元/Wh。
 - 3.成长性：**新能源消纳问题成为重点，电力改革持续助推有望解决问题。绿证核发交易系统启动有望推进绿证交易，推动清洁能源电力环保价值实现兑换，有望从盈利性角度提升绿电估值。
- 投资建议：**针对当下电力政策及电力供需形势，我们认为电力行业各板块成长性与稳定性突出，估值体系有望持续重塑。建议关注：（1）有望受益于夏季高温且持续高现金流、盈利能力较强的水电龙头：**长江电力、桂冠电力、华能水电**等；（2）有望受益于抽水蓄能政策推动，盈利能力稳定且装机量不断提升的抽水蓄能龙头：**南网储能**等；（3）有望受益于核电地位重塑，装机量提升，同时具有成本、技术等高壁垒优势的核电龙头：**中国核电、中国广核**等；（4）有望受益于煤炭价格下降，以及容量交易稳定盈利的火电龙头：**华电国际、华能国际**等；（5）有望受益于电力改革的绿电龙头：**三峡能源、龙源电力**等。
- 风险提示：**（1）经济增长及夏季气温不及预期；（2）电力审批及建设超预期；（3）电价下降超预期；（4）电力政策实施进展不及预期；（5）夏季降水不及预期。

正文目录

| | |
|---|-----------|
| 1. 水电：高防御性板块，高温+来水有望提升盈利 | 5 |
| 1.1. 盈利性：夏季来水有望提升盈利，资源稀缺龙头持续受益 | 5 |
| 1.1.1. 成本：主要受固定资产折旧影响，单位成本随运营周期下降 | 5 |
| 1.1.2. 收入：高温+降水，预计今夏发电量有望提升 | 6 |
| 1.1.3. 盈利能力本质：环境资源强约束，拥有大水电资源的龙头预计长期受益 .. | 7 |
| 1.1.4. 估值侧：行业稳定高现金流高分红，具有防御性优势 | 9 |
| 1.2. 抽水蓄能：盈利稳定性+扩建投产高峰，有望业绩增长 | 10 |
| 1.2.1. 规模增长：消纳压力提升抽水蓄能地位，有望迎来规模扩张落地 | 10 |
| 1.2.2. 盈利机制：盈利机制强确定性，配合规模扩张有望驱动业绩 | 11 |
| 2. 核电：核准加速，地位重建推进估值持续重构 | 12 |
| 2.1. 核电：全球核电政策转变，估值体系有望持续重构 | 12 |
| 2.1.1. 核电优势显现，清洁基荷能源地位将立 | 12 |
| 2.1.2. 政策端转变，全球核电重启加速 | 13 |
| 2.1.3. 国内复盘：国内核电率先重启，政策支持核准及在建加速 | 15 |
| 2.2. 国内：核电技术、成本等优势领先，发展空间巨大 | 17 |
| 2.2.1. 未来空间：国内核电装机提升空间较大，双碳政策推动未来装机 | 17 |
| 2.2.2. 盈利模式：经营模式类水电中有火电特性，整体偏稳健 | 18 |
| 2.2.3. 竞争格局：行业特殊性形成高壁垒，龙头具备协同产业链 | 19 |
| 2.2.4. 横向比较：国内核电引领全球，技术、成本优势突出 | 20 |
| 3. 火电：煤价维持低位，容量电价提升盈利稳定性 | 21 |
| 3.1. 成本：煤价保持低位，有望盈利持续修复 | 21 |
| 3.1.1. 盈利模式：以消耗燃料方式运行，开关灵活性强 | 21 |
| 3.1.2. 历史复盘：煤价、电价及负荷三重影响 | 22 |
| 3.1.3. 盈利性：长协叠加煤炭价格回落，盈利有望持续修复 | 24 |
| 3.2. 政策：指导火电再定位，容量电价提升盈利稳定性 | 25 |
| 3.2.1. 历史复盘：能源转型及产能过剩，火电地位一度下降 | 25 |
| 3.2.2. 重新定位：压舱石地位重申，容量电价提升盈利稳定性 | 26 |
| 4. 绿电：静待消纳及环保价值兑现带来估值修复 | 26 |
| 4.1. 盈利模式：类水电属性，消纳、电价问题造成盈利不确定 | 26 |
| 4.2. 成本侧：组件及储能降价，电站成本持续下降 | 27 |
| 4.3. 展望：消纳问题解决+环保价值兑现 | 28 |
| 5. 投资建议 | 28 |
| 6. 风险提示 | 29 |

图表目录

| | |
|--|----|
| 图 1 水电盈利影响因素 | 5 |
| 图 2 2023 年主要水电上市公司成本拆解 (%) | 5 |
| 图 3 长江电力固定资产结构 (%) | 5 |
| 图 4 水力发电量公式 | 6 |
| 图 5 三峡 (入库) 流量 (立方米/秒) | 7 |
| 图 6 今年 6 月全国降水距平图 | 7 |
| 图 7 截止 2023 年底全国水电装机分布 | 8 |
| 图 8 历年核准项目平均单位造价 (元/千瓦) | 8 |
| 图 9 2023 年主要 A 股上市水电公司营业收入及净利率 (亿元, %) | 8 |
| 图 10 2023 年经营活动现金流量净额/营业收入 (%) | 9 |
| 图 11 2023 年整体法分红比例 (%) | 9 |
| 图 12 水电板块走势复盘 (%) | 10 |
| 图 13 各长时储能度电成本 (元/千瓦时) | 11 |
| 图 14 抽水蓄能历年发展情况 (亿千瓦) | 11 |
| 图 15 抽水蓄能盈利逻辑 | 12 |
| 图 16 核电发电原理 | 13 |
| 图 17 截止 2022 年中国各电源 LCOE (USD/MWh) | 13 |
| 图 18 截止 2022 年欧盟各电源 LCOE (USD/MWh) | 13 |
| 图 19 截止 2023 年全球核电发展历程 (台) | 14 |
| 图 20 截止 2022 年底全球核电机组数、平均使用年限及在运机组总容量 (台, 年, 万千瓦) .. | 15 |
| 图 21 中国核电发展政策及技术复盘 (台) | 16 |
| 图 22 截止 2023 年底国内核电运行及建设规划 | 17 |
| 图 23 全球核电发电量在总发电量中占比变化 (%) | 18 |
| 图 24 2023 年核电发电量在总发电量中占比 (%) | 18 |
| 图 25 核电盈利模式 | 18 |
| 图 26 中国广核 2023 年售电成本结构 (%) | 19 |
| 图 27 主要 A 股上市核电公司净利率 (%) | 19 |
| 图 28 中国广核及中国核电装机情况 (万千瓦) | 20 |
| 图 29 中核集团上市公司布局 | 20 |
| 图 30 历年国产核电主设备交付数及 2022 年明细 (台) | 21 |
| 图 31 火电盈利影响因素 | 22 |
| 图 32 中国发电单位煤耗 (克/千瓦时) | 22 |
| 图 33 大唐发电 2023 年报电力成本构成 (%) | 22 |
| 图 34 火电年度 ROE 及动力煤价格关系 (% , 元/吨) | 23 |
| 图 35 SW 火力发电及沪深 300 指数变化 | 23 |
| 图 36 中国动力煤供需情况 (万吨) | 24 |
| 图 37 2023 年 CCTD 主流港口煤炭库存合计 (万吨) | 24 |
| 图 38 中国动力煤月度进口量 (万吨) | 25 |
| 图 39 中长期电力直接交易量 (亿千瓦时) | 25 |
| 图 40 火电及其他电源新增装机量 (GW, %) | 25 |
| 图 41 绿电盈利影响因素 | 27 |
| 图 42 近期光伏集中式 EPC 招标价格 (元/W) | 27 |
| 图 43 组件价格变化 (元/W) | 27 |
| 图 44 储能 EPC 项目中标均价 (元/Wh) | 28 |
| 图 45 储能系统项目中标均价 (元/Wh) | 28 |
| 表 1 水电运营周期业绩变化 | 6 |

