

2024年07月11日

标配

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

证券分析师

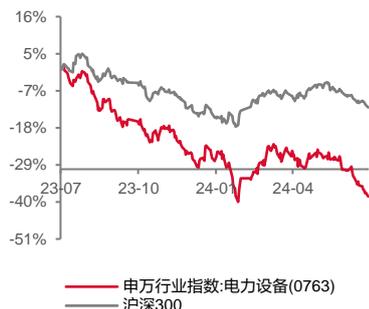
周啸宇 S0630519030001

zhouxiaoy@longone.com.cn

证券分析师

王珏人 S0630523100001

wjr@longone.com.cn



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

投资要点:

- **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 股市场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

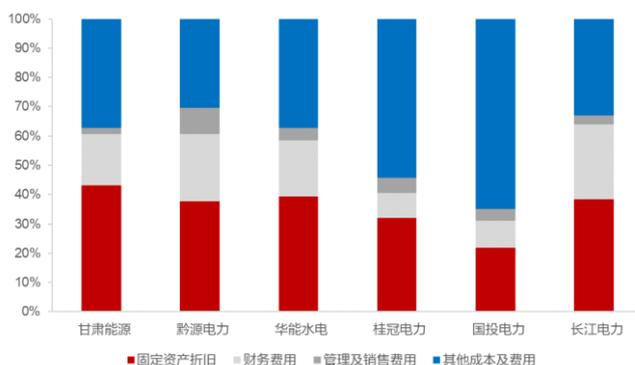
$$= (\text{上网电价} - \text{单位可变成本}) * \text{上网电量} - \text{固定成本} - \text{三费}$$

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


f (来水、电力需求) f (初始投资、年限)

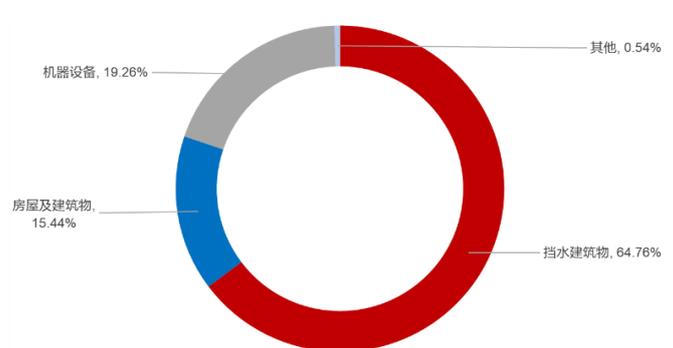
资料来源：根据各公司公告整理，东海证券研究所

图2 2023 年主要水电上市公司成本拆解 (%)



资料来源：ifind，东海证券研究所

图3 长江电力固定资产结构 (%)



资料来源：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

资料来源：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

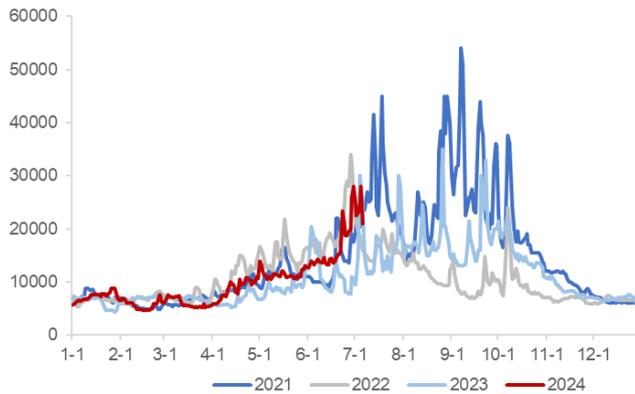
资料来源：长江电力投资手册，东海证券研究所

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

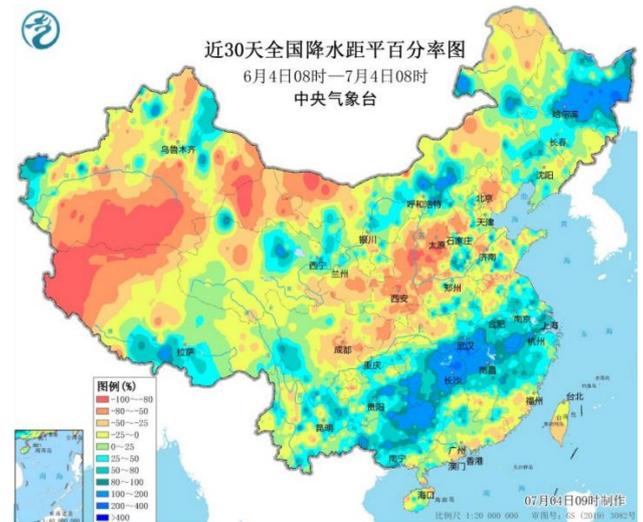
1-2 摄氏度。高温预计将大幅提升用电负荷，对于水电需求预计提振。同时降水预计将提振相应地区及中下游水电来水，为用电高峰水电发电量提升打下基础。

图5 三峡（入库）流量（立方米/秒）



资料来源：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



资料来源：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

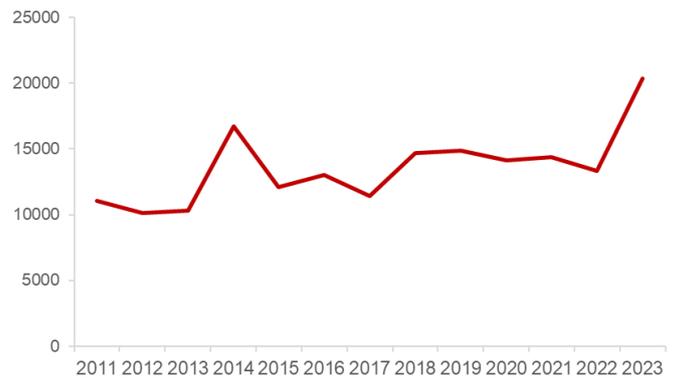
水电装机受环境制约较大，装机空间逐步受限。在各类能源中，水电由于依靠地表水力发电，受地势、地形及水资源的环境制约很大。地势上，水电广泛分布于地势阶梯交界处，方便产生上下游水位差从而带来势能。另外，部分水坝对地形有要求，水坝主要分为重力坝及拱坝。拱坝坝体的稳定不依靠本身的重量而依靠两侧山体的岩石的支撑力；从流量来看，水资源密布地区及降水量较大地区流量较大。因此，我国水电装机分布主要呈现沿各水路及地势阶梯分布的特点，西南方向地势落差大及水资源丰富的云南、四川是水电装机最密集区域，截止 2022 年两省水电装机共计 1.79 亿千瓦，占全国水电比重 42.62%。

图7 截止 2023 年底全国水电装机分布



资料来源：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)

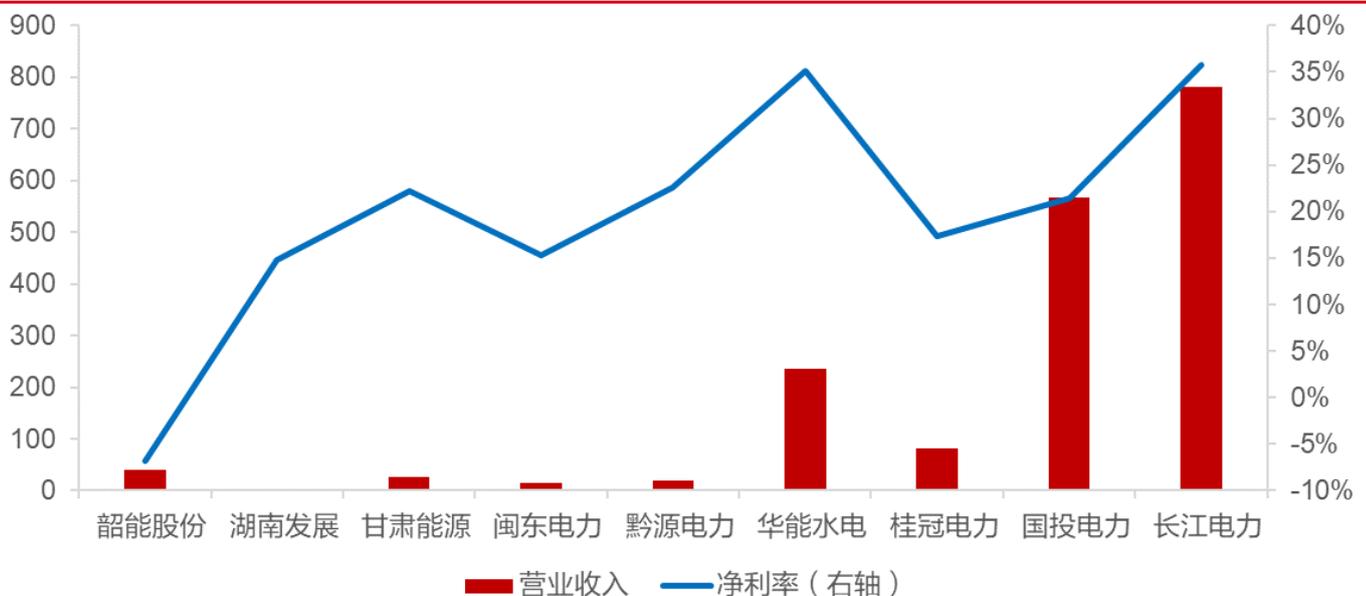


资料来源：水规总院，东海证券研究所

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, %)



资料来源：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

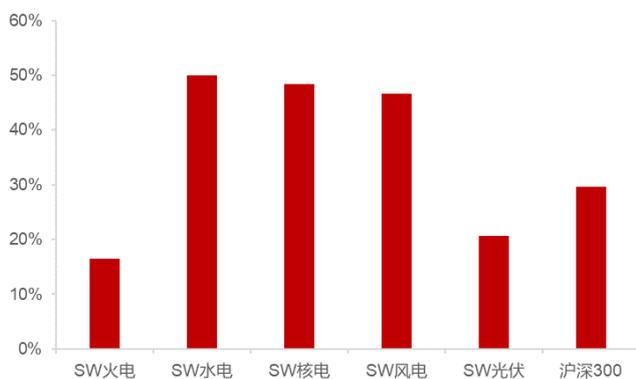
资料来源：各公司年报及官网，福建省电机工程学会，中电协，长江电力投资手册，东海证券研究所

