



Research and
Development Center

清洁高效基荷电源，核能迎来快速发展机遇期

2024年9月24日

证券研究报告

行业研究

行业深度

公用事业行业

投资评级 看好

上次评级 看好

左前明 能源行业首席分析师
执业编号：S1500518070001
联系电话：010-83326712
邮箱：zuoqianming@cindasc.com

李春驰 电力公用联席首席分析师
执业编号：S1500522070001
联系电话：010-83326723
邮箱：lichunchi@cindasc.com

信达证券股份有限公司
CINDA SECURITIES CO., LTD
北京市西城区宣武门西大街甲127号金隅大厦B座
邮编：100031

清洁高效基荷电源，核能迎来快速发展机遇期

2024年9月24日

本期内容提要：

- ▶ **核电为稳定清洁的基荷电源，“双碳”政策下核电中长期成长空间大。**核电发电稳定性强且单位碳排放量低，是“双碳”背景下稳定清洁的基荷电源，与此同时，技术迭代提高机组安全性、设备国产化降低建造成本，为核电大规模发展提供可能。目前审核主流机型三代核电机组在安全性和使用寿命方面均有较大提升，正在发展的四代技术在安全性和燃料使用效率方面更有根本性突破。在此背景下，2021年我国核电发展政策由“安全高效”调整为“积极有序”，大力推动了核电机组的核准进程，2022、2023年每年核准的机组数量达到10台，2024年8月一次性核准11台核电机组，创近年新高。我们预计“十五五”核电开工建设有望进入高峰期。从中长期角度看，在“碳中和”情景下，预计到2030年我国核电装机量有望达到1.4亿千瓦，到2050年我国核电装机容量有望达到3.5亿千瓦，我国核电未来发展前景广阔。
- ▶ **装机增长确定&电量保障消纳&电价基本稳定，核电盈利有望稳健增长。**我国核电装机量已进入新一轮高速增长阶段，且增长的确定性强。据已核准项目，我们预计2024-2030年我国有望新增核电装机5357.5万千瓦，CAGR有望达到11%。其中，中国广核预计新增装机2058.4万千瓦，中国核电预计新增装机2064.1万千瓦。在装机量高速增长的同时，核电电量享受优先上网、保障消纳政策，利用小时数有保障，近5年核电平均利用小时数保持在7300小时以上。电价方面，非市场化部分“一厂一价”与标杆电价并行，近年来核电参与市场化交易占比显著提升，中国核电及中国广核市场化电量占比均已达50%左右，但由于超额收益回收机制等因素存在，大部分核电的市场化电量并非按照市场化交易电价结算，我们预计市场化电价波动对核电电价的影响有限。中长期来看，核电市场化交易规模有望继续扩大，当前核电电价大部分较燃煤基准价具备一定的安全边际，因此我们认为核电综合电价下行风险较小，有望维持基本稳定。
- ▶ **核电成本较低且相对稳定，代际间成本存在上升趋势，未来有进一步降本空间。**核电实际使用寿命长，利息、折旧期结束后利润有望进一步释放。从度电成本的角度来看，核电的度电成本在0.2元/千瓦时左右，在各种电源类型中处于较低水平。从成本构成角度看，核电的完全成本以固定资产折旧、财务费用、燃料及材料成本等为主。折旧与核电机组造价相关，过去几年国产化率提升带动二代核电机组装机成本显著下降。核电机组代际间成本呈上升趋势，代际更迭后首批机组造价明显提升，我国首批“华龙一号”三代机组造价约1.6万元/千瓦，较量产后的二代机组1.2万元/千瓦的造价提升约33%。随着三代核电标准化、批量化建设，其造价有望在维持安全指标前提下下降至1.3万元/千瓦左右。与之对应，我们测算三代机组的全投资IRR约8%，略低于二代机组10%左右的水平，未来随着三代机组造价的下降，其IRR有望提升。四代核电技术目前处于项目示范阶段，造价较高，四代高温气冷堆机组现阶段主要用于工业供汽，未来以热电联产为主要方向，经济性有望进一步提升。此外，由于核电的实际使用寿命远超折旧年限，核电机组利息偿还完毕、折旧计提完毕后净利润也有望进一步释放。
- ▶ **中国核电行业两大运营商：中国核电及中国广核。**1) **中国核电：核电+新能源双线布局，装机量成长空间大。**中国核电为中核集团下属主营核能和新能源发电的上市平台，截止2024H1公司核电控股装机2375万千瓦，新能源装机2237.04万千瓦。根据已核准装机情况，我们预计2024-2030年公司有望新增核电装机量2064.1万千瓦，占现有装机的87%，未来装机成长空间大。此外，2020年公司收购中核汇能后，新能源装机量的高增长也为公司业绩增长提供动能，公司预计到“十四五”末，新能源装机将达到

3000 万千瓦，2024-2025 年公司有望新增新能源装机量 1000 万千瓦以上。

2) 中国广核：目前国内在运装机规模最大的核电运营商，兼具分红及成长性。中国广核背靠中广核集团，截至 2024H1 公司在运核电装机数量达到 28 台，装机容量 3175.6 万千瓦。2024 年 8 月一次性获批 6 台机组，装机量合计 734.8 万千瓦。截至 2024H1 公司控股在建及核准待开工机组 16 台（含中广核集团委托管理的 8 台机组），装机容量合计 1940.4 万千瓦，有望在 2030 年之前建成投产，公司核电装机量具备较高成长性。与此同时，2019 年以来公司的股利支付率维持在 40% 以上并逐年提升，2023 年公司每股分红 0.094 元，股利支付率为 44.3%，对应 2023 年 12 月 31 日的股息率 3.0%，股息率在同业中较高。

- **投资建议：**核能发电兼具稳定及清洁的特质，“双碳”政策推动下核电中长期成长空间广阔。收入方面，核电电量保障性收购叠加电价相对稳定，核电公司的业绩主要由装机量增长驱动，2024-2030 年我国有望新增核电装机超 5000 万千瓦，CAGR 有望达 11%，“十五五”核电核准及开工有望进入高峰期，中长期具备较高成长性。成本方面，核电成本以折旧为主且燃料大部分锁定长协，成本稳定且具竞争优势。代际更迭短期内核电成本或呈上升趋势，后续随着标准化、批量化建设成本有望下降。我们测算标杆电价下三代机组 IRR 略低于二代机组，随着造价下降其 IRR 具备上升空间。此外，核电利息偿还完毕、折旧计提结束后净利润有望进一步释放。我们看好经营稳健，现金流优质，分红稳中有升，中长期具备较高成长性的核电运营商。**相关标的：中国核电，中国广核。**
- **风险因素：**双碳形势与政策发生调整；核电项目审批节奏不及预期；核电代际成本提升超预期；核电站建设进展不及预期或检修时间超预期；核电电价政策出现调整；国际铀价大幅上涨风险。

目录

一、政策东风推动核电建设，“双碳”目标下未来成长空间大	6
1.1 核电为稳定清洁的基荷电源，发展核电是实现“双碳”目标的必要选择	6
1.2 政策推动核电审批节奏加快，“十五五”核电新增装机进入高峰期	8
二、电价基本稳定且消纳优先保障，装机增长驱动核电盈利稳中有升	11
2.1 核电装机进入较高增长期，优先消纳政策下利用小时数有保障	12
2.2 核电电价相对稳定，市场化电价对核电影响有限	15
三、核电成本较低且相对稳定，利息、折旧结束后利润有望进一步释放	19
3.1 核电成本较低且相对稳定，三代机组造价有望下降	19
3.2 核电利息、折旧结束后净利润有望进一步释放，三代机组 IRR 具备上升空间	22
四、主要核电上市公司：中国核电（A）、中国广核（A+H）	26
4.1 中国核电：核电+新能源双线布局，装机量成长空间大	26
4.2 中国广核：国内在运装机规模最大的核电运营商，兼具分红及成长性	33
五、投资建议	38
风险因素	38

表目录

表 1：我国关于“双碳”目标的部分表述	6
表 2：我国关于能耗双控政策考核内容的演变	7
表 3：第一代至第四代核电技术特点及代表机型	8
表 4：我国核电发展政策梳理	9
表 5：我国核电保障性消纳政策	14
表 6：核电电价政策梳理	15
表 7：2023 年中国核电及中国广核核电机组上网电价及市场化电量电价情况	18
表 8：二代机组及三代机组 IRR 测算核心假设	23
表 9：三代机组资本金 IRR 对于电价、单位造价的敏感性分析	25
表 10：中国核电重要控股子公司持股比例及 2023 年净利润情况	27
表 11：中国核电中长期发展目标	28
表 12：中国核电控股在建及核准机组情况（截至 2024H1）	31
表 13：中国广核在建及核准机组情况（截至 2024H1）	36