| | |
|--|----|
| 表 2 我国十三大水电基地截止 2022 年装机规模及经营权情况（兆瓦） | 9 |
| 表 3 各调峰电源能力比较 | 10 |
| 表 4 近年抽水蓄能价格机制文件 | 11 |
| 表 5 各国核电政策调整 | 15 |
| 表 6 我国主要核电相关政策 | 16 |

1.水电：高防御性板块，高温+来水有望提升盈利

1.1.盈利性：夏季来水有望提升盈利，资源稀缺龙头持续受益

1.1.1.成本：主要受固定资产折旧影响，单位成本随运营周期下降

盈利模式：固定资产投入为主，单位可变生产成本低。不同于火电通过燃煤、燃气驱使发电机发电，水力发电利用大坝集中天然水流，经水轮机与发电机的联合运转，将集中的水能（动能和势能）转换为电能。因此水电生产盈利模式主要通过大量初始固定资产投资形成大坝、发电机等水力发电装备体系。以长江电力为例，截止 2023 年底，固定资产达到 4448.81 亿元，占总资产 77.78%。在固定资产结构中，挡水建筑物达到 2881.11 亿元，占比 64.76%，房屋及建筑物、机器设备及其他占比 15.44%、19.26%、0.54%。

单位可变成本主要为水费，实际生产过程中占比较低。根据华能水电招股说明书，水费包含库区维护基金和水资源费两项费用，公司两项费用缴纳标准均为 0.008 元/千瓦时，较火电单位可变成本有明显差距。

图1 水电盈利影响因素

水电利润=营业收入-营业成本

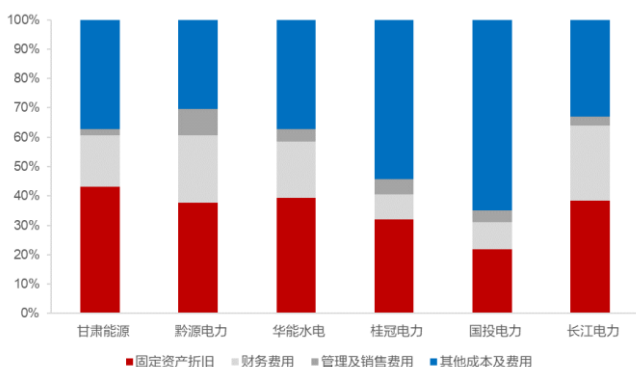
$$= (\text{上网电价} - \text{单位可变成本}) * \text{上网电量} - \text{固定成本} - \text{三费}$$

$$= (\text{上网电价} - \text{水费等}) * \text{利用小时数} * \text{装机容量} - \text{折旧费用} - \text{三费}$$


f (来水、电力需求) f (初始投资、年限)

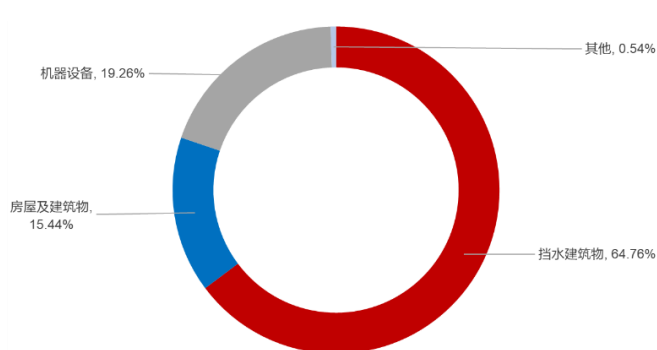
资料：根据各公司公告整理，东海证券研究所

图2 2023 年主要水电上市公司成本拆解 (%)



资料：ifind，东海证券研究所

图3 长江电力固定资产结构 (%)



资料：长江电力投资手册，东海证券研究所

水电成本主要为固定资产投资带来的折旧及财务费用。不同于火电单位发电量成本受煤价及单位煤耗影响，水电由于前期投资较大，主要成本为固定资产折旧，以及前期融资产生的财务费用。选取 A 股主要水电上市公司，以固定资产折旧为营业成本折旧口径来看，除国投电力由于火电装机比例较高造成燃料成本占比较高外，其他公司折旧和财务费用占据比例

高。主要 A 股水电上市公司固定资产折旧成本在总成本占比在 30%-40%左右，财务费用在总成本中占比在 10%-30%左右。

表1 水电运营周期业绩变化

| | 建设期 | 运营前期 | 运营中期 | 运营后期 |
|--------|------|------|-----------------------------------|-------------------------|
| 现金流 | 大量流出 | 逐步上升 | 随借款偿还完后，现金流出下降。较为稳定，受公司投资计划、分红等影响 | 受公司投资计划、分红等影响 |
| 折旧费用 | 无 | 稳定折旧 | 逐步到期 | 折旧到期 |
| 本息偿还余额 | 逐渐上升 | 逐步下降 | 建设期借款偿还完毕，受公司投资计划、分红等影响 | 建设期借款偿还完毕，受公司投资计划、分红等影响 |
| 盈利 | 无 | 逐步上升 | 逐步上升 | 随折旧到期显著上升，随后稳定 |