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。

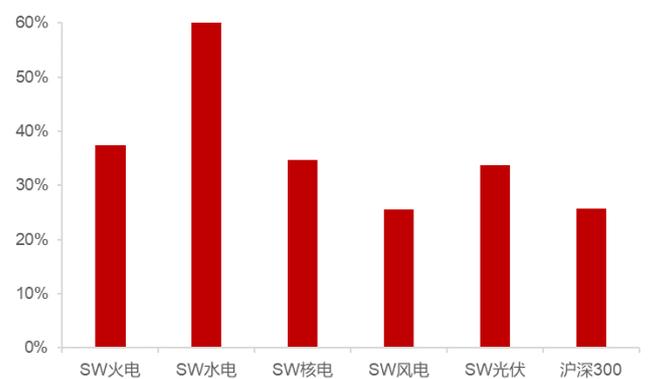
高分红的稳健经营带来高分红特点。水电本身业绩稳定，同时具备高现金流优势，分红比率较高。从横向来看，2023 年电力板块整体法的分红比例为 43.57%，水电板块比例为 61.62%，在板块中排名第一，明显高于沪深 300 比例。

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

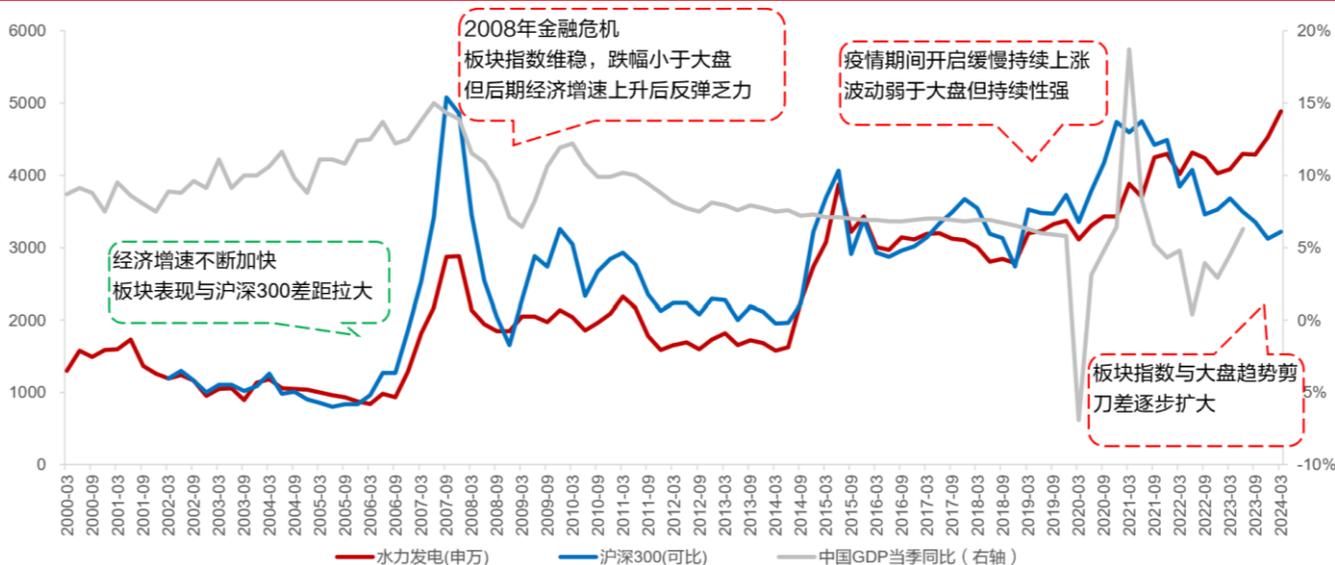
图11 2023 年整体法分红比例（%）



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 (%)



资料来源: 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

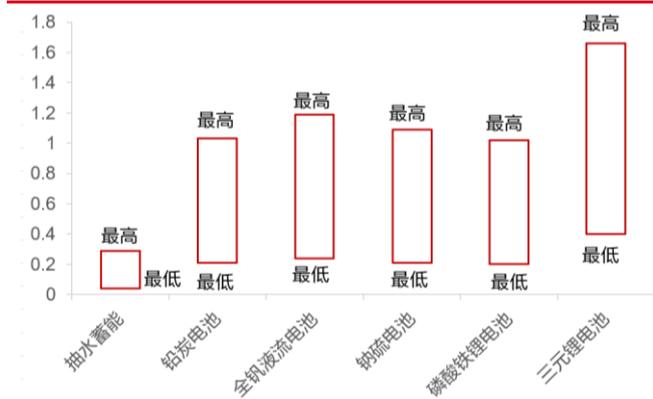
新能源消纳压力日益加重, 抽水蓄能是最为成熟储能方式。风光出力不稳定对电网端造成压力, 特别是光伏发电时间与负荷端需求时间错配严重。随着风光装机飞速增长, 电源侧消纳调峰压力日趋严重。从调峰能力上, 水电调峰时效性、调整幅度、爬坡速度均优于煤电、气电。从成本角度, 抽水蓄能仍是最为成熟及低成本的储能方式, 度电成本仅为 0.21-0.25 元/千瓦时。

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

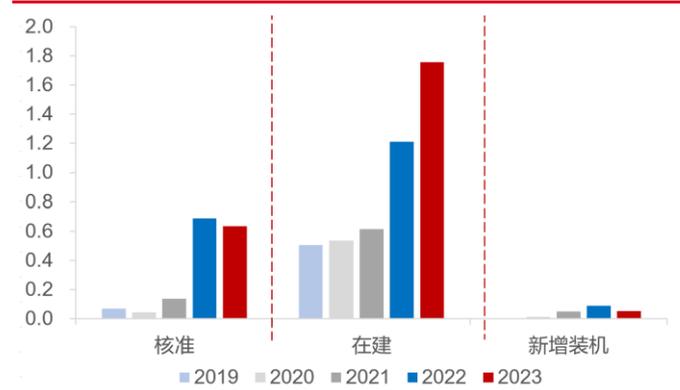
资料来源: 长江电力投资手册, 东海证券研究所

图13 各长时储能度电成本（元/千瓦时）



资料来源：《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）



资料来源：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，国家发改委发布《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。这是自国家发改委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

资料来源：发改委官网，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

资料来源：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

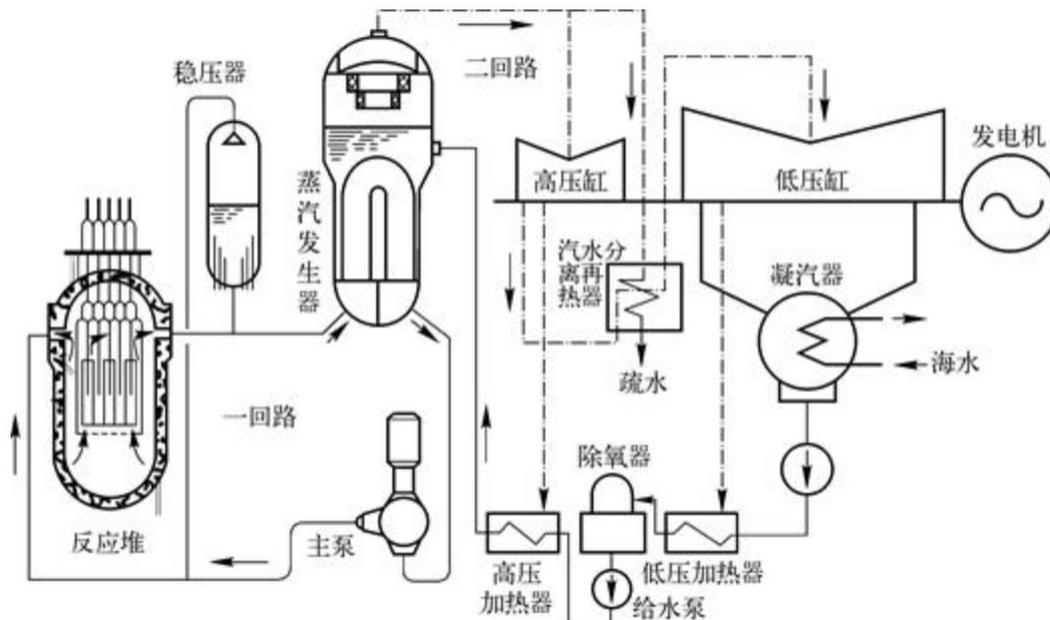
2.1.核电：全球核电政策转变，估值体系有望持续重构

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。

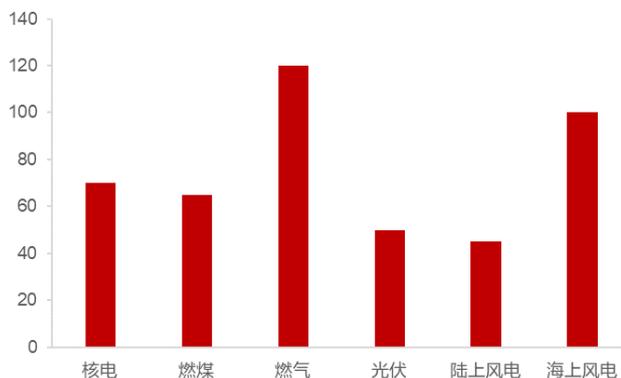
图16 核电发电原理



资料来源：中国广核招股说明书，东海证券研究所

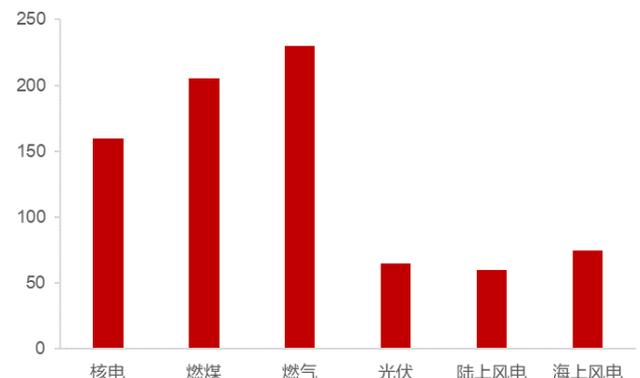
核电长期应用成熟，经济性逐步显现。核电技术广泛应用成熟，应用从 20 世纪 50 年代中期开始，90 年代后期发电量一度占据全球发电量 17% 以上。以 LCOE 来具体看经济性，根据 IEA 测算，2022 年中国核电 LCOE 为 70USD/MWh，远低于燃气及陆上风电成本。如果在稳定性基础上增加消纳成本，与光伏及陆上风电成本差距也较小。另外，从国外比较来看，以欧洲为例，核电较燃煤、燃气成本有较大优势。

图17 截止 2022 年中国各电源 LCOE (USD/MWh)



资料来源：IEA，东海证券研究所

图18 截止 2022 年欧盟各电源 LCOE (USD/MWh)