图目录

图 1：各电源生命周期的温室气体排放量（克/千瓦时）	7
图 2：2015-2023 年我国各电源年平均利用小时数情况（小时）	7
图 3：2008-2024M1-8 年我国核准核电台数（台）	9
图 4：2000-2023 年我国核电投运装机量（万千瓦）	9
图 5：三种情景下我国中长期核电装机容量预测（万千瓦）	10
图 6：2010-2023 年我国发电量结构及核电占比（亿千瓦时）	11
图 7：2023 年各国核电发电量在总发电量中的占比	11
图 8：2023 年全国在运核电机组装机容量情况	11
图 9：核电商业模式示意图	12
图 10：2019-2030E 我国核电装机量预测（万千瓦）	13
图 11：2024E-2030E 中国核电新增核电装机量（万千瓦）	13
图 12：2024E-2030E 中国广核新增核电装机量（万千瓦）	13
图 13：2014-2023 年我国核电平均利用小时数	14
图 14：我国核电机组分布情况（截至 2022 年 12 月 22 日）	15
图 15：2017-2023 年中国核电市场化电量及占比（亿千瓦时）	16
图 16：2018-2023 年中国广核市场化电量及占比（亿千瓦时）	16
图 17：2018-2023 年中国广核电力业务营业成本拆分（%）	19
图 18：核电项目完全成本结构	19
图 19：2023 年中国核电与中国广核度电成本构成对比（元/千瓦时）	20
图 20：2023 年各种电源类型度电成本对比（元/千瓦时）	20
图 21：不同国产化率机组单位投资（单位：元/kW）	20
图 22：国内在建代表机型工程建成价（元/kW）	20
图 23：二代至四代核电机组首批及批量建设后预期造价情况（万元/千瓦）	21
图 24：“华龙一号”机型工程造价明细（元/千瓦）	21
图 25：2017-2024 年全球现货铀价（美元/公吨）	22
图 26：2017-2023 年中国核电度电燃料成本（元/千瓦时）	22
图 27：二代核电项目运营全周期净利润及净现金流示意图（亿元）	24

图 28: 三代核电项目运营全周期净利润及净现金流示意图 (亿元)	24
图 29: 二代机组及三代机组全投资 IRR、资本金 IRR 对比	24
图 30: 核能供热示意图	26
图 31: 中国核电股权结构 (截至 2024H1)	26
图 32: 中国核电电力装机结构及机组投产情况 (万千瓦)	27
图 33: 2015-2024H1 中国核电公司营收结构及增速 (亿元)	28
图 34: 2015-2024H1 中国核电毛利结构及增速 (亿元)	28
图 35: 2015-2024H1 中国核电扣非归母净利润及增速 (亿元)	28
图 36: 2015-2024H1 中国核电毛利率和净利率	29
图 37: 2015-2024H1 中国核电分部业务毛利率	29
图 38: 2015-2024H1 中国核电资产负债率	29
图 39: 2015-2024H1 中国核电加权 ROA、ROE 水平	29
图 40: 2015-2024H1 公司现金流情况 (亿元)	30
图 41: 2015-2023 年公司股利支付总额、股利支付率及股息率 (亿元)	30
图 42: 2015-2030E 公司核电装机容量变化 (万千瓦)	30
图 43: 2015-2023 年公司核电年平均利用小时数	31
图 44: 2015-2024H1 公司核电发电量及增速	31
图 45: 2018-2025E 公司新能源在运装机容量 (万千瓦)	32
图 46: 2020-2024H1 公司新能源在建装机容量 (万千瓦)	32
图 47: 2015-2023 年公司风电光伏平均利用小时数	33
图 48: 2019-2024H1 公司新能源板块发电量 (亿千瓦时)	33
图 49: 中国广核股权结构 (截至 2024 年 6 月 30 日)	33
图 50: 2015-2024H1 中国广核营收结构及增速 (亿元)	34
图 51: 2015-2024H1 中国广核毛利结构及增速 (亿元)	34
图 52: 2015-2024H1 中国广核分业务毛利率	34
图 53: 2015-2024H1 中国广核归母净利润及增速 (亿元)	34
图 54: 2019-2024H1 中国广核 ROA 及 ROE	35
图 55: 2019-2024H1 中国广核资产负债率	35
图 56: 2015-2024H1 中国广核现金流量情况 (亿元)	35
图 57: 2019-2023 年中国广核分红情况 (元/股)	35
图 58: 2018-2024E 台山 1 号机组发电量 (亿千瓦时)	36
图 59: 2019-2023 年台山核电净利润 (亿元)	36
图 60: 2016-2030E 中国广核在运核电装机容量 (万千瓦)	36
图 61: 2018-2023 中国广核核电年平均利用小时数 (小时)	37
图 62: 2018-2024H1 中国广核核电发电量及增速 (亿千瓦时)	37

一、政策东风推动核电建设，“双碳”目标下未来成长空间大

1.1 核电为稳定清洁的基荷电源，发展核电是实现“双碳”目标的必要选择

我国坚定稳步推进“双碳”工作，能源领域为降碳主战场。2020年9月中国明确提出2030年“碳达峰”、2060年“碳中和”的目标。2021年国务院发布《2030年前碳达峰行动方案》，要求到2025年，非化石能源消费比重达到20%左右，单位国内生产总值二氧化碳排放比2020年下降18%；到2030年，非化石能源消费比重达到25%左右，单位国内生产总值二氧化碳排放比2005年下降65%以上。此后我国一直致力于积极稳妥推进节能降碳工作，2024年5月发布的《2024—2025年节能降碳行动方案》进一步强调要**加大节能降碳工作推进力度，尽最大努力完成“十四五”节能降碳约束性指标，为实现碳达峰碳中和目标奠定坚实基础。**

表 1: 我国关于“双碳”目标的部分表述

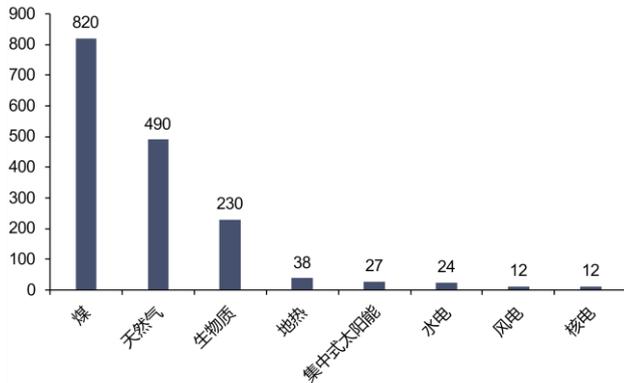
时间	发布部门/会议	名称	相关内容
2020年9月30日	联合国生物多样性峰会	习近平在联合国生物多样性峰会上的讲话	中国将秉持人类命运共同体理念，继续作出艰苦卓绝努力，提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施， 二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和
2020年12月19日	中央经济工作会议	习近平中央经济会议上的重要讲话	抓紧制定2030年前碳排放达峰行动方案，支持有条件的地方率先达峰。 要加快调整优化产业结构、能源结构， 推动煤炭消费尽早达峰 ，大力发展新能源，加快建设全国用能权、碳排放权交易市场，完善能源消费双控制度。要继续打好污染防治攻坚战，实现减污降碳协同效应
2021年7月30日	中共中央政治局会议	中共中央政治局召开会议分析研究当前经济形势和经济工作	要统筹有序做好碳达峰、碳中和工作，尽快出台2030年前碳达峰行动方案，坚持全国一盘棋， 纠正运动式“减碳”，先立后破，坚决遏制“两高”项目盲目发展。
2021年10月26日	国务院	《2030年前碳达峰行动方案》	稳妥有序、安全降碳原则推进碳达峰行动； 到2025年，非化石能源消费比重达到20%左右，单位国内生产总值能源消耗比2020年下降13.5%，单位国内生产总值二氧化碳排放比2020年下降18%，为实现碳达峰奠定坚实基础。到2030年，非化石能源消费比重达到25%左右，单位国内生产总值二氧化碳排放比2005年下降65%以上，顺利实现2030年前碳达峰目标。
2022年1月7日	发改委环资司	国家发展改革委环资司召开专题会议研究碳达峰碳中和工作	碳达峰碳中和是一场经济社会系统性变革，是一项复杂工程和长期任务，不可能一蹴而就、毕其功于一役。 要处理好发展和减排、降碳和安全、破和立、整体和局部、短期和中长期、政府和市场等多方面多维度关系，统筹有序推进碳达峰碳中和工作， 既不能搞“碳冲锋”，又不能搞运动式“减碳”。
2022年10月16日	二十大	高举中国特色社会主义伟大旗帜为全面建设社会主义现代化国家而团结奋斗——在中国共产党第二十次全国代表大会上的报告	积极稳妥推进碳达峰碳中和。 实现碳达峰碳中和是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革。立足我国能源资源禀赋， 坚持先立后破，有计划分步骤实施碳达峰行动。
2024年3月12日	十四届全国人民代表大会第二次会议	政府工作报告	积极稳妥推进碳达峰碳中和。 扎实开展“碳达峰十大行动”。提升碳排放统计核算核查能力，建立碳足迹管理体系，扩大全国碳市场行业覆盖范围。深入推进能源革命，控制化石能源消费，加快建设新型能源体系。
2024年5月29日	国务院	《2024—2025年节能降碳行动方案》	加大节能降碳工作推进力度，采取务实管用措施，尽最大努力完成“十四五”节能降碳约束性指标。 完善能源消耗总量和强度调控，重点控制化石能源消费，强化碳排放强度管理，分领域分行业实施节能降碳专项行动，更高水平更高质量做好节能降碳工作，更好发挥节能降碳的经济效益、社会效益和生态效益，为实现碳达峰碳中和目标奠定坚实基础。