资料：长江电力投资手册，东海证券研究所

运营周期较长的水电龙头有望业绩持续凸显。水电主要固定资产挡水建筑物折旧年限为 40 至 60 年，房屋建筑物折旧年限为 8 至 50 年，但实际使用年限远高于折旧年限。同时结合前期融资贷款本息偿还结束，盈利及现金流预计随运营周期转变上升。

1.1.2.收入：高温+降水，预计今夏发电量有望提升

来水是水电可发电量的重要因素。水电收入由电价及发电量决定。在电机组本身功率上限内，发电量主要由流量及水位决定。水电通过大坝将水资源产生的能量集中发电，能量分为水流动产生的动能及水位落差产生的势能，即流量和水位。从公式可知，水轮机出力主要受水位及流量影响，流经水轮机的流量越大、大坝上下游的水位差越大、发电时间越长，则发电量越多。流量主要受上游流入水流影响，而水位从高度上影响势能。而除蓄水政策调节改变外，流量及水位主要受水电来水的影响。由于人工调水需要成本，因此自然降水带来的来水量成为影响水电收入及盈利的重要因素。

图4 水力发电量公式

水力发电量=发电时间*水轮发电机效率*水轮机平均出力

=发电时间*水轮发电机效率

*9.81*发电的效率*通过水轮机的流量*水库上下游水位差

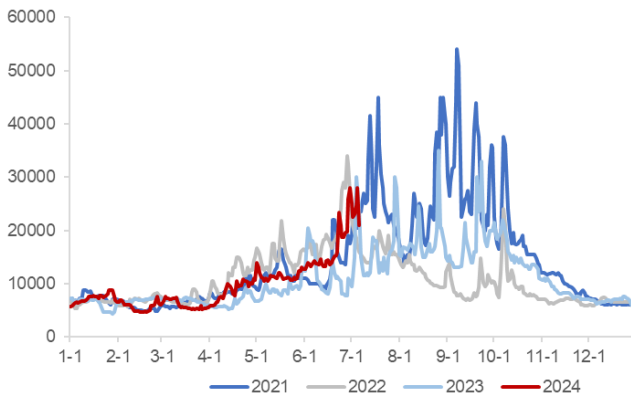
资料：长江电力投资手册，东海证券研究所

今夏高温叠加降水，水电需求及来水预计两旺。今夏高温天气已经显现，6 月上中旬，北方出现大范围极端高温天气，河北、河南、山东等地高温持续时间长、日最高气温具有极端性。同时降水也相应较多，6 月 17 日至 30 日，长江中下游地区出现持续强降雨天气。根据三峡（入库）流量监测显示，当前流量较 2023 年明显回升，预计今年来水受降雨影响有望明显改善。

根据中央气象局预测，预计未来 15-30 天（2024 年 7 月 15-30 日），东北南部、华北、华东中部和北部、华中北部、华南南部、西南地区东部和西南部、内蒙古中部的南部、新疆中西部、西藏东南部等地降水较常年同期偏多，其中北京、天津、河北大部、山西东部、辽宁大部、山东、江苏大部、安徽大部、河南大部、湖北大部、新疆中西部偏多 2-5 成，山东大部偏多 5-8 成。预计未来 15-30 天，全国大部地区气温接近常年同期到偏高。其中，包括用电高负荷地区的上海、江苏南部、浙江、安徽中部和南部等地在内的多个地区，气温偏高

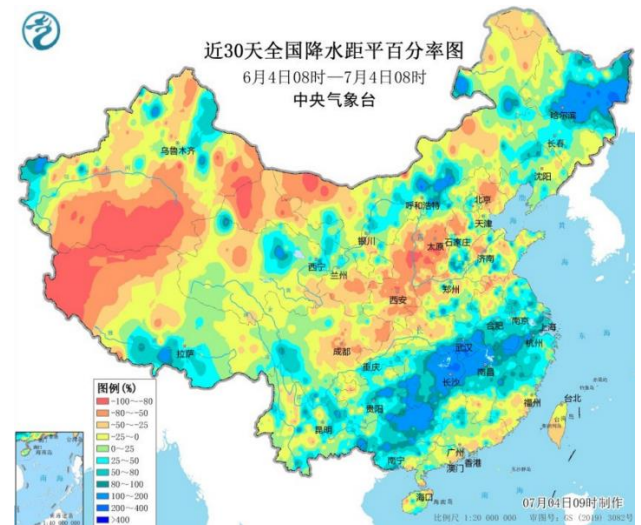
1-2 摄氏度。高温预计将大幅提升用电负荷，对于水电需求预计提振。同时降水预计将提振相应地区及中下游水电来水，为用电高峰水电发电量提升打下基础。

图5 三峡（入库）流量（立方米/秒）



资料：三峡集团，Wind，东海证券研究所

图6 今年6月全国降水距平图



资料：国家气候中心，东海证券研究所

极端气候下大水电调节能力凸显。由于今年强降水预期较大，如发生暴雨或洪涝灾害，大水电统一调度优势有望凸显。由于水轮发电机功率存在上限，大水电在洪涝情况下通过流域内统一优化调度、逐级拦蓄洪水，减少流域电站弃水，从而提升梯级电站利用小时数和发电量，提高水能利用率。例如，长江电力形成金沙江下游-三峡梯级六库联合调度格局，以及二滩、锦屏、两河口三大调节水库，平衡天然水资源时空分布不均问题，防洪同时提升水能利用效率。

1.1.3. 盈利能力本质：环境资源强约束，拥有大水电资源的龙头预计长期受益

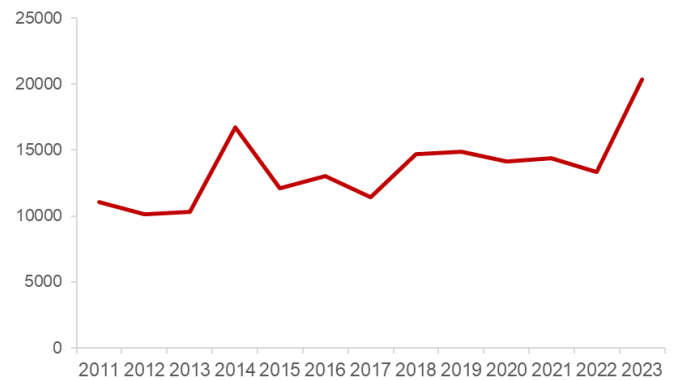
水电装机受环境制约较大，装机空间逐步受限。在各类能源中，水电由于依靠地表水力发电，受地势、地形及水资源的环境制约很大。地势上，水电广泛分布于地势阶梯交界处，方便产生上下游水位差从而带来势能。另外，部分水坝对地形有要求，水坝主要分为重力坝及拱坝。拱坝坝体的稳定不依靠本身的重量而依靠两侧山体的岩石的支撑力；从流量来看，水资源密布地区及降水量较大地区流量较大。因此，我国水电装机分布主要呈现沿各水路及地势阶梯分布的特点，西南方向地势落差大及水资源丰富的云南、四川是水电装机最密集区域，截止 2022 年两省水电装机共计 1.79 亿千瓦，占全国水电比重 42.62%。