资料来源：IEA，东海证券研究所

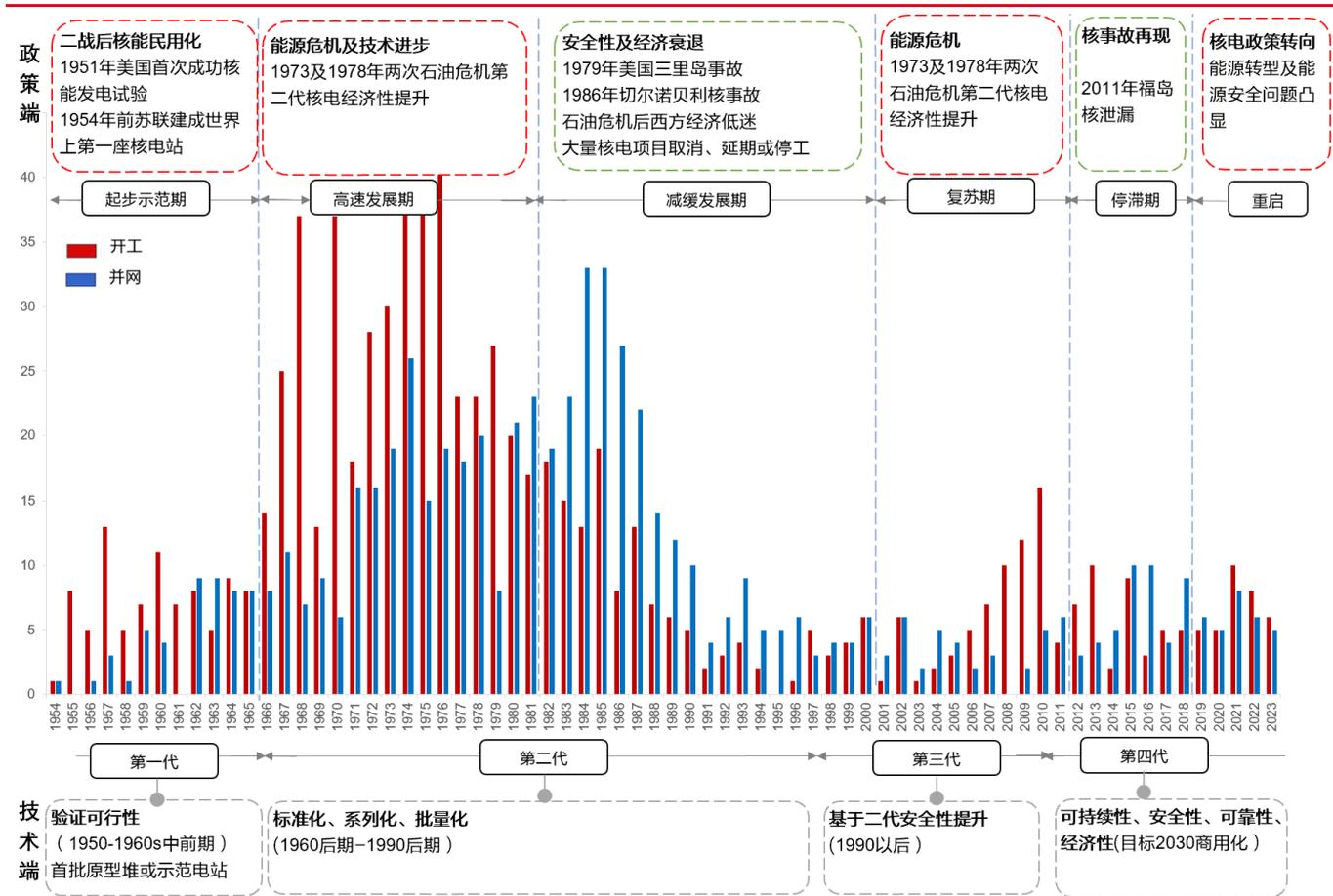
2.1.2.政策端转变，全球核电重启加速

历史上，全球核电发展围绕能源及安全两个问题纠结前进。最初核电发展来源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，同时西方经济衰退导致能源需求下滑。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。

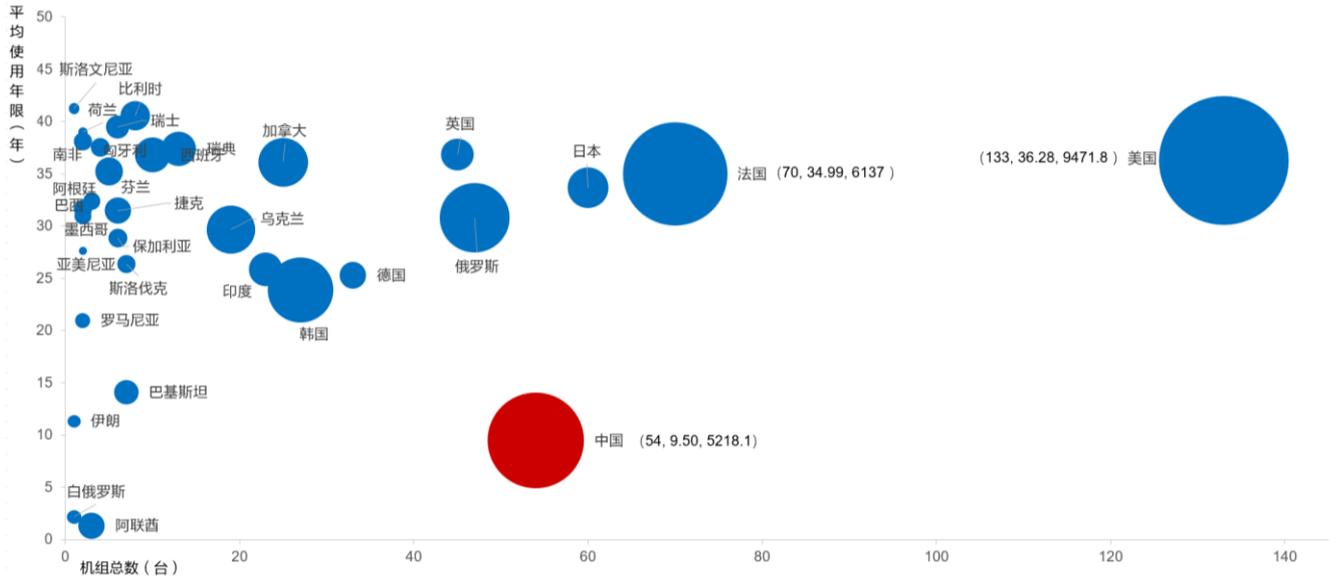
图19 截止 2023 年全球核电发展历程（台）



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。

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）



资料来源：IAEA，东海证券研究所

近年能源转型及能源安全重要性凸显，众多国家核电政策发生显著扭转。欧洲方面受俄乌冲突影响，除德国坚决抵制核电，并于 2023 年 4 月关闭最后 3 座核电站，众多国家政策转变明显。以核电大国法国为代表，2023 年开始组织 14 个欧洲国家成立核联盟，并对国内核电部署加快步伐。另外，美国、英国、日本、韩国等核电政策陆续发布，扩大未来对核电发展。

表5 各国核电政策调整

国家	时间	政策
法国	2023.5	《加速核能发展法案》：取消 2015 年设定的“到 2035 年法国核电占比不超过 50%的上限”，并简化行政手续促进新反应堆的建设。
	2024.1	《能源主权法案》草案：包括对法国电力公司 EDF 拥有的 53 座现有核反应堆以及计划于今年在弗拉芒维尔投入运行的新反应堆的详细目标。
日本	2023.5	《绿色转型去碳化电源法》：最大限度利用现有核电站，尽量重启停运核电站，延长核电站原来 60 年的运转期限，并承诺发展建设新一代核电机组。
美国	2024.6	《核电复兴法案》：法案美国参议院投票已通过，旨在通过简化审批程序，包括削减费用和加快审批时间等措施，降低核电开发商的监管成本，带动更多新核电项目落地，推动小型模块化核反应堆开发。
英国	2022.4	《英国能源安全战略》：到 2050 年，核能发电装机容量将从现在的 7GW 增至 24GW，届时将满足该国约 25%的电力需求。将成立一个名为“大英核能”的新机构，并启动 1.2 亿英镑的未来核电扶持基金。从明年起到 2030 年，英国计划每年批准建设一座核反应堆，共建设 8 座。
韩国	2022.7	《新政府能源政策方向》：重建合理可行的能源结构，取代上届政府的核能淘汰计划，到 2030 年将核电比例扩大到至少 30%。

资料来源：中国核能协会，中核集团，人民网，能源界，东海证券研究所

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

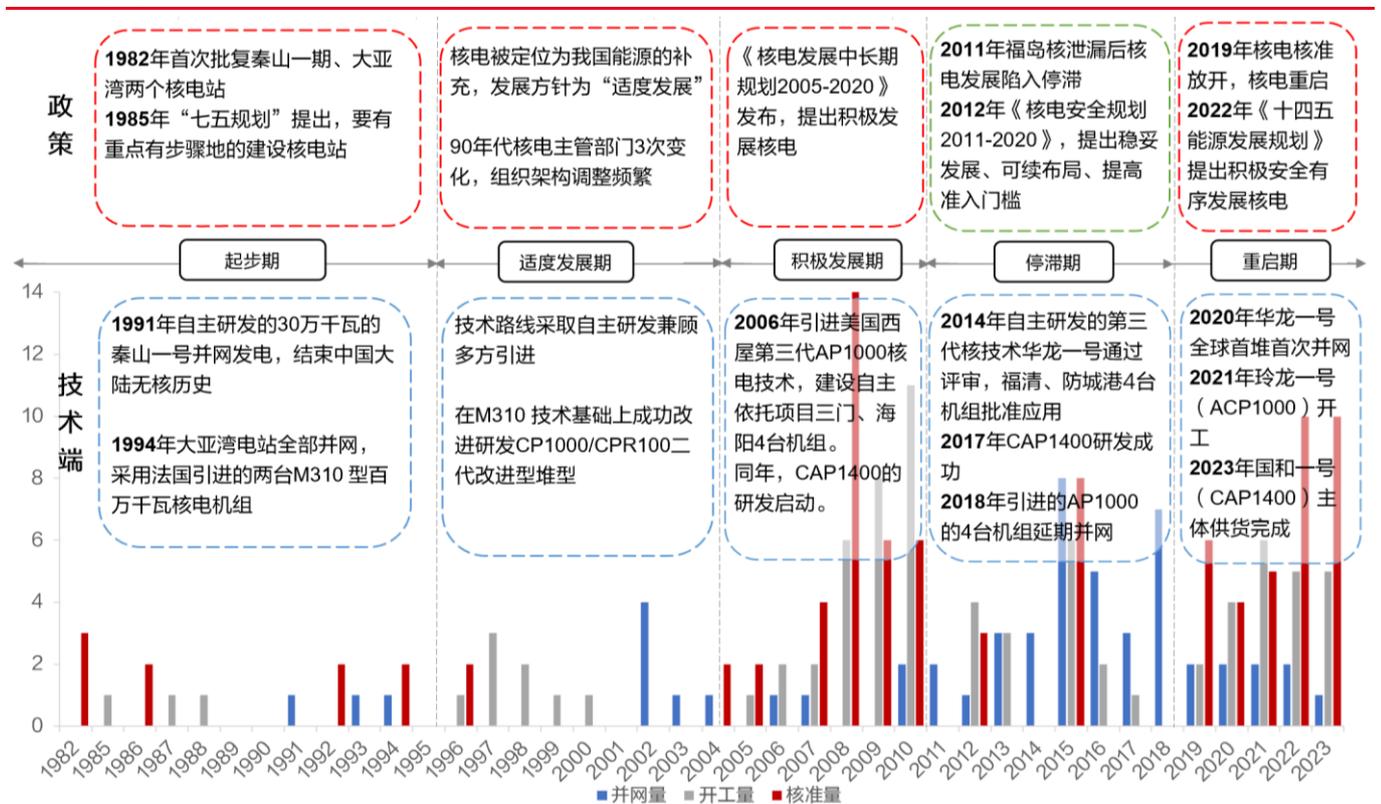
历史周期：国内核电发展节奏优于国外，三十多年持续建设、研发。国内核电起步晚于国外，但始终持续发展。1970s 由于工业缺电提出发展核电，但直到 1991 年首次完成核电站并网；