资料来源：新华网，中国政府网，商务部，新华社，中国法院网，国家发改委，信达证券研发中心

核能发电稳定性强且单位碳排放量低，是“双碳”背景下稳定清洁的基荷电源。核能发电是利用核裂变反应放出的核能进行发电的技术，燃烧后除乏燃料没有其他产物，核能发电的全生命周期温室气体（二氧化碳）排放量为12克/千瓦时，远低于煤电、气电，甚至低

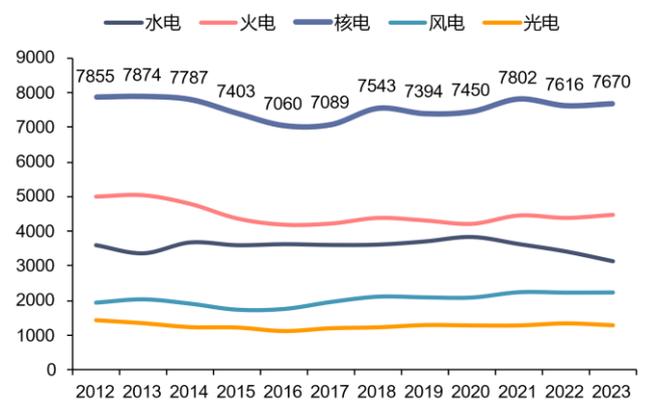
于同属清洁能源的光伏发电和水电，是十分优质清洁的能源。此外，核电发电不受季节等因素影响，除定期大修之外，基本处于满发状态，发电量高且稳定，我国近 10 年核电平均利用小时数在 7000-7900 小时之间，近 5 年保持在 7300 小时以上，远高于其他电源类型。在推进能源绿色化低碳化转型的背景下，核电的低碳、稳定、高效的特点决定了它是当前乃至未来一段时间内有望规模替代化石能源的低碳基荷电源，未来发展前景广阔。

图 1: 各电源生命周期的温室气体排放量 (克/千瓦时)



资料来源: WNA, 信达证券研发中心

图 2: 2015-2023 年我国各电源年平均利用小时数情况 (小时)



资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

政策首提核电不再纳入能耗双控，稳固核电“双碳”基荷电源的地位。此前的节能减排相关政策仅提出新增可再生能源不纳入能源消耗总量和强度调控。2024 年 2 月，国家发改委发布《关于加强绿色电力证书与节能降碳政策衔接 大力促进非化石能源消费的通知》，首次提出核电也不纳入能源消耗总量和强度调控。2024 年 6 月发布的《2024-2025 年节能降碳行动方案》再次强调落实原料用能和非化石能源不纳入能源消耗总量和强度调控等政策。这表明国家已经开始探索核能的绿色低碳属性和价值，有利于稳固核电低碳基荷电源的地位。

表 2: 我国关于能耗双控政策考核内容的演变

发布部门	发布时间	政策名称	相关内容
国务院	2022 年 1 月	《“十四五”节能减排综合工作方案》	各地区“十四五”时期新增可再生能源电力消费量不纳入地方能源消费总量考核。原料用能不纳入全国及地方能耗双控考核。
国家发改委	2022 年 11 月	《关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制有关工作的通知》	根据我国可再生能源发展情况，明确现阶段不纳入能源消费总量的可再生能源，主要包括风电、太阳能发电、水电、生物质发电、地热能发电等可再生能源。随着技术进步和发展，其他可准确计量的可再生能源类型将逐步动态纳入。
国家发改委	2024 年 1 月	《关于加强绿色电力证书与节能降碳政策衔接大力促进非化石能源消费的通知》	突出重点控制化石能源消费导向，非化石能源不纳入能源消耗总量和强度调控。在“十四五”省级人民政府节能目标责任评价考核中，将可再生能源、核电等非化石能源消费量从各地区能源消费总量中扣除，据此核算各地区能耗强度降低指标。
国务院	2024 年 6 月	《2024—2025 年节能降碳行动方案》	落实原料用能和非化石能源不纳入能源消耗总量和强度调控等政策，细化分解各地区和重点领域、重点行业节能降碳目标任务。

资料来源: 中国政府网, 国家发改委, 信达证券研发中心

技术迭代提高机组安全性、设备国产化降低建造成本，为核电大规模发展提供可能。通过全面加强核电自主创新，我国核电技术水平显著提升，率先实现核电技术由二代向三代的跨越，同时四代技术也开始取得重大进展。我国三代核电机组为 2019 年后新核准的主流机型，相比二代机组有更高的安全性及更长的使用寿命，其堆芯熔化概率和大规模放射性物

质释放概率分别为 10^{-7} 和 10^{-8} 量级，比二代核电低 100 倍，且机组的反应堆设计寿命也由 40 年提升至 60 年。此外，目前我国已有高温气冷堆、快堆等先进的四代技术，核电机组安全性继续提高，并具备核能综合应用、大幅提高铀资源利用率等优势。此外，造价方面，我国自主研发的三代机组“华龙一号”单位千瓦造价目前相较于同为三代机型的 AP1000（美国）和 EPR（法国）要低 10%-18%。与二代加机型相比，“华龙一号”的单位千瓦造价成本高约 30%，但其安全性更高、运行寿命更长、且利用效率更高，且“华龙一号”还有望通过缩短建设工期及规模化效应等进一步降低单位造价成本。