图7 截止 2023 年底全国水电装机分布



资料：三峡集团，Wind，东海证券研究所

图8 历年核准项目平均单位造价（元/千瓦）

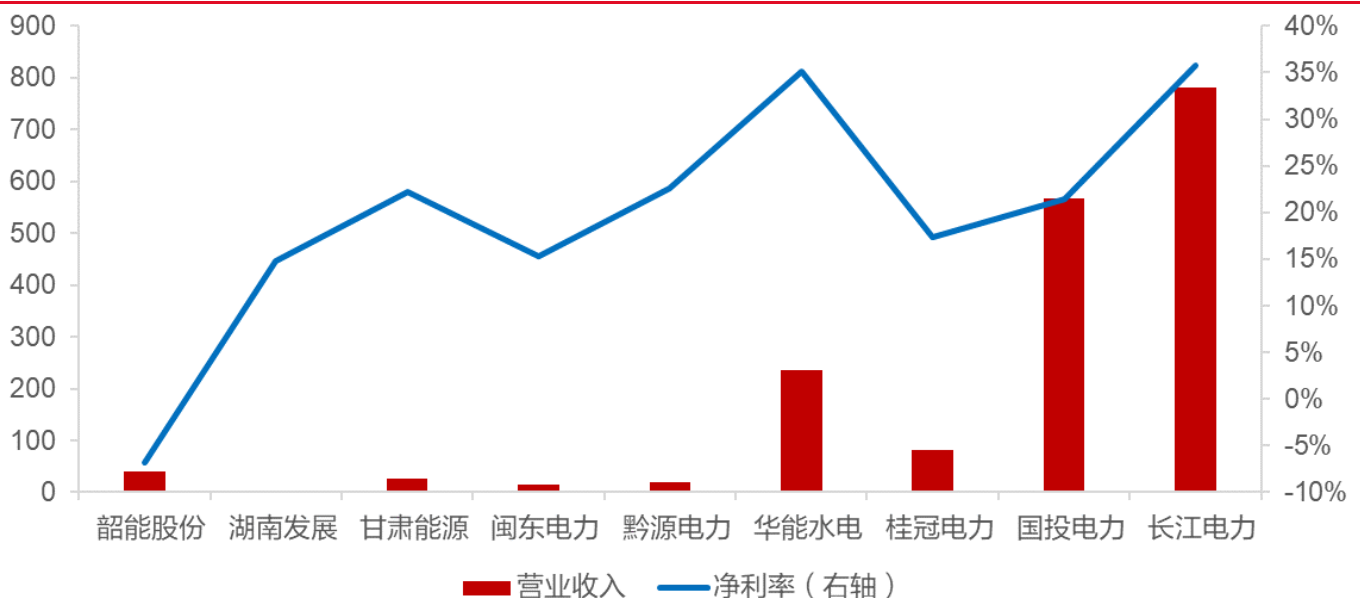


资料：水规总院，东海证券研究所

从成本角度来看，随着资源空间缩减，新增水电成本上升。根据水利水电规划设计总院数据显示，我国水电资源技术可开发量 6.87 亿千瓦，待开发资源量 2.86 亿千瓦。虽然资源较为充裕，但是由于水电建设逐步向流域上游高海拔地区推进，由大型向中小型发展，工程建设条件愈趋复杂，社会、环境和流域安全要求逐步提高。

目前水电总体开发难度及开发成本不断上升。其中地质地形等建设条件对工程投资影响较大，土建工程占静态投资比例达 46.5%-56.9%。前期投资成本上升将对运营期水电折旧及财务费用造成较大影响，从而导致新增水电项目运营期成本较高。根据水规总院数据显示，历年核准项目单位造价总体呈波动上涨趋势，2023 年核准常规水电项目平均单位千瓦总投资为 20344 元/kW, 较 2022 年同比+52.74%, 主要由于其中包含 1 个河段控制性工程项目，库容及枢纽建筑物规模较大，且位于流域上游高海拔地区，总体开发建设难度较大。

图9 2023 年主要 A 股市水电公司营业收入及净利率（亿元，%）



资料：ifind，东海证券研究所

掌握优质大水电资源的龙头预计长期受益。从我国规划形成十三大水电基地项目来看，除怒江由于生态环境保护等问题多项目长期搁置外，优质大水电资源基本已完成开发。从资源分布看，水电资源经营权分配具有流域性及集团性分配，五大六小集团及下属公司掌握大

部分水资源。特别是部分公司采取流域开发的模式，如金沙江流域、雅砻江流域及乌江流域等形成多电站协同规划，梯级联调等模式提升水资源利用率，增强水电站盈利能力。从 2023 年财务数据来看，各水电上市公司营业收入规模差距较大，净利率和营业收入及优质水电资产存在相关性，其中长江电力营业收入及净利率均最高，分别为 781.12 亿元、35.79%。

表2 我国十三大水电基地截止 2022 年装机规模及经营权情况（兆瓦）

| 流域片区 | 水电基地 | 装机规模 | 代表性水电站 | 上市或非上市公司 |
|-------|---------|-------|-------------------|-----------------|
| 长江流域 | 金沙江 | 58580 | 乌东德、白鹤滩、溪洛渡、向家坝 | 长江电力 |
| | 雅砻江 | 25310 | 两河口、锦屏、二滩 | 国投电力、川投能源 |
| | 大渡河 | 24596 | 瀑布沟、深溪沟 | 国电电力 |
| | 长江上游 | 33197 | 三峡、葛洲坝、水布垭 | 长江电力、湖北能源 |
| | 乌江 | 10795 | 构皮滩 | 华电乌江水电开发公司、黔源电力 |
| | 湘西 | 5902 | 五强溪、托口 | 国电投等多公司、韶能股份 |
| 黄河流域 | 黄河上游 | 20032 | 拉西瓦、大峡、小峡、乌金 | 国电投黄河公司、国投电力 |
| | 黄河中游 | 6408 | 小浪底、万家寨 | 水利部 |
| 珠江流域片 | 南盘江、红水河 | 14313 | 龙滩、岩滩 | 桂冠电力 |
| 松辽河流域 | 东北 | 18690 | 白山、丰满、水丰 | 国网新源等多电力公司及集团 |
| 西南诸河 | 澜沧江干流 | 25605 | 小湾、糯扎渡 | 华能水电 |
| | 怒江 | 21420 | 水电资源丰富，受环保等问题开发迟缓 | 华电怒江水电开发公司 |
| 东南诸河 | 闽、浙、赣 | 10925 | 水口、新安江、峡江 | 多电力公司及集团、闽东电力 |