1995-2003 年：火电是发展主导，核电发展方针为适度发展，叠加核电主管部门频繁更换，核电核准几乎停滞，发展缓慢；

2004-2010 年：核电进入积极发展期。2004 年中央确定了“积极发展核电”的方针，核电核准重新启动，后续核准及开工量大幅提升。2007 年发改委正式发布《核电发展中长期规划 2005-2020》，要求到 2020 年，核电运行装机容量争取达到 4000 万千瓦，并有 1800 万千瓦在建项目结转到 2020 年以后续建。核电占全部电力装机容量的比重从不到 2% 提高到 4%。

2011-2018 年，核电停滞期。由于福岛核泄漏事故发生，2011 年开始除 2012 年及 2015 年两次外，其余年份核准量为 0，但前期项目在建及开工、并网继续。2012 年，国家核安全局发布了《福岛核事故后核电厂改进行动通用技术要求》，国务院常务会议讨论并通过《核电安全规划（2011-2020 年）》和《核电中长期发展规划（2011-2020 年）》。文件提出稳妥发展、可持续布局、提高准入门槛的要求，但装机目标实际有所提升。文件明确提出到 2020 年核电装机容量达到 5800 万千瓦、在建 3000 万千瓦。

图21 中国核电发展政策及技术复盘（台）



资料来源：中国核能协会，国家能源局，上海市核电办公室，中国电力工程顾问集团有限公司，电力网，东海证券研究所

2019 年-至今：核电重启，政策推动核电加速发展。2021 年《2030 年前碳达峰行动方案》强调积极安全有序发展核电，2022 年《十四五能源发展规划》明确提出到 2025 年核电运行装机容量达到 7000 万千瓦左右，后续历年能源工作指导意见就核电细化工作进行规划。

表6 我国主要核电相关政策

时间	文件	内容
2021.1	《2030 年前碳达峰行动方案》	积极安全有序发展核电。合理确定核电站布局和开发时序，在确保安全的前提下有序发展核电，保持平稳建设节奏。积极推动先进堆型示范工程。加大核电标准化、

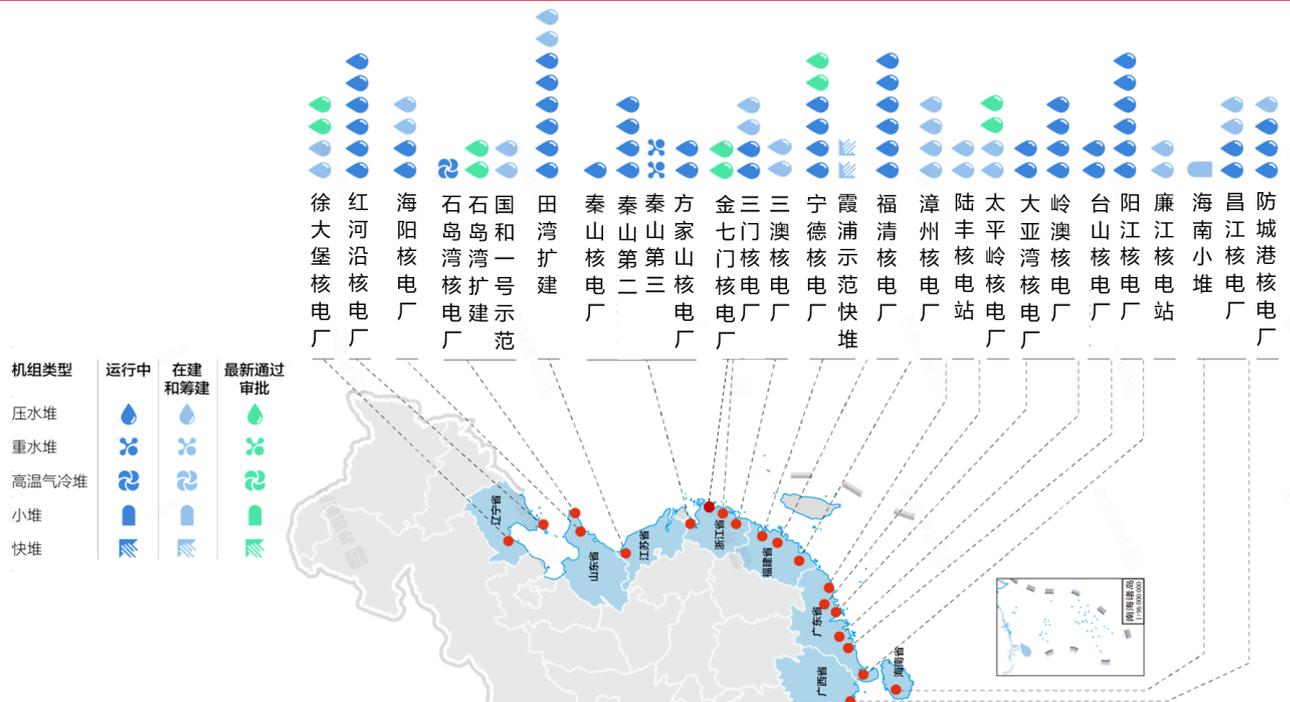
自主化力度，加快关键技术装备攻关，培育高端核电装备制造产业集群。实行最严格的安全标准和最严格的监管，持续提升核安全监管能力。

2022.3	《“十四五”现代能源体系规划》	积极安全有序发展核电。在确保安全的前提下，积极有序推动沿海核电项目建设，保持平稳建设节奏，合理布局新增沿海核电项目。开展核能综合利用示范。到2025年，核电运行装机容量达到7000万千瓦左右。
2023.9	《关于加强新形势下电力系统稳定工作的指导意见》	积极安全有序发展核电，加强核电基地自供电能力建设。
2024.3	《2024年能源工作指导意见》	积极安全有序推动沿海核电项目核准；持续推进核电重大专项；实施首批国家能源核电数字化转型技术示范项目；稳妥有序推动核电项目国际合作。

资料来源：中国政府网，中核集团，人民网，能源界，东海证券研究所

核电近年核准、在建持续上升。核电政策 2019 年核电核准重启，当年核准 6 台机组，近几年核准数量持续上升，2022 及 2023 年均核准 10 台机组。截止 2023 年底，国内核电在建机组 25 台，在建容量 2957 万千瓦，到达 2014 年以来国内在建最高状态，在建机组数及容量保持世界第一位。

图22 截止 2023 年底国内核电运行及建设规划



资料来源：中国核电公告，公开资料整理，东海证券研究所

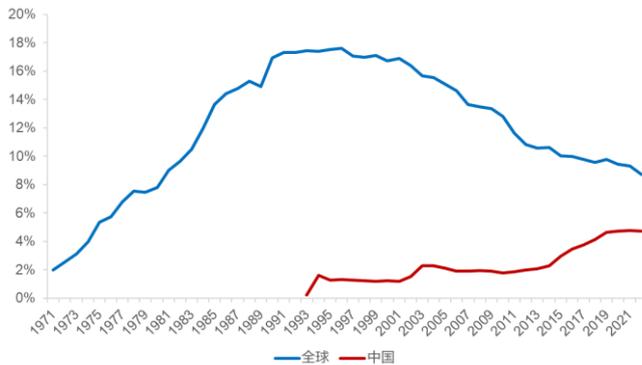
2.2.国内：核电技术、成本等优势领先，发展空间巨大

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

国内核电在能源中占比较其他国家存在差异。从中国与全球平均水平来看，由于其他国家核电装机节奏放缓，全球核电发电量占比由 17%以上下降至 10%左右。而国内核电装机持续推进，核电发电量占比不断上升，但是与世界平均水平仍有差距。2023 年国内核电发电量占总发电量比例为 4.60%，低于全球 9.11%的比例。另外分国家对比，2023 年核电大

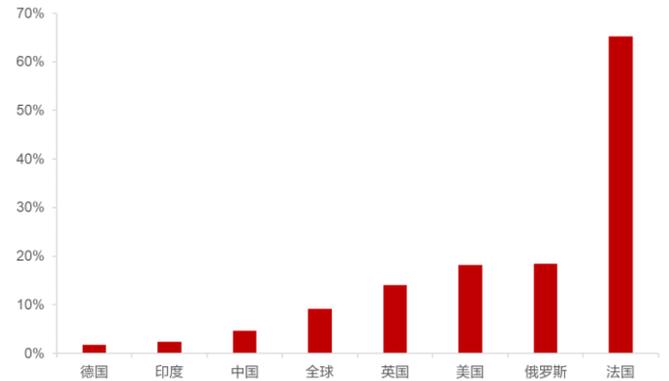
国法国、俄罗斯、美国核电发电量占比分别为 65.29%、18.47%、18.25%，国内占比有较大差距，显示出未来国内核电装机空间较大。

图23 全球核电发电量在总发电量中占比变化（%）



资料来源：ifind，Our World in Data，东海证券研究所

图24 2023 年核电发电量在总发电量中占比（%）



资料来源：ifind，Our World in Data，东海证券研究所

能源转型推动，国内核电装机空间较大。截止 2023 年底，国内核电总装机容量 5703.33 万千瓦，根据《十四五能源发展规划》，预计 2025 年核电运行装机容量达到 7000 万千瓦左右。为满足我国电力需求增长和能源绿色低碳转型的需要，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%，和目前全球 10%的平均水平相当，对应的核电装机应分别达到 1.1 亿千瓦、1.5 亿千瓦以上，即为目前装机量有 2-3 倍增长空间。