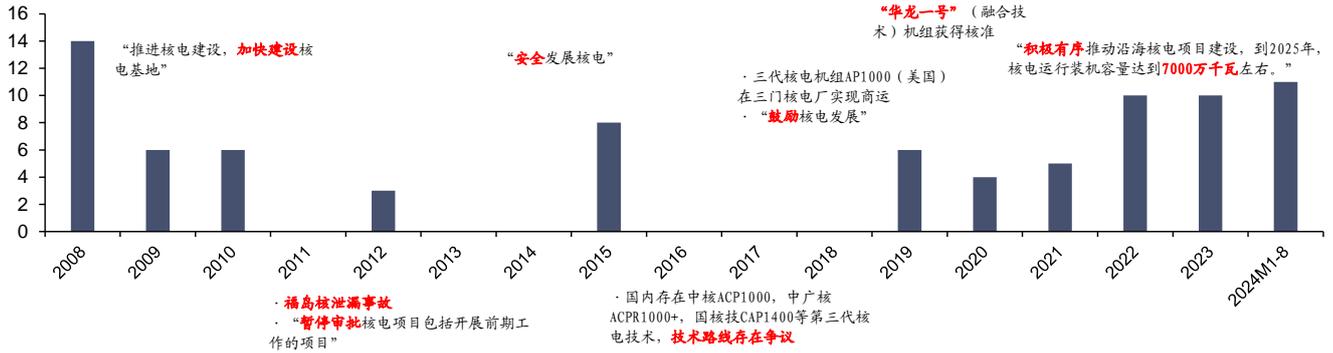
表 3: 第一代至第四代核电技术特点及代表机型

技术	时间	特点	核电机型/堆型
第一代核电技术	20 世纪 50~60 年代	基于军用核反应堆技术开发的原型堆和动力堆，使用天然铀燃料和石墨慢化剂，设计比较粗糙，结构松散，尽管机组发电容量不大，一般在 30 万千瓦之内，但体积较大；设计中没有系统、规范、科学的安全标准作为指导和准则，因而存在许多安全隐患；发电成本较高。	早期建造的“美诺克斯”天然铀石墨气冷堆，轻水冷却石墨慢化堆，压水堆和沸水堆
第二代核电技术	20 世纪 70~90 年代	按照比较完备的核安全法规和标准以及确定论的方法考虑设计基准事故的要求而设计的，目前全世界范围正在运行的绝大部分商用核电站均采用第二代核电技术。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。	压水堆（PWR、System80、P4、M310），沸水堆（BWR）、轻水堆（VVER），重水堆（CANDU）等
第三代核电技术	20 世纪 90 年代至今	在第二代核电技术设计和运行经验反馈的基础上，结合技术工业的发展，提出新的安全理念、安全方法和安全要求，开发了一批具有更高安全性、更好经济性的第三代核电技术堆型。满足 URD（美国核电用户要求）和 EUR（欧洲核电用户要求），其堆芯熔化概率和大规模放射性物质释放概率分别为 10^{-7} 和 10^{-8} 量级，反应堆寿命约 60 年。	AP1000、EPR、ABWR、APR1400、AES2006、ESBWR、CAP1400、华龙一号、国和一号、玲龙一号
第四代核电技术	21 世纪	2000 年，美国首次提出了第四代反应堆计划，即规划在 2030 年左右投入市场的新一代核能系统。在经济性、安全性、核废物处理和防止核扩散方面有重大的进展，将成为未来核能复兴的主要技术。	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）

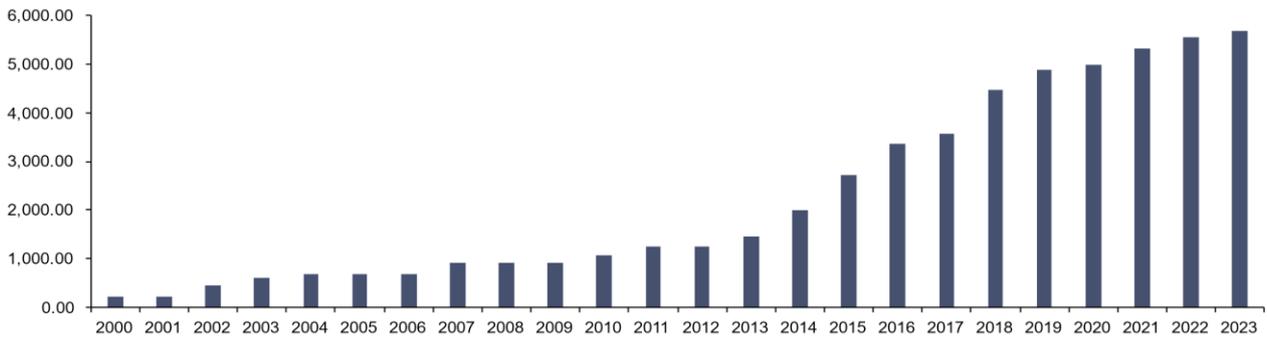
资料来源：中国核电公司公告，中国核电网，北极星核电网，国家能源局，核电周刊，信达证券研发中心

1.2 政策推动核电审批节奏加快，“十五五”核电新增装机进入高峰期

2021 年以来政策提出“积极有序”导向，我国核电审批节奏加快，行业重回快速发展机遇期。我国核电行业起步于 20 世纪 90 年代，政策主张“适度发展核电”；21 世纪初，中国经济快速发展下电力需求不断攀升，政策调整为“积极推进”，我国核电行业进入快速发展阶段，2008 年核准核电机组 14 台，2009、2010 年分别核准 6 台，对应 2013 年至 2018 年核电装机量 CAGR 达到 25%；2011 年日本由大地震和海啸引发福岛核事故，我国暂停审批核电项目，2012 年将核电政策调整为“在确保安全的基础上高效发展核电”，2011-2014 年核电审批几乎陷入停滞。2015 年核电审批短暂重启，又因三代核电技术路线争议及安全性验证问题，叠加电力供需格局宽松的大背景，2016-2018 年我国核电进入三年“零核准”时期。2011 年至 2018 年核电审批受到重重阻碍，合计仅核准 11 台机组，对应“十三五”、“十四五”期间核电装机增长缓慢。2019 年我国自主研发的“华龙一号”三代机组获核准，核电核准稳步恢复，2019-2021 年保持每年 4-6 台的核准节奏。随着我国电力供需关系趋紧，叠加“双碳”政策的推动，2021 年“十四五”规划要求“积极有序推动沿海核电项目建设”，核电核准开工进入高峰期，2022、2023 年每年核准的机组数量达到 10 台，2024 年 8 月一次性核准 11 台。截止 2023 年，我国核电装机投运规模达到 5703 万千瓦，根据目前核电机组在建及规划规模，我们预计 2024-2025 年核电装机增量有望达到 601.3 万千瓦，“十五五”期间新增装机量有望达到 4756.2 万千瓦，投运装机和核电发电量未来增长空间较大。

图 3: 2008-2024M1-8 年我国核准核电台数 (台)


资料来源: 立鼎产业研究院, 财新网, 澎湃新闻, 中国核工业, 信达证券研发中心

图 4: 2000-2023 年我国核电投运装机容量 (万千瓦)


资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

表 4: 我国核电发展政策梳理

时间	会议/文件	主要内容
1989 年 11 月	《国民经济和社会发展第八个五年计划纲要 (1991-1995)》	适当发展核电
1996 年 3 月	《国民经济和社会发展“九五”计划和 2010 年远景目标纲要》	适当发展核电
2001 年 1 月	《电力工业“十五”规划》	适度发展核电
2007 年 4 月	《能源发展“十一五”规划 (2006-2010 年)》	推进核电建设, 加快建设核电基地, 积极支持高温气冷堆核电示范工程
2011 年 3 月	国务院常务会议	严格审批新上核电项目, 要求对国内已运行及在建核电项目进行全面安全检查, 抓紧编制核安全规划, 调整完善核电发展中长期规划, 核安全规划批准前, 暂停审批核电项目包括开展前期工作的项目。
2012 年 10 月	《核电安全规划 (2011-2020 年)》	当前和今后一个时期的核电建设: (一) 稳妥恢复正常建设, (二) 科学布局项目, (三) 提高准入门槛
2013 年 1 月	《能源发展“十二五”规划 (2011-2015 年)》	安全高效发展核电, 稳步有序推进核电建设, 对新建厂址进行全面复核, “十二五”时期只安排沿海厂址
2014 年 1 月	《2014 年能源工作指导意见》	适时启动核电重点项目审批
2014 年 6 月	《能源发展战略行动计划 (2014-2020 年)》	安全发展核电, 适时在东部沿海地区启动核电项目建设; 到 2020 年, 核电装机容量达到 5800 万千瓦, 在建容量达到 3000 万千瓦以上。
2016 年 11 月	《电力发展“十三五”规划 (2016-2020 年)》	安全发展核电, 加大自主核电示范工程建设力度, 加快推进沿海核电建设
2018 年 2 月	《2018 年能源工作指导意见》	稳妥推进核电发展, 促进核电多发满发, 加快推进小型堆重大专项立项工作, 积极推动核能综合利用
2018 年 6 月	《关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》	加快发展清洁能源和新能源, 安全高效发展核电
2018 年 9 月	《中华人民共和国原子能法 (征求意见稿)》	鼓励核电发展, 对核电实行保障性消纳政策
2019 年 6 月	《全面放开经营性电力用户发用电计划》	核电机组发电量纳入优先发电计划, 按照优先发电优先购电计划管理有关工作要求做好保障消纳工作
2021 年 3 月	《“十四五”规划和 2035 远景目标》	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; 到 2025 年, 核电运行装机容量达到 7000 万千瓦左右。