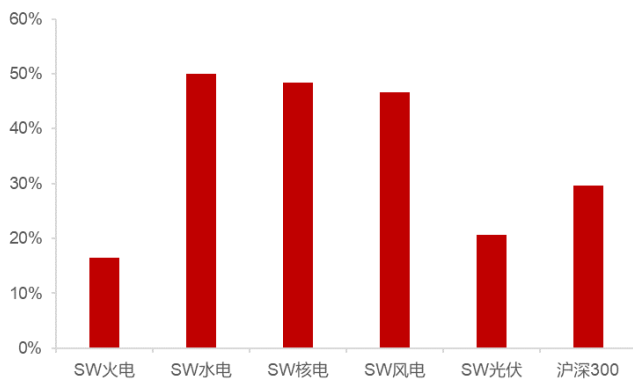
资料来源：各公司年报及官网，福建省电机工程学会，中电协，长江电力投资手册，东海证券研究所

1.1.4. 估值侧：行业稳定高现金流高分红，具有防御性优势

水电盈利模式带来高现金流特点。由于水电主要成本为固定资产折旧，实际现金流出较少，同时经营性现金流流入稳定，整体具有高现金流特点。从整体法经营活动产生的现金流量净额/营业收入的比率来看，2023 年电力板块比率为 24.55%，沪深 300 比率为 29.65%，而水电板块为 49.98%，获取现金流能力处于各板块前列。

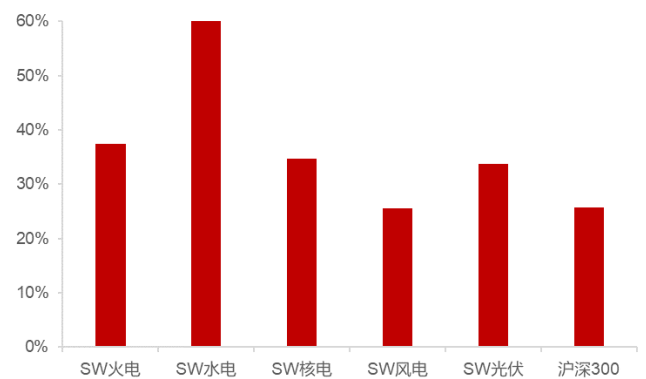
高分红的稳健经营带来高分红特点。水电本身业绩稳定，同时具备高现金流优势，分红比率较高。从横向来看，2023 年电力板块整体法的分红比例为 43.57%，水电板块比例为 61.62%，在板块中排名第一，明显高于沪深 300 比例。

图10 2023 年经营活动现金流量净额/营业收入（%）



资料来源：ifind，东海证券研究所

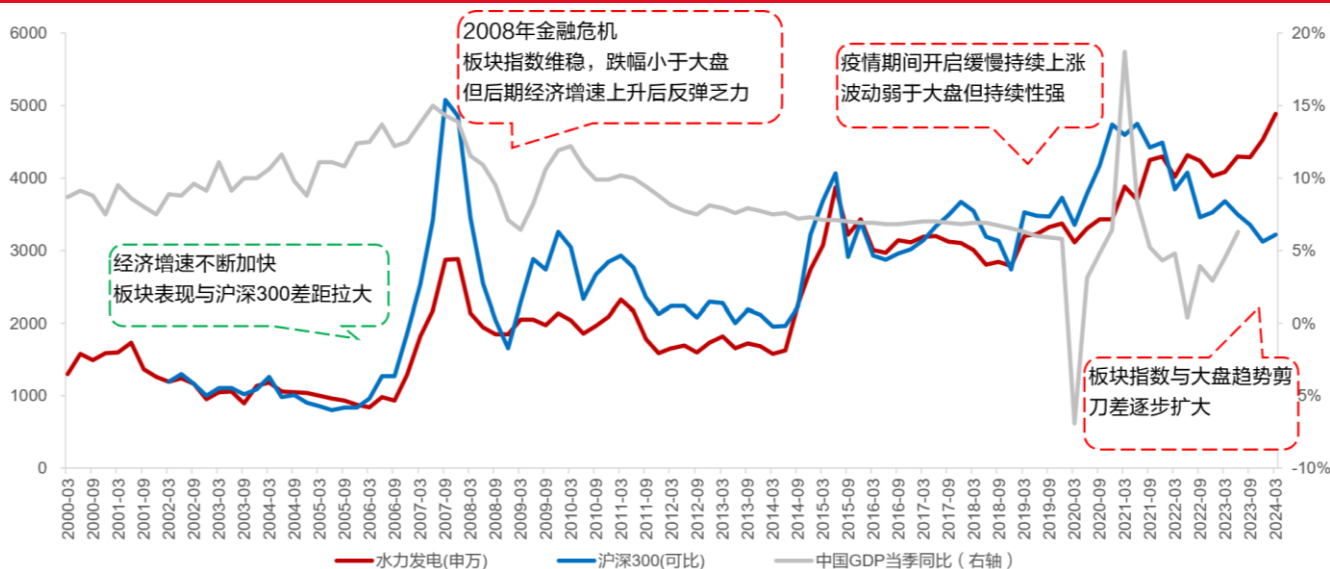
图11 2023 年整体法分红比例（%）



资料来源：ifind，东海证券研究所

板块高防御性，在不确定性下避险属性凸显。受益于板块稳定高现金流、高分红的特点，水电板块类债券的属性具有高防御性。复盘水电板块走势，在外部环节不确定性下，板块避险属性备受青睐，涨跌幅表现强于大盘。当前全球外部环境不确定性增强，全球经济增长放缓，水电板块走势与沪深 300 剪刀差不断拉大，水电板块作为避险资产有望未来继续优势凸显。

图12 水电板块走势复盘 (%)