展望 2060 年，为实现碳中和目标，我国非化石能源发电量比重应达到 85%左右，假设风电、太阳能发电等新能源总装机达到 58.5 亿千瓦，全国仍将存在 2.8 万亿千瓦时的非化石发电量缺口。因此如果国内核电发电量占比达到 17.5%，即接近目前全球发达国家平均水平，预计 2060 年我国核电装机规模需要达到 4.0 亿千瓦（以核电平均利用小时数 7000 小时，煤电机组作为调节及备用容量测算）。

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

经营模式类水电属性中略带火电特性。影响核电行业利润水平的主要因素包括上网电量、上网电价、固定资产折旧及核燃料循环成本及处置费用。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，随折旧结束盈利能力上升，同时分红比例较高。但核电在单位发电过程中需要支付核燃料成本，后期则对核燃料及设备计提处置费用。同时不同于水电主要资产为坝体，核电安全要求及大量机械装置导致运维成本较高。根据中国广核年报来看，运维成本最高，占电力销售成本 34.05%，固定资产折旧占比 30.87%，核燃料占比 24.87%，计提乏燃料处置金占比 10.21%。

图25 核电盈利模式

核电利润=（上网电价-发电燃料成本）*发电量

=（上网电价-核燃料成本）*发电量-固定资产折旧-运维及大修等费用-计提退役费及乏燃料处置金

资料来源：中国核电及中国广核公告，东海证券研究所

核电电价：核电参与电力市场交易部分的上网电价依据各省的电力交易办法执行，随市场交易价格波动。不参与电力市场交易部分的上网电价执行核准电价。目前核准电价执行《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》的政策，2013年1月1日之前投运的机组一厂一价，2013年1月1日以后投产的核电机组实行标杆上网电价政策，整体来看，核电作为高前期投资且需要安全运维的电源，电价整体趋于稳定，同时在上网电源中顺序居前。

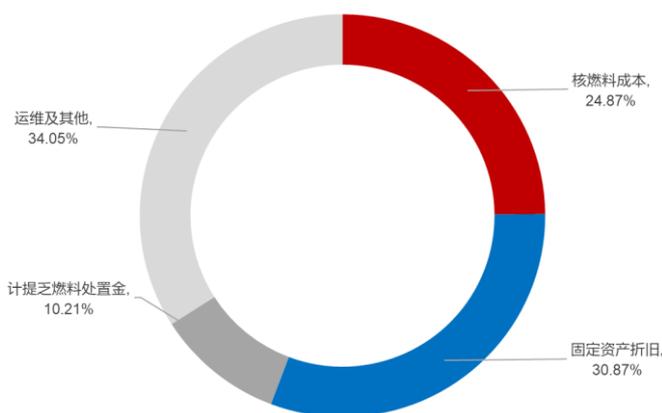
固定资产及折旧：根据中国核电公告，华龙一号的造价约为每千瓦 1.6 万元，AP1000 造价约为每千瓦 2 万元。以单机组 100 万千瓦容量保守预计，单机组投资成本 160-200 亿元。各类核电设施基本采用产量法计提折旧，其中机械类按 30-60 年折旧，核岛电气类 15-20 年，核岛仪控类 10-15 年。

核燃料成本：根据中国核电及中国广核年报显示，核燃料费用大致占核电销售成本 25%-30%。其中，天然铀成本占核燃料成本的 50%左右。中国核电及中国广核分别绑定集团子公司中国铀业、中广核铀业，签署核燃料供应与服务长协，长协对于平滑铀价波动起到重要作用。因此虽然这部分成本结构与火电相似，但是实际成本波动较火电更小。

运维及其他项目费用：其他项目主要包括核电项目的大修及其它维修费用、核安全保障等相关的成本。核电机组的大修分为换料大修、首次换料大修和十年换料大修。首次换料大修一般在首次核电机组换料循环后 12 个月，换料大修周期一般在 12-18 个月，十年换料大修一般为十个核电机组换料循环或十年。根据中国广核招股说明书，核电站机组每次年度换料大修的成本约为 1.0-1.5 亿元，首次换料大修和十年换料大修因为工期更长，成本为 1.4-1.8 亿元。另外，大修期间发电量减少也会造成相应收入降低。

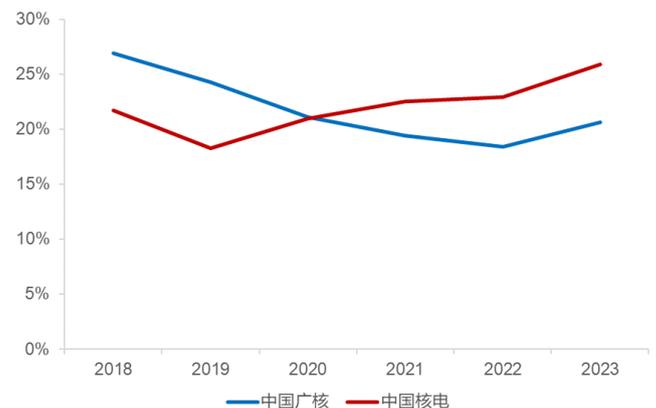
计提退役准备金及乏燃料处理处置基金：核电设施退役准备金是指反应堆服役期满时，为保证工作人员、公众与周边生态环境不受剩余放射性物质及其他潜在风险的危害，使核反应堆系统安全、永久性地退出服役的过程中预计将发生的费用。乏燃料处置基金根据 2010 年 10 月 1 日起实施的《核电站乏燃料处理处置基金征收使用管理暂行办法》规定，凡拥有已投入商业运行 5 年以上压水堆核电机组的核电厂需要按核电站每千瓦 0.026 元的标准征缴乏燃料处理基金。

图26 中国广核 2023 年售电成本结构 (%)



资料来源：公司公告，东海证券研究所

图27 主要 A 股上市核电公司净利率 (%)



资料来源：ifind，东海证券研究所

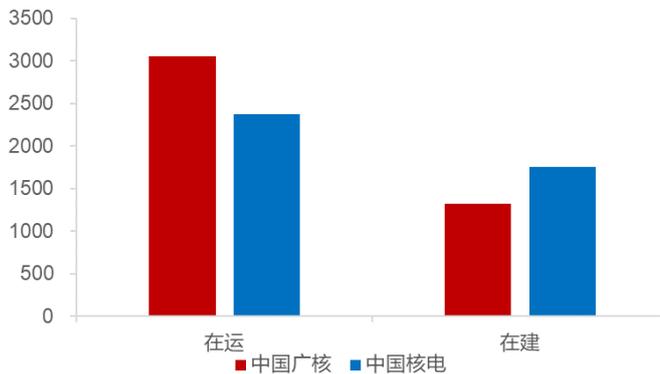
核电盈利能力整体稳定。我国核电行业经过多年发展，核电机组发电能力稳定，国家上网电价标准统一，成本控制能力也已相对成熟。故整体而言，在安全稳定运行情况下，核电行业的盈利能力相对稳定。从财务数据来看，中国核电及中国广核历年净利率相对稳定，保持在 20%左右波动。

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

核电市场高度集中。由于核电行业的特殊性及其技术的复杂性，目前我国经国务院正式核准的核电项目只有中国核电、中国广核、国家电投及华能集团四家公司有资格参与，其中中国核电及中国广核占据主导。

截至 2023 年 12 月 31 日，中国广核管理 27 台在运核电机组和 11 台在建核电机组（其中包含本公司控股股东委托本公司管理的 6 台机组），装机容量分别为 3056.8 万千瓦和 1324.6 万千瓦，占全国在运及在建核电总装机容量的 43.48%。截至 2024 年 3 月 31 日，中国核电控股在运核电机组 25 台，装机容量 2375.0 万千瓦；控股在建及核准待建机组 15 台，装机容量 1756.5 万千瓦，核电装机容量合计 4131.5 万千瓦。

图28 中国广核及中国核电装机情况（万千瓦）



资料来源：各公司公告，东海证券研究所

图29 中核集团上市公司布局



资料来源：公司官网，东海证券研究所

行业高壁垒，协同效应铸就竞争力。（1）行政准入壁垒：鉴于国家对于核安全、环保的高度重视，我国政府对核电项目及业主采取核准、发放许可证、执照等方式，对投资主体进入市场进行管理。根据 2004 年发布的《国务院关于投资体制改革的决定》的有关规定，对于核电项目需由国家发改委负责审查其项目申请报告，并报国务院核准；（2）技术和管理壁垒：核电行业是技术密集型的行业，涉及核物理、化学、材料、运行、维修、性能监督、环境污染监测、辐射防护等多个领域，对于核电开发商的技术基础及管理水平要求较高，有着很高的技术壁垒；（3）资金壁垒：核电行业是资本密集型的行业。建设周期长，项目资金投入较大，另外新一代核电技术的研发和建造需要大量资金投入。

同时龙头长期深耕铸就产业协同护城河。以中核集团为例，集团下属包括中国核电在内 7 家上市公司，另有中国铀业 IPO 受审中，涵盖核电燃料、阀门、建设、运营核医疗健康及辐照等全产业链，形成研发、管理协同效应。

2.2.4. 横向比较：国内核电引领全球，技术、成本优势突出

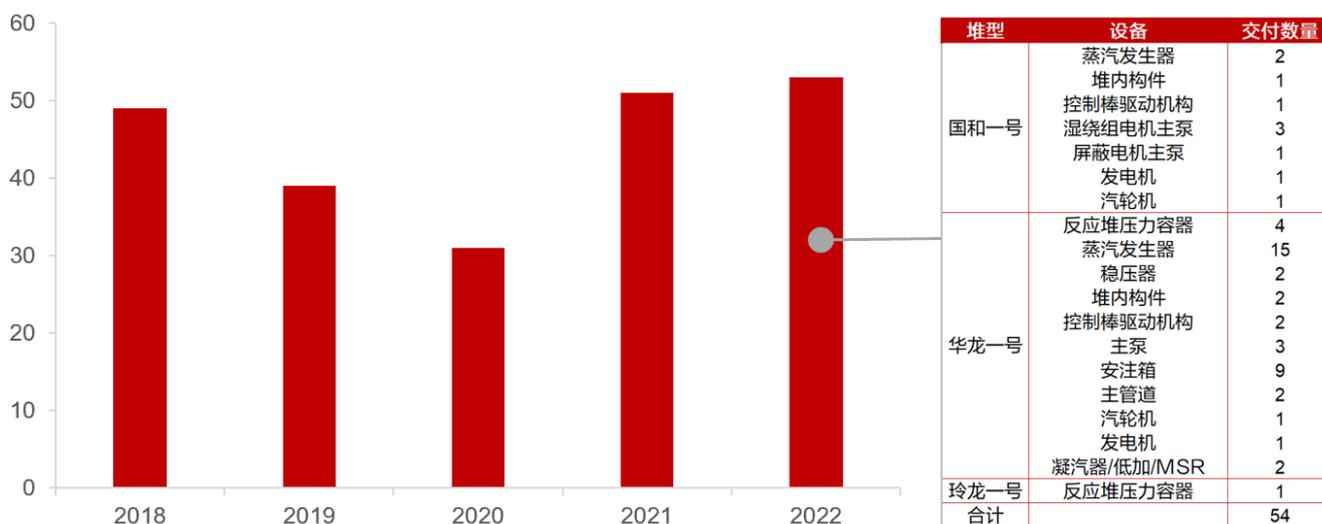
技术端：国内自主研发技术水平位于世界前列。国内核电技术发展起步较晚，由自主发展及技术引进并行到世界领先。其中，华龙一号是我国研发设计的具有完全自主知识产权的三代百万千瓦级核电技术堆型，充分利用了我国近 30 年来在核电站设计、建设、运营及研发所积累的技术和人才优势。截至目前，国内外有 5 台“华龙一号”机组在运，13 台机组在建，已成为全球在运、在建机组总数最多的三代核电技术。另外，第四代核电技术方面，2024 年 1 月，全球首座第四代核电站石岛湾高温气冷堆核电站商业示范工程通过 168 小时连续运行考验，正式投入商业运行，标志着我国在第四代核电技术研发和应用领域达到世界领先水平。