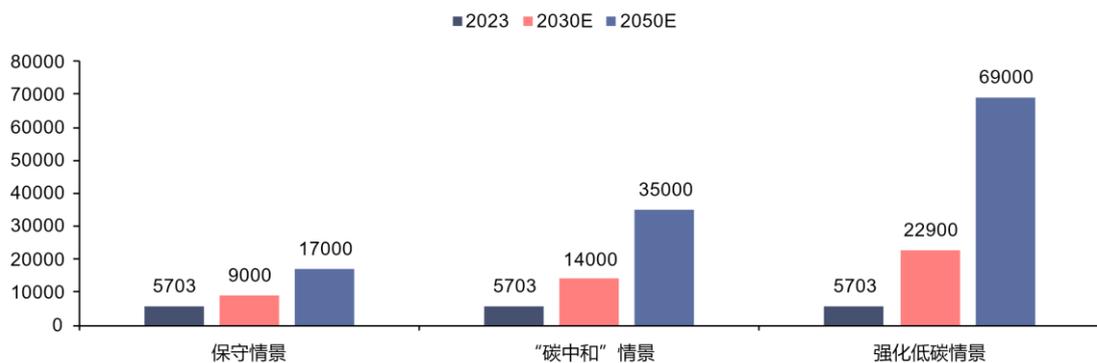
资料来源: 前瞻产业研究院, 国家能源局, 国家发改委, 中国政府网, 郑州轻工业大学, 信达证券研发中心

从中长期角度来看，在“双碳”背景下，调整电力系统结构、加大低碳清洁能源的占比是必经之路，核电的低碳和稳定属性，是作为基荷能源的最佳选择。中国原子能科学研究所的李萍等人在《“碳中和”目标下中国核电发展》（2023年）中分保守情景、“碳中和”情景以及强化低碳情景，对我国中长期核电装机容量规模进行预测：**在保守情景下，按照目前的在建装机规模，预计到2030年我国核电装机量有望达到9000万千瓦；到2050年我国核电装机量有望达到1.7亿千瓦。在“碳中和”情景下，预计到2030年我国核电装机量有望达到1.4亿千瓦；到2050年我国核电装机量有望达到3.5亿千瓦。**

按照目前的选址条件和规范，在沿海地区的厂址建设百万千瓦级的核电站，极限总规模约为2亿千瓦，基本可满足保守情景下2050年我国核电装机规模；然而，在“碳中和”情景下，2亿千瓦的沿海核电厂址规模仅能满足中期核电装机容量，远不能满足2050年的核电装机容量，长期来看核电向内陆发展或成必然趋势。

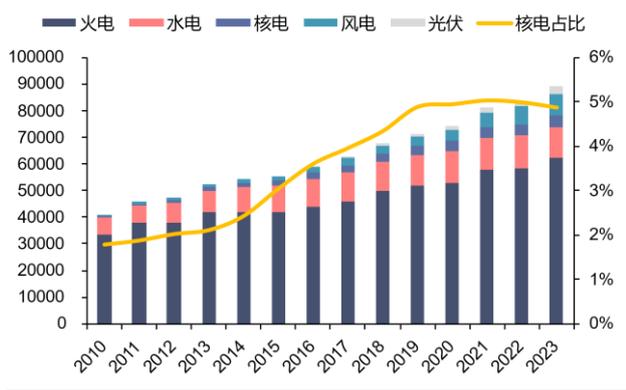
事实上，国际上并不区分沿海和内陆核电，法国和美国的核电站有一半以上都在内陆。**从成本角度来看**，内陆核电和沿海核电有着同样高的安全性和技术标准，不会因为地理位置的不同而导致的或安全标准上的额外成本。**从安全性和推广进程来看**，我国核电技术发展到第三代，在安全性方面已有突破性的提升，第四代高温气冷堆技术正在发展，因其具备固有安全性的特征，届时有望大幅降低公众安全顾虑，推动内陆核电的发展进程。中国工程院院士舒印彪预计，我国中部地区核电项目有望于2030年前后适时启动。

图 5：三种情景下我国中长期核电装机容量预测（万千瓦）

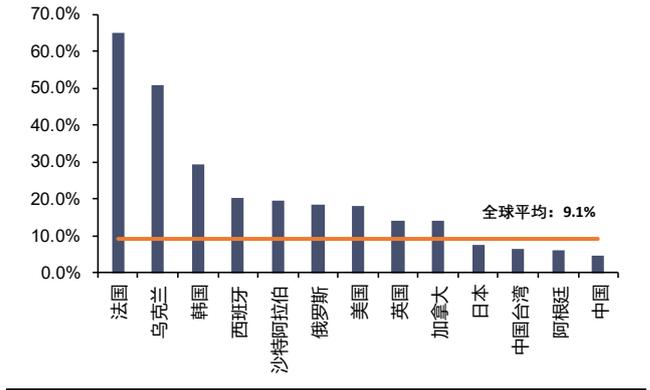


资料来源：李萍等《“碳中和”目标下中国核电发展》，信达证券研发中心

我国核电在总发电量中占比低于全球平均水平，未来增长空间大。我国核电发电量及占总发电量的比重呈上升态势，但目前占比仍然较低，2023年我国核电发电量4333亿千瓦时，占总发电量的比重仅为4.9%。2023年全球平均核电发电量占比为9.1%，排名前三的法国、乌克兰、韩国核电发电量占比分别为65.1%、50.7%、29.2%，而中国仅位列第13。随着“双碳”政策的持续推进，未来核电发电量占比还有较大的增长空间。

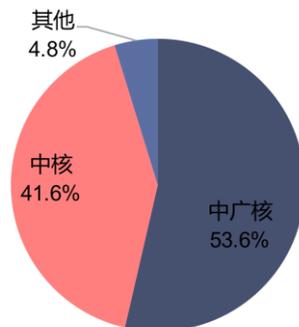
图 6：2010-2023 年我国发电量结构及核电占比（亿千瓦时）


资料来源：iFinD，信达证券研发中心

图 7：2023 年各国核电发电量在总发电量中的占比


资料来源：EI，信达证券研发中心

我国核电行业形成双寡头的竞争格局，绝大部分核电项目由中核及中广核集团运营。核电运营牌照是企业发展核电的必要条件，我国对于核电牌照的发放十分审慎，至今只有中核集团、中广核集团、国家电投集团和华能集团 4 家具备核电运营资质。目前我国大陆在运的核电项目中绝大部分都由中核集团和中广核集团运营，截至 2023 年底，中国在运核电机组 55 台，总装机容量 5703.13 万千瓦，其中中广核集团在运装机容量 3056 万千瓦，占比 53.6%，中核集团在运装机容量 2375 万千瓦，占比 41.6%，二者共占全国核电总装机量的 95.2%。其中，中国广核及中国核电上市公司核电控股装机容量分别为 2385.4 万千瓦，2375 万千瓦。另外，除四大拥有核电牌照的公司外，其他主体可通过参股方式参与核电项目，如皖能电力参股核电泰山联营公司（2%），福能股份参股宁德核电（10%）、宁德二核（10%）、中核霞浦（20%）等 5 个核电项目。