资料 : ifind, 东海证券研究所

1.2.抽水蓄能: 盈利稳定性+扩建投产高峰, 有望业绩增长

1.2.1.规模增长: 消纳压力提升抽水蓄能地位, 有望迎来规模扩张落地

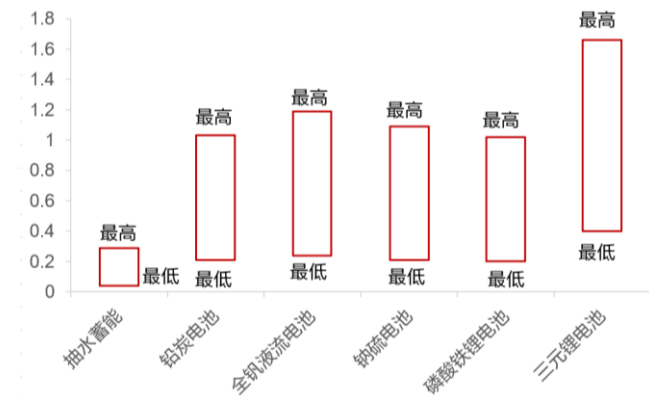
新能源消纳压力日益加重, 抽水蓄能是最为成熟储能方式。风光出力不稳定对电网端造成压力, 特别是光伏发电时间与负荷端需求时间错配严重。随着风光装机飞速增长, 电源侧消纳调峰压力日趋严重。从调峰能力上, 水电调峰时效性、调整幅度、爬坡速度均优于煤电、气电。从成本角度, 抽水蓄能仍是最为成熟及低成本的储能方式, 度电成本仅为 0.21-0.25 元/千瓦时。

表3 各调峰电源能力比较

| 电源类型 | 调峰时效性 | 功率调整幅度 | 机组爬坡速率 | 特点 |
|------|-------|---------------|----------------|-----------------------------|
| 煤电 | 一般 | 装机容量 30%-100% | 常规 1-2%/min | 未经灵活性改造最小功率为 70%, 改造后可达 30% |
| 气电 | 较好 | 装机容量 0%-100% | 常规 20%/min | 高温气体直接驱动气轮机做功, 灵活性高于蒸汽轮机 |
| 水电 | 最好 | 装机容量 0%-100% | 常规 50-100%/min | 调峰能力受库容影响 |

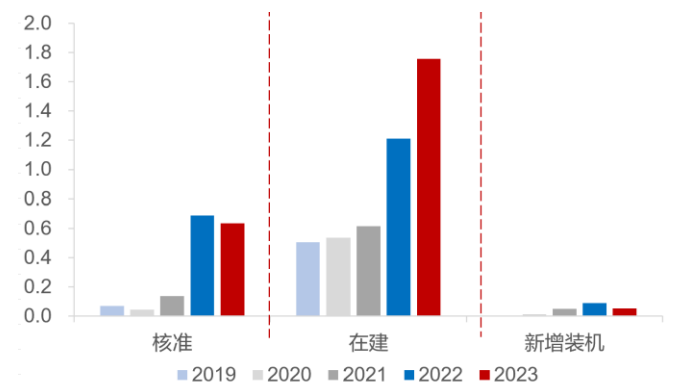
资料 : 长江电力投资手册, 东海证券研究所

图13 各长时储能度电成本（元/千瓦时）



资料：《储能的度电成本和里程成本分析》（何颖源等），东海证券研究所

图14 抽水蓄能历年发展情况（亿千瓦）



资料：水电水利规划设计总院，东海证券研究所

政策端支持，抽水蓄能发展加速推进。2021年9月，国家能源局发布的《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035年）》明确，到2025年，抽水蓄能投产总规模将达到6200万千瓦以上；到2030年，投产总规模达到1.2亿千瓦左右。受政策支持，近年抽水蓄能进入核准及建设高峰，2022-2023年核准数量较前期明显增长，2023年核准抽水蓄能电站49座，总容量6343万千瓦。2023年我国新增投产抽水蓄能515万千瓦，累计投产规模突破5000万千瓦。

从新增投产及在建节奏来看，预计未来几年抽水蓄能有望迎来投产高峰。根据国内抽水蓄能龙头上市公司南网储能公告显示，公司目前核准在建抽蓄项目有9个，2个项目于2025年投产，另外7个项目将在“十五五”期间建成投产。按照抽蓄每千瓦造价5500元计算，公司今明两年，及“十五五”期间抽蓄合计需要投资约1000亿元。

1.2.2.盈利机制：盈利机制强确定性，配合规模扩张有望驱动业绩

政策发力，两部制确立完善。经过长期改革，于2021年《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》确立抽水蓄能价格机制为两部制，要求以竞争性方式形成电量电价，对标行业先进水平合理核定容量电价。经过2022年对全国31家在运抽水蓄能电站开展定价成本监审，确定容量电价范围。2023年，国家发布《关于抽水蓄能电站容量电价及有关事项的通知》，公布在运及2025年底前拟投运的48座抽水蓄能电站的核定容量电价，自2023年6月1日起执行。这是自国家确认新的抽水蓄能价格机制后，首次公布核定的抽水蓄能电站容量电价。

表4 近年抽水蓄能价格机制文件

| 时间 | 文件 | 主要内容 |
|--------|------------------------|--|
| 2021.4 | 《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》 | 1.坚持并优化抽水蓄能两部制电价政策：以竞争性方式形成电量电价；完善容量电价核定机制 2.健全抽水蓄能电站费用分摊疏导方式 |
| 2022.2 | 《关于开展抽水蓄能定价成本监审工作的通知》 | 为科学核定容量电价，促进抽水蓄能电站加快发展，对全国31家在运抽水蓄能电站开展定价成本监审。 |
| 2023.5 | 《抽水蓄能定价成本监审工作的通知》 | 核定在运及2025年底前拟投运的48座抽水蓄能电站容量电价 |

资料：官网，国家能源局官网，东海证券研究所

价格机制托底，抽水蓄能盈利强稳定性。根据两部制电价政策，抽水蓄能电价分为容量电价及电量电价两部分。1) 电量电价：体现抽水蓄能电站提供调峰服务的价值，抽水蓄能电站通过电量电价回收抽水、发电的运行成本。抽水蓄能电站抽水电价、上网电价按现货市场价格及规则结算。在电力现货市场尚未运行情况下，抽水蓄能电站上网电价按燃煤发电基准价执行，抽水电价按燃煤发电基准价的 75% 执行。

2) 容量电价：体现抽水蓄能电站提供调频、调压、系统备用和黑启动等辅助服务的价值，抽水蓄能电站通过容量电价回收抽发运行成本外的其他成本并获得合理收益。根据《抽水蓄能容量电价核定办法》，容量电价对标行业先进水平确定核价参数标准，电站经营期按 40 年核定，经营期内资本金内部收益率按 6.5% 核定。