设备端：设备国产化率不断提升，产业链全球领先。“华龙一号”首堆设备国产化率达 88%，实现了反应堆压力容器、蒸汽发生器、堆内构件等关键设备在内的 411 台设备的国产

化,并获得 700 余件专利、120 余项软件著作权,实现核电技术与设备的独立自主。在目前批量化建设阶段,“华龙一号”相关设备国产化率已超 90%,带动上下游产业链 5300 多家企业。另外,“国和一号”截至 2023 年底已实现整机 100%国产化能力。

国内核电装备制造业产品供应链全面覆盖。目前产业链形成了以中国一重、中国二重和上重铸锻为产业龙头的大型铸锻件制造基地;以中国一重、哈尔滨电气、上海电气和东方电气为产业龙头的大型核电设备制造基地;以沈阳鼓风机集团、中核苏阀、上电凯士比核泵和大连大高阀门为代表的核级泵阀制造基地。

图30 历年国产核电主设备交付数及 2022 年明细(台)



资料来源:中国核能协会,东海证券研究所

成本端:其他国家起步早,但是建设存在中断,因此造成核电建设、技术迭代断层,目前核电建造成本居高不下。而国内始终保持建设、运营、研发不间断,积累全球领先成本优势。根据 IEA 数据显示,截止 2022 年,从 LCOE 来看,美国、欧盟核电度电成本分别为 105、160 USD/MWh,而中国为 70 USD/MWh,成本优势明显。

3.火电: 煤价维持低位, 容量电价提升盈利稳定性

3.1.成本: 煤价保持低位, 有望盈利持续修复

3.1.1.盈利模式: 以消耗燃料方式运行, 开关灵活性强

火电通过消耗燃料实现发电,灵活性带来需求波动。水电前期高固定资产投资,运营期高现金流,而火电由于单位可变成本即燃料成本的存在导致盈利波动性。同时火电成本市场化,而电价波动受政策影响,电价政策对于火电盈利产生重要影响。另外,由于火电在消纳中排序较后,电力需求变化会对火电利用小时数造成影响,进而影响火电收入。

图31 火电盈利影响因素

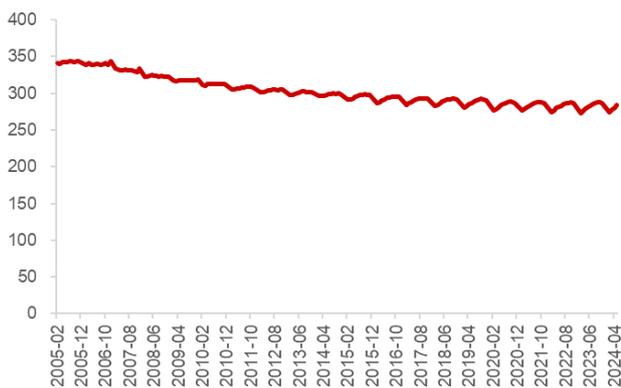
$$\text{火电利润} = \text{单位发电利润} * \text{上网电量} - \text{其他费用}$$

$$= (\text{上网电价} - \text{单位燃料成本}) * \text{上网电量} - \text{其他费用}$$

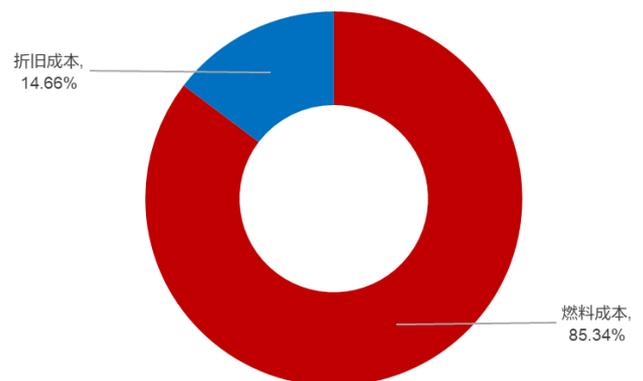
$$= (\text{上网电价} - \text{煤价} * \text{单位煤耗}) * \text{装机容量} * \text{利用小时数} - \text{折旧} - \text{三费}$$

资料来源：根据各公司公告整理，东海证券研究所

煤炭燃料成本对火电成本产生主要影响。从大唐发电 2023 年年报显示，电力成本中燃料成本占比 85.34%，折旧成本占比 14.66%。根据华能国际 2023 年年报显示，电厂含税平均结算电价 508.74 元/兆瓦时，境内单位售电燃料成本 326.43 元/兆瓦时，燃料成本占电力营业收入 64.16%。火电燃料成本取决于单位煤炭价格以及单位煤耗，随着管理水平以及技术进步，国内单位平均煤耗不断下降，2005 年 5 月为 342.00 克/千瓦时，2024 年 5 月下降至 283.70 克/千瓦时。而煤炭价格受众多外部因素影响波动，导致燃料成本大幅波动，造成火电盈利长期不稳定性。

图32 中国发电单位煤耗（克/千瓦时）

资料来源：Wind，东海证券研究所

图33 大唐发电 2023 年报电力成本构成（%）

资料来源：公司公告，东海证券研究所

灵活运行机制导致负荷需求波动。上网电量由企业自身装机容量和利用小时数决定。装机容量代表单位时间内企业发电能力，决定了火电企业的发电上限。装机容量不变，利用小时数可以直观反映火电企业需求变动。电力总需求以及其他能源电力需求对火电需求带有挤出效应，当火电需求不足，火电利用小时数将减少。

3.1.2.历史复盘：煤价、电价及负荷三重影响

火电盈利性复盘：煤价主导盈利性，电价政策及负荷需求也产生作用。从上图可以看出煤价与火电板块 ROE 基本负相关。

1) 2012-2014 年：随着煤炭价格不断下降，火电板块单季度 ROE 上升并维持高位，由 2011 年的 0.53% 上升至 2014 年的 14.05%；

2) 2015 年-2017 年：2015 年虽然煤价维持低位，但是 2015 年 4 月 20 日及 2016 年 11 月发改委两次下调全国燃煤发电上网电价约 0.05 元/千瓦时，2015 年火电 ROE 为 13.39%。另外随着 2016 年煤价反弹，2016 年火电 ROE 为 7.39%；

3) 2019-2021：煤炭价格大幅上升，火电板块亏损较重，2021 板块 ROE 降至-16.37%；

4) 2022-至今，随着电价改革及煤价监管，煤价逐步得到控制，同时长协比例提升，2022 年板块 ROE 逐步回升，为-5.23%。2023 年以来，煤价下行趋势显现，板块继续修复。2023 年板块 ROE 升至 4.54%。

图34 火电年度 ROE 及动力煤价格关系（%，元/吨）



资料来源：秦皇岛煤炭网，Wind，东海证券研究所

火电股价复盘：煤价电价基本面主导，电力需求预期、政策影响。火电股价趋势基本与煤价及盈利变动相吻合，受双碳政策、板块热度及预期等影响存在一定时差。2017 年开始到 2021 年，受煤炭价格上涨及节能减排制约，火电与沪深 300 走势相反至触底。后期随着煤炭价格下调、电价改革以及火电地位重塑，2022 年以来板块热度上升，火电板块与沪深 300 走势发生反转，股价反映基本面较为迅速。

图35 SW 火力发电及沪深 300 指数变化

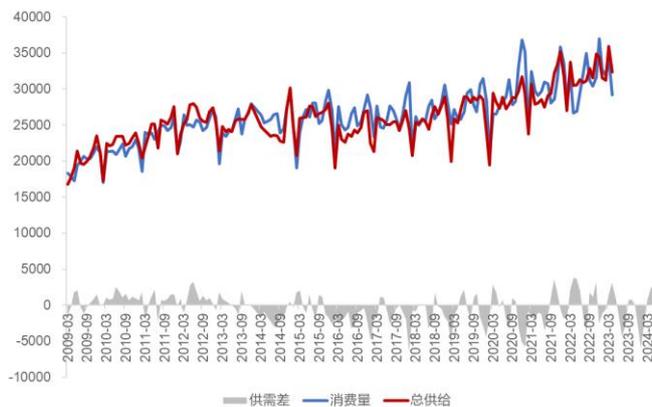


资料来源：Wind，东海证券研究所

3.1.3.盈利性：长协叠加煤炭价格回落，盈利有望持续修复

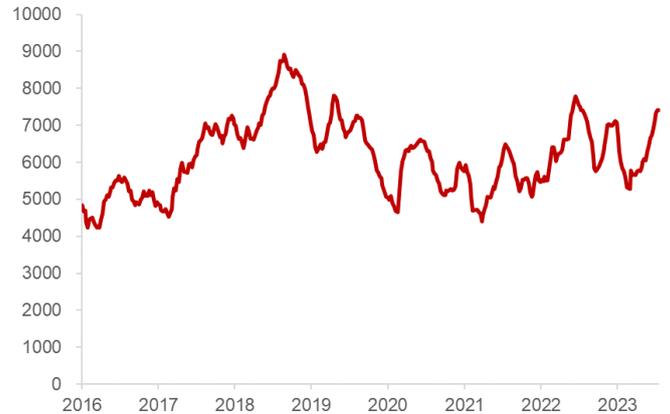
煤炭价格下行压力增大，板块盈利预期持续修复。1) **需求**：当前煤炭需求略降，供需差逐步由负转正，5月动力煤消费量3.10亿吨，其中电力行业消费动力煤1.92亿吨，占比61.84%。3-5月国内动力煤供需差持续提升，5月国内动力煤供需差为2735.61万吨，环比+14.77%。2) **供给**：进口煤持续增加，2023Q1开始进口煤同比增速由负转正，2024年5月进口动力煤处于近年高位，达到1638.08万吨，同比+17.34%。2023年以来港口库存压力较为严重，2024年2月随着冬季用煤高峰结束，港口库存持续积累。2024年7月8日CCTD主流港口煤炭库存7409.90万吨，处于近年同期高位。