图 8：2023 年全国在运核电机组装机容量情况


资料来源：中国核能行业协会，中国核电公司公告，中国广核公司公告，信达证券研发中心

二、电价基本稳定且消纳优先保障，装机增长驱动核电盈利稳中有升

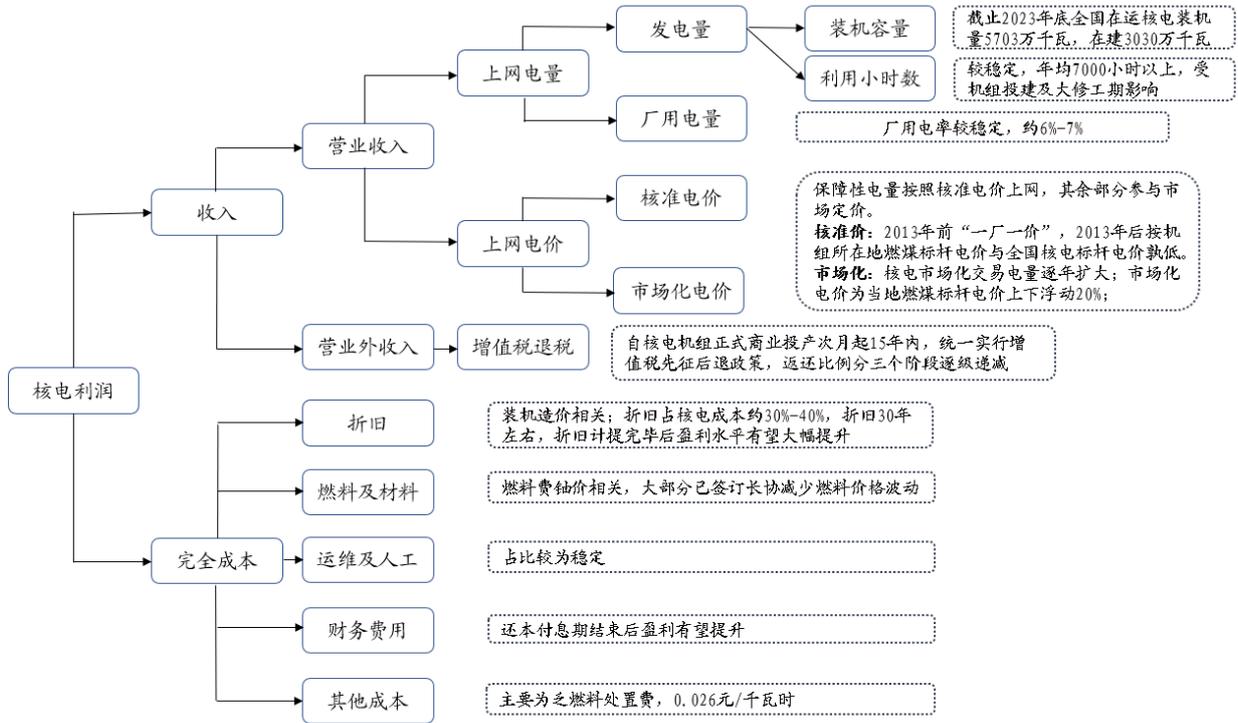
从核电的商业模式来看，收入端的影响因素主要为上网电量和上网电价，其中上网电量 = 装机容量 * 利用小时数 * (1 - 厂用电率)，此外还包含增值税退税等营业外收入。影响核电收入的最主要的因素为装机容量、利用小时数及电价。其中核电有优先上网、保障消纳政策，除大小修外，核电机组基本处于满发状态，因此利用小时数相对稳定；电价方面，计划内电价较稳定，市场化电价根据当年交易情况略有一定幅度的波动。

 请阅读最后一页免责声明及信息披露 <http://www.cindasc.com> 11

整体来看核电收入的增长主要靠装机量的提升驱动。

核电完全成本主要包含折旧、燃料、运维及人工、财务费用及其他成本，其中占比较大的为折旧、燃料以及财务费用。折旧主要与核电机组的造价相关，三代机组造成本整体较二代机组高，但批量化生产后有下降趋势；燃料费用为采购铀的成本，大部分签订长协或配套铀矿，因此现货铀价格的波动对燃料成本的影响较小。此外，财务费用偿还完毕、折旧计提完毕后核电项目的盈利有望大幅提升。

图 9：核电商业模式示意图



资料来源：iFinD，人民日报海外版，国家发改委，国家能源局，每日经济新闻，证券之星，信达证券研发中心

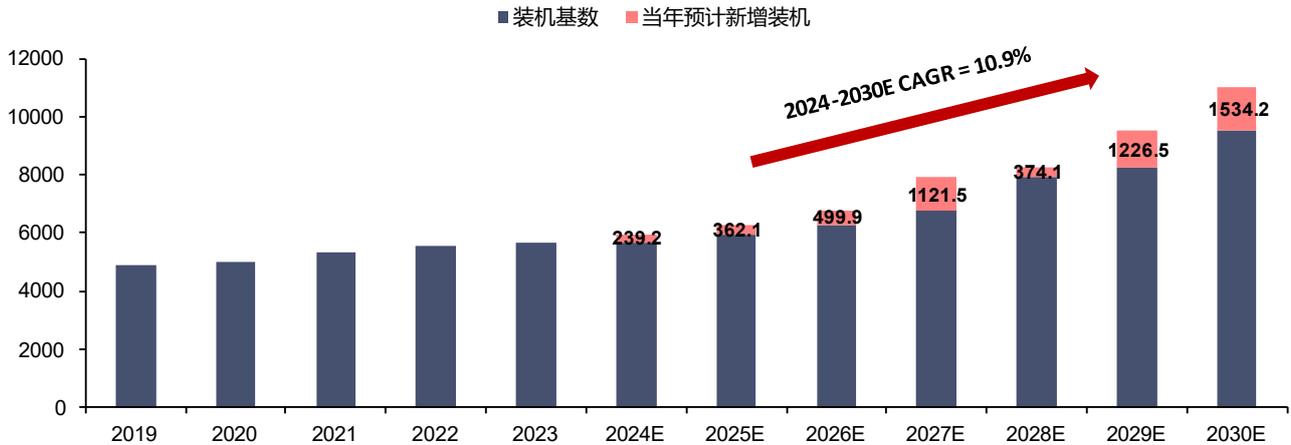
2.1 核电装机进入较高增长期，优先消纳政策下利用小时数有保障

我国核电装机量进入新一轮高增长阶段，且增长的确定性强。核电经历几十年的发展，在安全性、经济性等方面的表现日益提升，目前决定核电装机量增长的关键因素在于核准规模。获准后的核电机组在取得国家核安全局颁发的《核电厂建造许可证》后，即可开始建设，通常建设期为5年左右，因此已核准核电装机落地具有较高确定性。截至2023年底，我国核电装机容量5691万千瓦，根据我国当前核电在建及核准情况，我们预计2024年全国有望新增核电装机239.2万千瓦，分别为中国核电的漳州一期1号机组以及中国广核的防城港4号机组（已于2024年5月投产）；2025年全国有望新增核电装机362.1万千瓦，分别为中国核电的漳州一期2号机组、中国广核的惠州1号机组及华能集团的昌江核电3号机组。2024-2025年我国有望新增核电装机601.3万千瓦，2023-2025年CAGR有望达到5.2%。2026-2030年我国有望新增核电装机4756.2万千瓦，2025-2030年CAGR有望达到11.9%。

具体公司来看，中国核电未来几年新增装机量较大。2024-2030年中国核电有望新增核电装机2061.1万千瓦，较2023年增长87%，2023-2025年中国核电核电装机CAGR有望达5%，2025-2030年中国核电装机CAGR有望达11.1%。2024-2030年中国广核有望新增核电装机

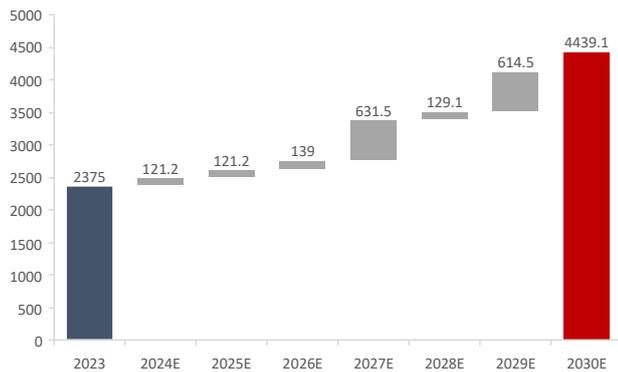
2058.4万千瓦，较2023年增长67.4%，2023-2025年中国广核核电装机CAGR有望达3.8%，2025-2029年中国广核核电装机CAGR有望达9.2%。

图 10：2019-2030E 我国核电装机量预测（万千瓦）



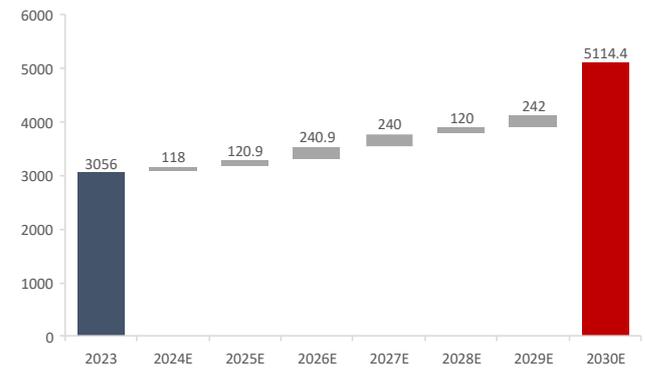
资料来源：iFinD，中国核电公司公告，中国广核公司公告，金融界，环球网，山东省能源局，界面新闻，大小新闻，新京报，闪电新闻，YMG 全媒体，国家电投，信达证券研发中心 注：假设2024年新核准机组均于2030年投产