根据南网储能公告，在实际运行中在公司抽水蓄能业务收入中，容量电价是主要的，占电站收入 95% 以上，电量电价收入约 3%-5%，即抽水蓄能绝大部分收入由政策按照经营期内资本金内部收益率按 6.5% 核定。而电量电价由于参与现货交易仍待时日，上网电价及抽水电价已确定，抽水发电转换效率及抽水量对实际业绩产生细微影响。因此抽水蓄能实际上业绩具有强稳定性，业绩后续驱动主要依靠规模上升，预计随着装机投产高峰来临，有望打开增长通道。

图15 抽水蓄能盈利逻辑

抽水蓄能利润=电量电费盈利+容量电费收入

=上网电量*上网电价-抽水电量*抽水电价+容量电费*机组的实际可用容量

=抽水电量*(转换效率*上网电价-抽水电价)+容量电费*机组的实际可用容量

资料：国家能源局，南网储能公告，东海证券研究所

2.核电：核准加速，地位重建推进估值持续重构

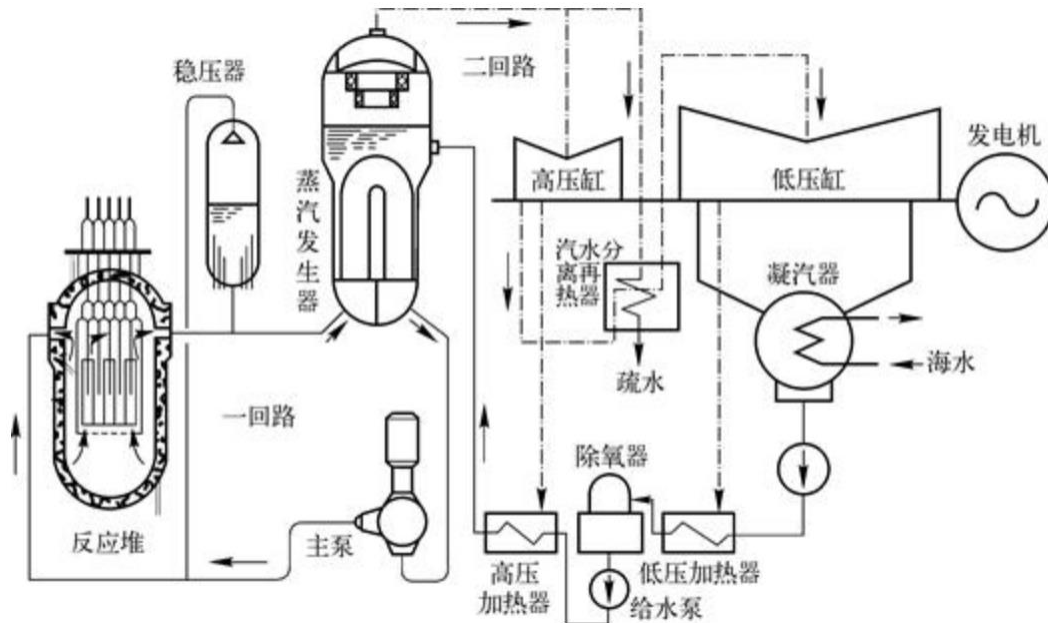
2.1.核电：全球核电政策转变，估值体系有望持续重构

2.1.1.核电优势显现，清洁基荷能源地位将立

核电发电机制类火电，稳定性突出同时具有环保性，未来有望成为清洁基荷能源。1) **稳定性：**清洁能源中风光发电具有间歇性，随着发电量占比提升对电网稳定性考验不断上升，难以成为发电侧主导能源，火电压舱石地位中短期无法替代。核电发电原理与火电类似，强稳定性推动长期地位逐步提升。核电通过反应堆释放原子核结构变化的裂变能，一路高压水将裂变产生的热能传输至二路形成水蒸气，蒸汽机将热能转化为机械能，最终转为电能。核电发电机制整体与火电一致，除存在停堆换料期外，稳定性上对火电有强替代性。

2) **清洁性：**核电是对环境影响小，核电机组正常运行期间不排放煤电产生的众多大气污染物，流出物中的放射性物质对周围居民的辐射照射一般都远低于当地的自然本底水平。一座百万千瓦电功率的核电厂和燃煤电厂相比，每年可以减少二氧化碳排放 600 多万吨，是减排效应最大的能源之一。

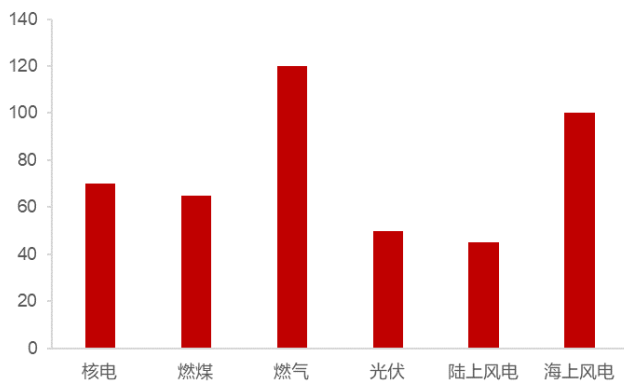
图16 核电发电原理



资料：中国广核招股说明书，东海证券研究所

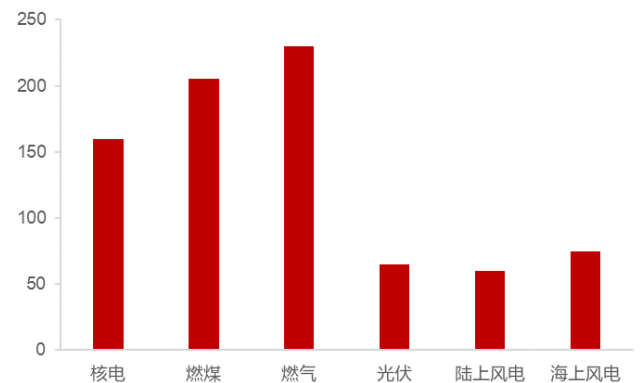
核电长期应用成熟，经济性逐步显现。核电技术广泛应用成熟，应用从 20 世纪 50 年代中期开始，90 年代后期发电量一度占据全球发电量 17% 以上。以 LCOE 来具体看经济性，根据 IEA 测算，2022 年中国核电 LCOE 为 70USD/MWh，远低于燃气及陆上风电成本。如果在稳定性基础上增加消纳成本，与光伏及陆上风电成本差距也较小。另外，从国外比较来看，以欧洲为例，核电较燃煤、燃气成本有较大优势。