图36 中国动力煤供需情况（万吨）



资料来源：Wind，东海证券研究所

图37 2023年CCTD主流港口煤炭库存合计（万吨）

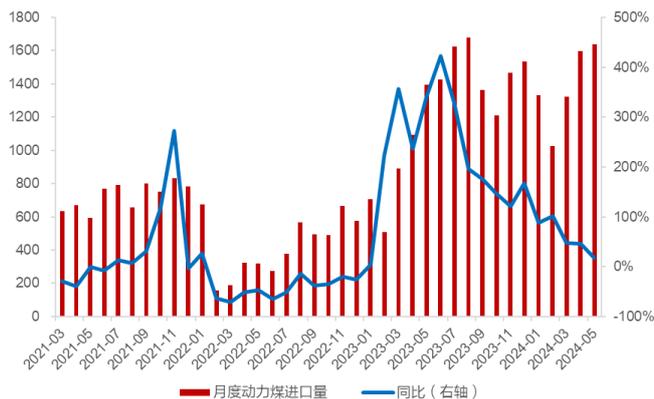


资料来源：煤炭市场网，东海证券研究所

煤炭长协托底，煤炭价格波动对板块业绩压力削弱。长协有利于保持价格中枢稳定，限制波动区间范围，减小煤炭价格波动对火电业绩影响。2023年11月发改委印发《关于做好2024年电煤中长期合同签订履约工作的通知》，长协价格按照“基准价+浮动价”价格机制签订和执行。企业签约需求量以本企业2023年国内耗煤量为基数，根据上网电量按比例核算，发电企业合同签订量最低应不低于需求量的80%，鼓励按照100%签约。

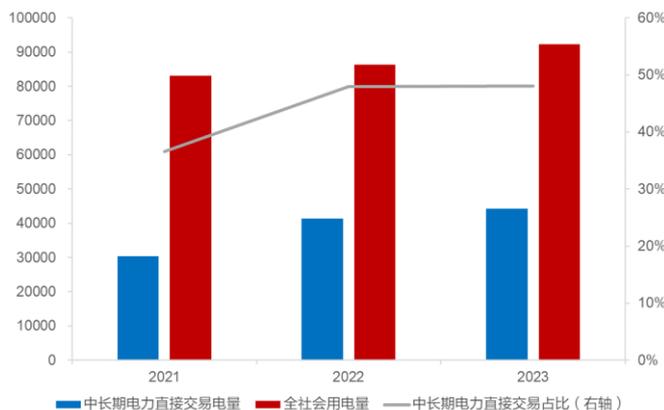
中长期合约下电价对煤炭价格敏感性较低。长协电价交易在基准价格上浮，随着煤炭价格进入下降通道，预计电力交易长协有望增加盈利稳定性。2023年12月，国家发改委、国家能源局发布《关于做好2024年电力中长期合同签订履约工作的通知》。文件要求坚持电力中长期合同高比例签约，2024年各地燃煤发电企业年度电力中长期合同签约电量应不低于上一年度上网电量的80%。另外，我国电力中长期交易量及比例不断扩大，2023年全国电力市场中长期电力直接交易电量合计为44288.90亿千瓦时，同比增长6.96%，占全社会用电量比重为48.01%。

图38 中国动力煤月度进口量（万吨）



资料来源：Wind，海关总署，东海证券研究所

图39 中长期电力直接交易量（亿千瓦时）



资料来源：ifind，东海证券研究所

3.2.政策：指导火电再定位，容量电价提升盈利稳定性

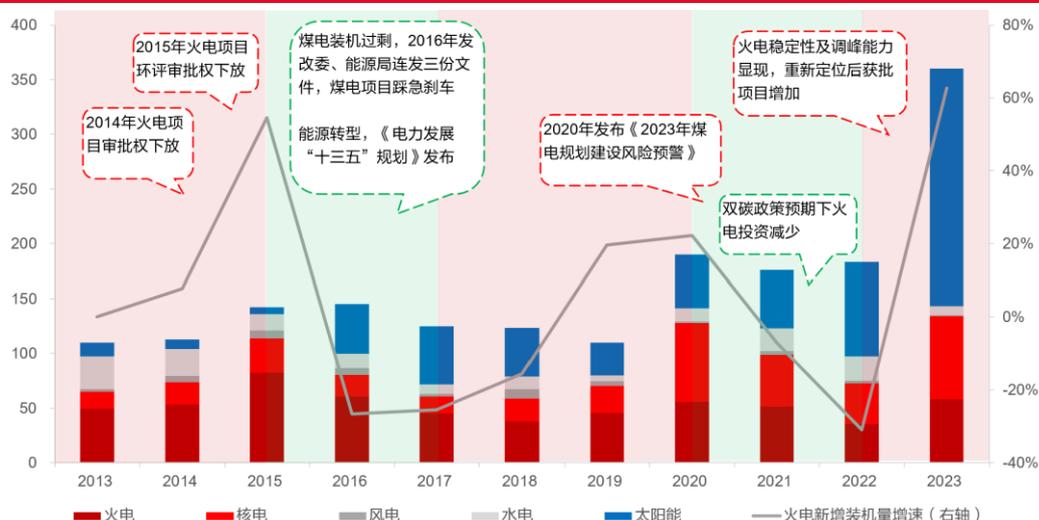
3.2.1.历史复盘：能源转型及产能过剩，火电地位一度下降

历史：产能过剩及能源转型导致火电地位一度受限，局部反弹驱动力为政策放松下基建投资。 1) 2014-2015年：出于基建需要，火电项目及环评审批权连续下放。尽管火电产能过剩，地方为拉动基建批准大量项目。2015年火电新增装机82.31GW，同比+54.63%；

2) 2016年-2019年：产能过剩及能源转型下装机低迷。(1) 产能过剩：2016年上半年，发改委、能源局连发三份重要文件，《关于进一步做好煤电行业淘汰落后产能的通知》《关于促进我国煤电有序发展的通知》《关于建立煤电规划建设风险预警机制暨发布2019年煤电规划建设风险预警的通知》；(2) 能源转型：火电特别是煤电主导地位受影响。2016年11月，发改委、能源局发布《电力发展“十三五”规划》，提出把发展清洁能源作为调整能源结构的主攻方向，严格控制煤电规划建设，“十三五”期间，取消和推迟煤电建设项目1.5亿千瓦以上。到2020年，全国煤电装机规模力争控制在11亿千瓦以内；

3) 2019-2020年：“十三五”接近收官，火电产能政策松绑。2020年2月，国家能源局发布《2023年煤电规划建设风险预警》，山西、甘肃、宁夏、黑龙江、吉林五省区外，其他地区均可规划。

图40 火电及其他电源新增装机量（GW，%）



资料来源：Wind，东海证券研究所

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

政策纠偏，火电压舱石地位重申，从预期上逐渐修复估值。随着新能源装机量不断提升，新能源发电弊端显现，缺电现象开始出现。新能源发电具有出力不稳定性，同时光伏发电高峰与负荷高峰存在明显时间差，为电网造成严重负担。2021年下半年以来，中央政治局会议、中央经济工作会议、碳达峰碳中和工作领导小组会议等多个高规格会议先后对“双碳”战略纠偏，强调煤炭、煤电的调峰和兜底保供作用；

2022年3月，《“十四五”现代能源体系规划》强调发挥煤电支撑性调节性作用，加快推进煤电由主体性电源向提供可靠容量、调峰调频等辅助服务的基础保障性和系统调节性电源转型。2023年6月2日，国家能源局组织发布《新型电力系统发展蓝皮书》，指出煤电仍是电力安全保障的“压舱石”，承担基础保障的“重担”。文件要求稳住煤电电力供应基本盘，推动煤电灵活低碳发展。

职能转变，灵活调峰等辅助服务功能出现。风光装机规模扩大，导致电网不稳定性增强，电网对于灵活调峰要求增加。水电、气电发电机制在灵活调峰中占优势，传统煤电机组调控幅度小、机组爬坡速率低。但由于我国资源限制，煤电机组灵活调峰改造是大势所趋。2021年10月，国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》，提出存量煤电机组灵活性改造应改尽改，“十四五”期间完成2亿千瓦，增加系统调节能力3000-4000万千瓦。“十四五”期间，实现煤电机组灵活制造规模1.5亿千瓦。2024年2月《关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》发布，提出深入开展煤电机组灵活性改造，到2027年存量煤电机组实现“应改尽改”。

容量电价机制落地，火电盈利稳定性有望提升。容量电价充分体现煤电对电力系统的支撑调节价值，容量电价和实际利用小时数以及煤炭价格无关，固定成本回收有利于提升火电业绩稳定性。2023年11月，国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于建立煤电容量电价机制的通知》，决定自2024年1月1日起建立煤电容量电价机制，对煤电实行两部制电价政策。根据文件，煤电容量电价按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式确定。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，综合考虑各地电力系统需要、煤电功能转型情况等因素确定，2024-2025年多数地方为30%左右，部分煤电功能转型较快的地方适当高一些，为50%左右。2026年起，将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于50%。

4.绿电：静待消纳及环保价值兑现带来估值修复

4.1.盈利模式：类水电属性，消纳、电价问题造成盈利不确定

绿电主要盈利受初始投资影响，具有类水电属性。绿电成本主要分为前期的初始投资成本与后续运维成本、管理成本及财务费用，与火电单瓦成本和煤炭挂钩完全不同。因此随着上网电量上升，绿电利润有望进一步提升。而不同于水电固定成本降本空间较小，绿电随着组件、风机机组降本以及配套逆变器等成本下降，装机成本弹性较大。

图41 绿电盈利影响因素

$$\begin{aligned} \text{绿电利润} &= \text{营业收入} - \text{营业成本} \\ &= \text{上网电价} * \text{上网电量} + \text{补贴} - (\text{折旧} + \text{运维成本} + \text{其他费用}) \\ &\quad \downarrow \\ &\quad f(\text{组件成本、BOS成本等}) \end{aligned}$$