图 11：2024E-2030E 中国核电新增核电装机量（万千瓦）



资料来源：中国核电公司公告，信达证券研发中心 注：假设2024年新核准机组均于2030年投产

图 12：2024E-2030E 中国广核新增核电装机量（万千瓦）

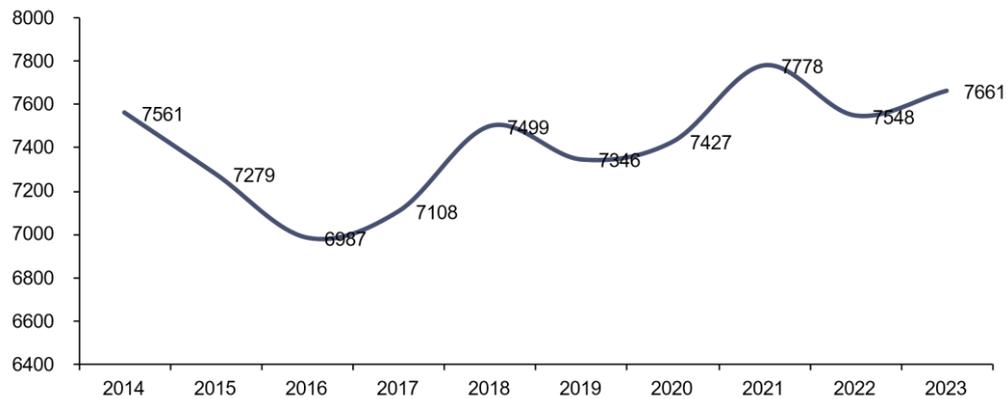


资料来源：中国广核公司公告，金融界，信达证券研发中心 注：2023年装机量为公司在运装机量，含合营企业；假设2024年新核准机组均于2030年投产

核电电量优先上网、保障消纳，利用小时数有保障。2016-2017年，我国电力供需形势整体偏宽松，核电利用小时数下滑明显。为保障核电运行的稳定、安全，2017年国家发展改革委、国家能源局发布《保障核电安全消纳暂行办法》，明确核电应遵循“**确保安全、优先上网、保障电量、平衡利益**”的基本原则，对核电优先发电权计划做出详细规定：1) 电力供求平衡的地区，核电机组应按发电能力满发运行来安排年度计划电量；2) 在电力过剩地区，应按照上一年当地发电平均利用小时数的一定倍数确定核电机组保障利用小时数；3) 保障外的发电量，则鼓励通过电力直接交易等市场化方式促进消纳。**政策施行后核电消纳水平得到明显改善，2018年后核电利用小时数显著提升。**此外，2018年《清洁能源消纳行动计划（2018-2020年）》提出，到2018年全国大部分核电要实现安全保障性消纳，2019年全国核电基本实现安全保障性消纳，2020年全国核电实现安全保障性消纳。2019年发改委在《关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》中提出核电机组发电量纳入优先发电计划，按照优先发电优先购电计划管理有关工作要求做好保障消纳工作。国家对核电的保障消纳十分重视，有力维护了核电的稳定、安全运行，同时核电作为基荷能源的地位也得到了**一定的保障。**十四五以来，伴随着电力供需区域紧张，核电小时数维持高位，2021年

核电平均利用小时数创下 7778 小时的新高，2022-2023 年核电利用小时数均保持在 7500 小时以上，较 2020 年前显著提升。

图 13：2014-2023 年我国核电平均利用小时数



资料来源：iFinD，信达证券研发中心

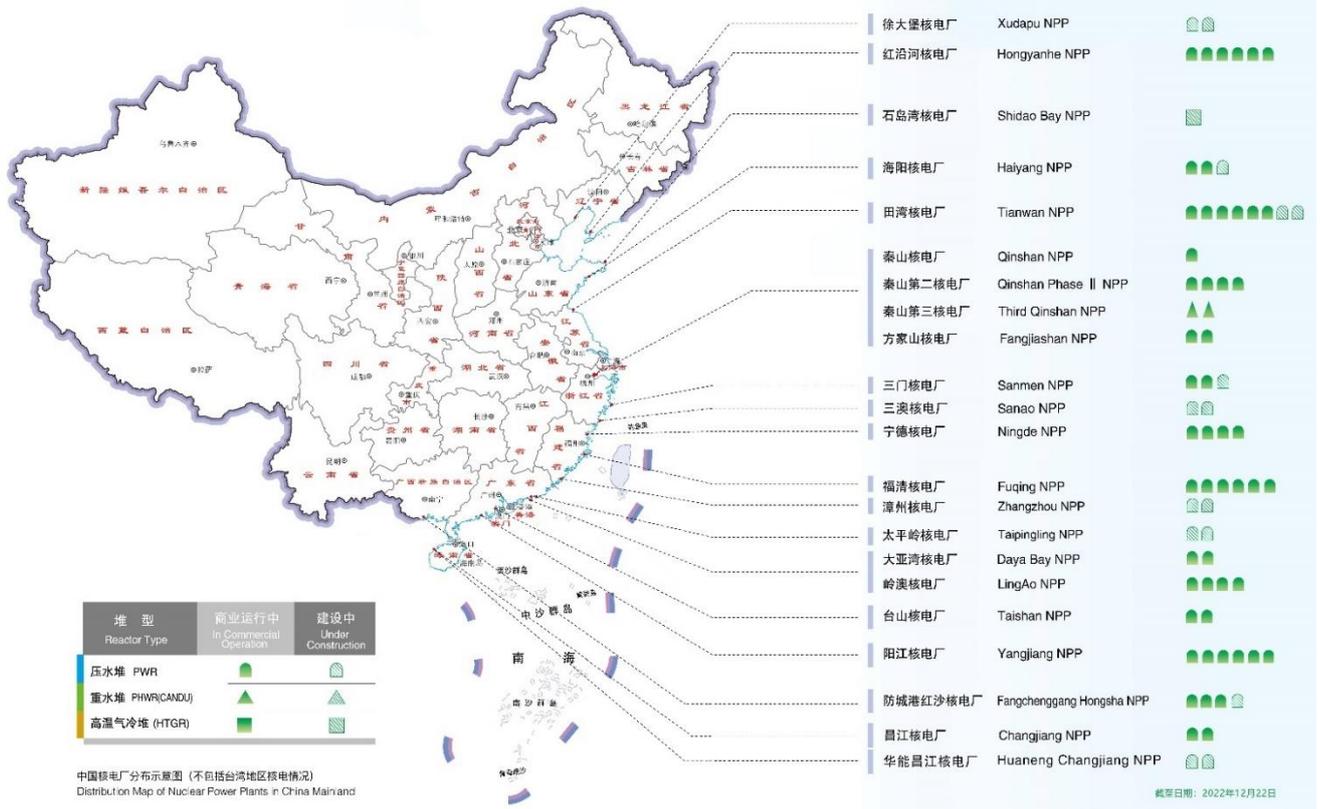
表 5：我国核电保障性消纳政策

时间	部门	政策	主要内容
2017 年 2 月 29 日	国家发展改革委、国家能源局	《保障核电安全消纳暂行办法》	明确核电保障性消纳的基本原则为“确保安全、优先上网、保障电量、平衡利益”，提出应尽量减少安排核电机组调峰，并鼓励核电厂营运单位按直接参与或购买辅助服务方式参与系统调峰。
2017 年 3 月 29 日	国家发展改革委、国家能源局	《关于有序放开用电计划的通知》	新核准的水电、核电等机组除根据相关政策安排一定优先发电计划外，应积极参与电力市场交易，由市场形成价格。国家规划内的既有大型水电、核电、风电、太阳能发电等清洁能源发电，以及网对网送受清洁能源的地方政府协议，通过优先发电计划予以重点保障。优先发电计划电量不低于上年实际水平或多年平均水平，按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化交易方式确定送受电价格。
2018 年 10 月 30 日	国家发展改革委、国家能源局	《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》	2018 年大部分核电实现安全保障性消纳；2019 年全国核电基本实现安全保障性消纳；2020 年全国核电实现安全保障性消纳。鼓励核电开展“优价满发”试点，鼓励核电参与跨省区市场交易，鼓励新建核电项目结合本地实际，配套建设抽水蓄能等调峰电源。
2019 年 1 月 22 日	国家发展改革委	《关于规范优先发电优先购电计划管理的通知》	基荷容量之外的核电，按照保障核电安全消纳的有关规定安排计划。跨省跨区资源利用保障方面，国家规划内的既有大型水电、核电，按照不低于上年实际水平或多年平均水平安排计划。
2019 年 6 月 27 日	国家发展改革委	《关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》	核电机组发电量纳入优先发电计划，按照优先发电优先购电计划管理有关工作要求做好保障消纳工作。鼓励经营性电力用户与核电、水电、风电、太阳能发电等清洁能源开展市场化交易，消纳计划外赠送清洁能源电量。
2021 年 3 月 17 日	国家能源局	《清洁能源消纳情况综合监管工作方案》	督促电网企业优化清洁能源并网接入和调度运行，实现清洁能源优先上网和全额保障性收购；规范清洁能源电力参与市场化交易，完善清洁能源消纳交易机制和辅助服务市场建设。