图17 截止 2022 年中国各电源 LCOE (USD/MWh)



资料：IEA，东海证券研究所

图18 截止 2022 年欧盟各电源 LCOE (USD/MWh)



资料：IEA，东海证券研究所

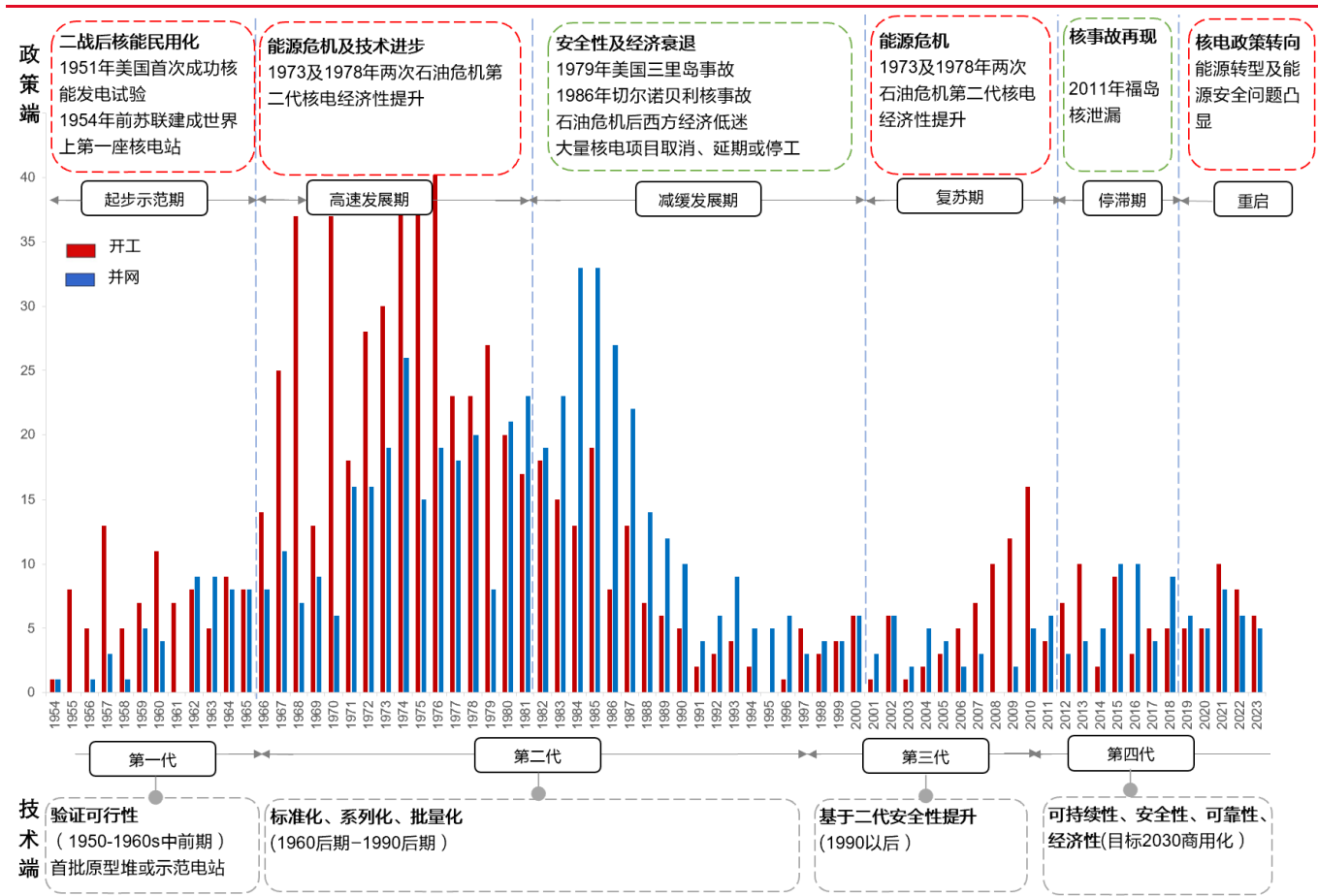
2.1.2.政策端转变，全球核电重启加速

历史上，全球核电发展围绕能源及安全两个问题纠结前进。最初核电发展于二战后核能技术转民用，二十世纪六十年代中后期随着技术改良及标准化，叠加两次石油危机带来能源短缺，核电大幅发展，目前大部分现役发达国家核电站都是当时核准建造；

1980 年左右，由于美国三里岛事故及切尔诺贝利事故陆续发生，核电安全性遭到质疑，同时西方导致能源需求下滑。另外，核电工期延长，投资回报周期长，相较其他能源经济性较差。核电发展逐步放缓，很多之前规划核电项目延期或取消；

21 世纪初，随着全球经济上升，能源供给及环境问题凸显，同时技术进步推进核能安全性、经济性逐步提高，核电低位缓慢复苏。但是 2011 年福岛核泄漏事故发生，之后十年间全球核电发展再次停滞。

图19 截止 2023 年全球核电发展历程（台）



资料：中国核能协会，CNEA，IAEA PRIS，东海证券研究所

技术上，核电经济性、安全性不断提升。核电由最初军用核能改进的第一代核电站，转至目前第三代核电技术为主要的时代。第三代核电通过吸收几十年运行经验，重在增加事故预防和缓解措施，降低事故概率并提高安全标准，而反应堆设计原理相同。第四代核电作为未来新一代先进核能系统，无论是在反应堆还是在燃料循环方面都有重大的革新和发展。第四代核能系统的发展目标是增强能源的可持续性，核电厂的经济竞争性、安全和可靠性，以及防扩散和外部侵犯能力。第四代核能系统国际论坛（GIF）推荐的 6 种典型四代堆型分别为气冷快堆（GFR）、铅冷快堆（LFR）、钠冷快堆（SFR）、熔盐堆（MSR）、超临界水冷堆（SCWR）和超高温气冷堆（VHTR）。

核电整体格局呈现时间及体量分化。从图 20 可见，X 轴代表机组数，Y 轴代表单一国家所有核电机组平均使用年限，气泡大小代表在运机组总容量。截止 2022 年底大部分国家核电机组平均使用年限集中在 35-40 年之间，其中北欧、西欧及东欧部分国家使用年限及容量较为接近，美国及法国在机组数及容量上位居全球第一、第二位。伊朗、巴基斯坦、阿联酋及中国机组平均使用年限低，显示核电机组建设时间较晚。其中，中国平均机组使用年限 9.50 年，装机容量全球第三。

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/196212024010010201>