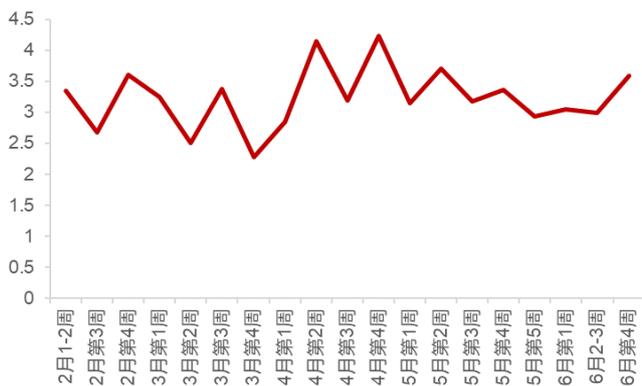
资料来源：CPIA 报告整理，东海证券研究所

电价政策及消纳带来盈利不确定性。电价方面，由于光伏出力集中在中午及下午，为引导用户侧消纳新能源，多省市延长谷时，并提升峰谷价差，导致光伏集中发电时段单位电价下降。同时，多省市就新能源市场化交易电价政策进行调整，新能源市场化交易价格也有下降趋势。而电量方面，光伏装机大幅上升导致消纳问题突出，弃风弃光问题逐渐突出。2024年5月，全国弃风率、弃光率分别达到5.20%、2.50%，其中青海弃光率达到9.30%，新疆弃风率达到7.70%。

4.2.成本侧:组件及储能降价，电站成本持续下降

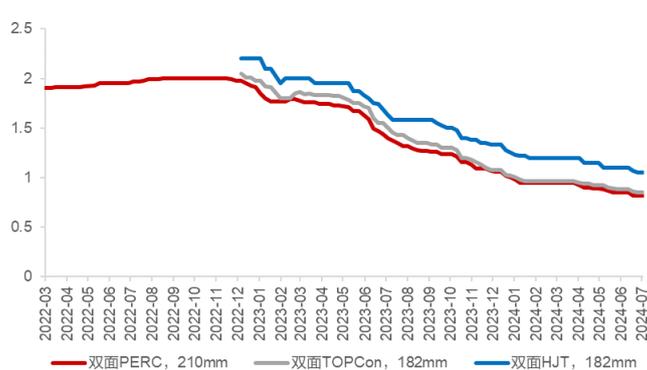
组件降价已至底部，电站成本下降。2024年7月3日，182mm 双面 PERC 组件价格已经由2022年3月的1.9元/W下降至0.8元/W，同时TOPCon溢价极低，国内组件销售基本处于亏损状态。我国地面光伏系统的初始全投资主要由组件、逆变器、支架、电缆、一次设备、二次设备等关键设备成本，以及土地费用、电网接入、建安、管理费用等部分构成。2023年，我国地面光伏系统的初始全投资成本为3.4元/W左右，其中组件约占投资成本的38.8%，即1.32元/W。在其他成本不变前提下以目前0.8元/W价格测算，装机成本下降0.52元/W，同比-15.27%。从实际招标价格来看，今年以来集中式EPC价格在3元/W附近，部分项目低于2.5元/W，价格较高项目部分为渔光互补等特殊项目。

图42 近期光伏集中式 EPC 招标价格 (元/W)



资料来源：国际能源网，东海证券研究所

图43 组件价格变化 (元/W)

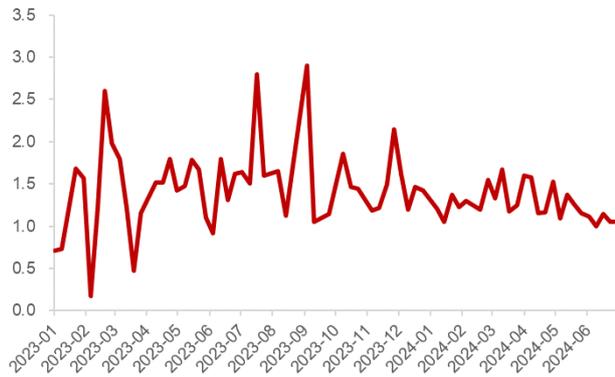


资料来源：Infolink，东海证券研究所

储能系统价格大幅下降，配储成本同步减轻。出于消纳需求，多地新能源项目要求强制配储，随着峰谷价差扩大以及储能系统降价，电站配储盈利性有望提升。储能系统项目中标均价不断下降，已经由2023年2月3日的1.54元/Wh下降至2024年7月5日的0.55元

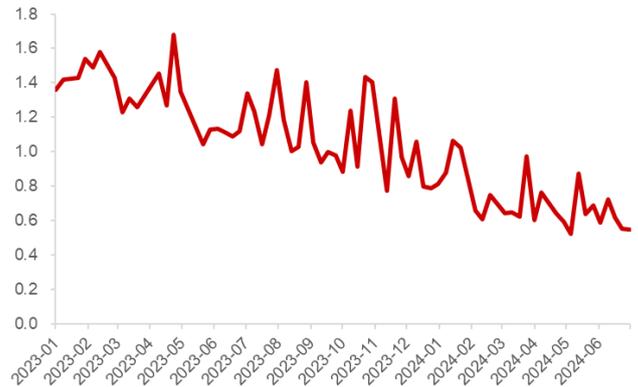
/Wh, 下降 64.26%。储能 EPC 项目中标均价相应回落, 已经由 2023 年 2 月 3 日的 1.57 元/Wh 下降至 2024 年 7 月 5 日的 1.05 元/Wh, 下降 33.12%。

图44 储能 EPC 项目中标均价 (元/Wh)



资料来源: 国际能源网, 东海证券研究所

图45 储能系统项目中标均价 (元/Wh)



资料来源: 国际能源网, 东海证券研究所

4.3.展望:消纳问题解决+环保价值兑现

新能源消纳问题成为重点, 电力改革持续助推。2023 年 7 月, 中央全面深化改革委员会审议通过《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》, 强调要科学合理设计新型电力系统建设路径, 在新能源安全可靠替代的基础上, 有计划分步骤逐步降低传统能源比重。近期电力改革步伐明显加快, 5 月 14 日, 国家发改委公开发布《电力市场运行基本规则》, 明确了电力市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和提供输配电服务的电网企业等, 规则中还包含了电能量交易、电力辅助服务交易、容量交易等交易类型的详细规定。

绿证交易推进, 环保价值有望兑现。新能源同时兼具电力使用价值及环保价值, 但出力不稳定叠加环保价值得不到兑现影响了新能源电力消纳, 造成新能源电力盈利及估值较低的问题。2024 年 6 月, 国家能源局发布了《关于启用国家绿证核发交易系统的公告》, 要求切实提升绿证核发效率, 推动绿证核发全覆盖, 定于 2024 年 6 月 30 日正式启用国家绿证核发交易系统。绿证将可再生能源电力环境效益兑换为经济收益的交易工具, 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。

5.投资建议

由于长期电气化等因素以及短期夏季高温影响, 电力需求上升有望推进行业保持景气稳健。电力改革持续引导电力行业各板块地位更新, 盈利模式稳定性有望提升, 核电、火电等行业估值体系持续调整。另外, 政策推进各板块装机量不断提升, 业绩成长性显现。

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。

6.风险提示

（1）**经济增长及夏季气温不及预期**：经济增长不及预期可能会导致用电量下降，夏季气温不及预期可能会导致夏季降温用电量不及预期，从而可能对电力需求产生不利影响；

（2）**电力审批及建设超预期**：火电、水电等审批建设超预期或者光伏等装机速度超预期可能造成电力总装机量过多，从而导致电源利用小时数下降，从而降低电源侧收入；

（3）**电价下降超预期**：各电力电源有相应成本，电价下降超预期可能会对电力企业盈利能力造成不利影响；

（4）**电力政策实施进展不及预期**：电力政策进展减慢或者效果不及预期可能对绿电消纳、辅助服务等造成不利影响，影响各板块盈利能力提升预期，从而影响各电力估值体系不断重构；

（5）**夏季降水不及预期**：夏季主要水电路域降水不及预期可能会影响水电企业来水，从而对水电企业业绩造成不利影响。

一、评级说明

	评级	说明
市场指数评级	看多	未来 6 个月内沪深 300 指数上升幅度达到或超过 20%
	看平	未来 6 个月内沪深 300 指数波动幅度在-20%—20%之间
	看空	未来 6 个月内沪深 300 指数下跌幅度达到或超过 20%
行业指数评级	超配	未来 6 个月内行业指数相对强于沪深 300 指数达到或超过 10%
	标配	未来 6 个月内行业指数相对沪深 300 指数在-10%—10%之间
	低配	未来 6 个月内行业指数相对弱于沪深 300 指数达到或超过 10%
公司股票评级	买入	未来 6 个月内股价相对强于沪深 300 指数达到或超过 15%
	增持	未来 6 个月内股价相对强于沪深 300 指数在 5%—15%之间
	中性	未来 6 个月内股价相对沪深 300 指数在-5%—5%之间
	减持	未来 6 个月内股价相对弱于沪深 300 指数 5%—15%之间
	卖出	未来 6 个月内股价相对弱于沪深 300 指数达到或超过 15%

二、分析师声明:

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师,具备专业胜任能力,保证以专业严谨的研究方法和分析逻辑,采用合法合规的数据信息,审慎提出研究结论,独立、客观地出具本报告。

本报告中准确反映了署名分析师的个人研究观点和结论,不受任何第三方的授意或影响,其薪酬的任何组成部分无论是在过去、现在及将来,均与其在本报告中所表述的具体建议或观点无任何直接或间接的关系。

署名分析师本人及直系亲属与本报告中涉及的内容不存在任何利益关系。

三、免责声明:

本报告基于本公司研究所及研究人员认为合法合规的公开资料或实地调研的资料,但对这些信息的真实性、准确性和完整性不做任何保证。本报告仅反映研究人员个人出具本报告当时的分析和判断,并不代表东海证券股份有限公司,或任何其附属或联营公司的立场,本公司可能发表其他与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告。本报告可能因时间等因素的变化而变化从而导致与事实不完全一致,敬请关注本公司就同一主题所出具的相关后续研究报告及评论文章。在法律允许的情况下,本公司的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易,并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告仅供“东海证券股份有限公司”客户、员工及经本公司许可的机构与个人阅读和参考。在任何情况下,本报告中的信息和意见均不构成对任何机构和个人的投资建议,任何形式的保证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,本公司亦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。本公司客户如有任何疑问应当咨询独立财务顾问并独自进行投资判断。

本报告版权归“东海证券股份有限公司”所有,未经本公司书面授权,任何人不得对本报告进行任何形式的翻版、复制、刊登、发表或者引用。

四、资质声明:

东海证券股份有限公司是经中国证监会核准的合法证券经营机构,已经具备证券投资咨询业务资格。我们欢迎社会监督并提醒广大投资者,参与证券相关活动应当审慎选择具有相当资质的证券经营机构,注意防范非法证券活动。

上海 东海证券研究所

地址:上海市浦东新区东方路1928号 东海证券大厦
 网址: [Http://www.longone.com.cn](http://www.longone.com.cn)
 座机: (8621) 20333275
 手机: 18221959689
 传真: (8621) 50585608
 邮编: 200125

北京 东海证券研究所

地址:北京市西三环北路87号国际财经中心D座15F
 网址: [Http://www.longone.com.cn](http://www.longone.com.cn)
 座机: (8610) 59707105
 手机: 18221959689
 传真: (8610) 59707100
 邮编: 100089