资料来源：国家发改委，国家能源局，中国核工业，中核集团，新浪财经，中国政府网，信达证券研发中心

核电机组所在城市多为沿海电力负荷中心，用电量及负荷增速较高，核电利用小时数长期有保障。由于沿海城市人口密集，经济发达，电力需求旺盛，且满足核电站运行所需要的冷却用水，我国核电机组均分布在沿海地区。核电所在地区普遍用电量较大，例如 2023 年广东用电量 8502 亿千瓦时，占全国用电量比重 9.2%，江苏用电量 7833 亿千瓦时，占全国用电量比重 6.7%，浙江用电量 6192 亿千瓦时，占全国用电量比重 6.7%。部分省份用电量增速也较快，如 2023 年海南、广西、广东、浙江的用电量增速分别达到 16.1%、10.5%、8%、6.8%，高于全国平均用电量增速 6.7%。旺盛的用电需求以及较高的用电量增速为核电的消纳提供支持，保障核电利用小时数高且稳定。

图 14: 我国核电机组分布情况 (截至 2022 年 12 月 22 日)



资料来源: 中国核能行业协会, 信达证券研发中心

2.2 核电电价相对稳定, 市场化电价对核电影响有限

非市场化电价方面, “一厂一价”与标杆电价并行。2013 年前, 核电实行一厂一价电价政策, 按照成本+合理利润确定上网电价; 2013 年国家发改委发布《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 0.43 元/千瓦时 (对应增值税率 17%, 按目前 13% 的增值税率为 0.4153 元/千瓦时), 2013 年投产后的核电执行全国核电标杆电价, 其中, 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的地区, 执行当地燃煤机组标杆上网电价, 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。

政策要求核电参与市场化交易, 近年来核电参与市场化交易的电量占比提升, 但实际执行市场化电价的规模有限。2017 年, 国家发改委、能源局发布《关于有序放开发用电计划的通知》, 提出核电项目应积极参与电力市场化交易: 新核准的水电、核电等机组除根据相关政策安排一定优先发电计划外, 应积极参与电力市场交易, 由市场形成价格。2018 年以来中核及中广核核电机组参与市场化交易的电量持续提升, 2023 年中国核电市场化电量约 744 亿千瓦时, 占比 42.65%, 较 2018 年提升 15.59pct; 2023 年中国广核核电市场化电量约 1227 亿千瓦时, 占比 57.3%, 较 2018 年提升 33.5pct。

表 6: 核电电价政策梳理

定价机制	时间	政策文件	政策内容
一厂一价	2013 年前	上网电价管理暂行办法	独立发电企业的上网电价, 由政府价格主管部门根据发电项目经济寿命周期, 按照合理补偿成本、合理确定收益和依法计入税金的原则核定。
标杆电价	2013 年 6 月	关于完善核电上网电价机制有关问题的通知	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。 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) 的, 上网电价可在全国核电标杆电价基础上适当提高。

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。
 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。

2017年4月	关于有序开放开发用电计划的通知	1. 新核准的水电、核电等机组除根据相关政策安排一定优先发电计划外，应积极参与电力市场交易，由市场形成价格。 2. 国家规划内的既有大型水电、核电、风电、太阳能发电等清洁能源发电，以及网对网送受清洁能源的地方政府协议，通过优先发电计划予以重点保障。
2018年7月	关于积极推进电力市场化交易进一步完善交易机制的通知	1. 为促进清洁能源消纳，支持电力用户与水电、风电、太阳能发电、核电等清洁能源发电企业开展市场化交易。 2. 在保证安全的情况下，稳妥有序推进核电机组进入市场，在保障优先发电计划外，鼓励核电机组通过参与交易实现多发。
2019年3月	关于三代核电首批项目试行上网电价的通知	广东台山一期核电项目试行价格按照每千瓦时0.4350元执行；浙江三门一期核电项目试行价格按照每千瓦时0.4203元执行；山东海阳一期核电项目试行价格按照每千瓦时0.4151元执行。试行价格从项目投产之日起至2021年底止。

资料来源：国家发改委，国家能源局，中国政府网，信达证券研发中心

图 15：2017-2023 年中国核电市场化电量及占比（亿千瓦时）



资料来源：中国核电公司公告，信达证券研发中心

图 16：2018-2023 年中国广核市场化电量及占比（亿千瓦时）



资料来源：中国广核公司公告，信达证券研发中心

2022-2023 年市场化电价同比上浮、2024 年电量电价同比小幅下降，但对核电电价的综合影响幅度较小。2021 年《进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》将燃煤电价浮动范围扩大为上下浮动不超过 20%，打开了市场化电价的浮动空间。2023 年电力供需关系趋于紧张，各省燃煤电价基本实现 20% 的“顶格上浮”。2024 年受容量电价政策执行和燃煤成本、电力供需形势变化等综合影响，市场化长协电量电价同比小幅下降。但对于核电而言电价变化的综合影响幅度较小，具体公司方面：

- 中国核电：中国核电机组所在省份中浙江、江苏、福建均参与市场化交易，但除江苏外大多执行核准价，2024 年市场化电价同比下降对公司业绩影响十分有限。

中国核电机组所在地区分别为浙江、江苏、福建以及海南，装机容量占比分别为 38.6%、27.8%、28.1%、5.5%。

1) 浙江省核电市场化交易执行超额收益回收机制，实际执行核准价。浙江省 2024 年市场化交易方案要求秦山核电一期、三门核电作为保障性电源，不参与市场化交易。电价方面，浙江执行超额回收机制，即对核电机组的中长期交易电量，按照双边协商交易形成的中长期合约电价与核电机组上网电价之差的一定比例进行回收(负值置零)，因此浙江核电市场化电量基本按照核准价结算。

2) 江苏省按照市场化交易价格执行，市场化电量逐年提升，可部分抵消市场化电价下降带来的净利润下滑。江苏省 2024 年年度市场化价格 0.4529 元/千瓦时，同比降低 0.0137 元/

千瓦时（同比下降 2.94%），与此同时 2024 年交易电量达到 270 亿度，同比增长 50 亿度，由于江苏机组核准价低于 2024 年市场化交易价格，因此市场化电量增加带来的盈利增厚可部分抵消电价下降带来的净利润下滑。经我们测算，2024 年江苏市场化电价同比下降或减少 3 亿元左右的净利润，市场化电量增长带来的净利润增加约 2 亿元（假设新增市场化电量平均来自于田湾 1-6#机组），由此 2024 年江苏省市场化电量电价变动实际减少公司净利润 1 亿元左右。

3) 福建省核电市场化电量占比高，大部分按照核准价结算。福建省要求除华龙一号以外，核电机组原则上全部上网电量参与市场交易，2024 年市场化电量占比 60%左右。电价大部分按核准价结算，少部分在火电标杆基础上上浮。

4) 海南省核电不参与市场化交易。

- **中国广核：中国广核核电机组所在省份均参与市场化交易，主要集中在广东，广东省核电市场化电价执行部分超额收益回收机制，我们预计 2024 年市场化电价下降对公司业绩略有一定影响，其余省份交易电价与计划电价基本持平。**

中国广核的核电机组大部分位于广东省内，装机容量占比达到 52.8%，其余机组位于辽宁、福建、广西，装机占比分别为 22%、15.3%、11%。

1) 广东省核电市场化电价执行部分超额收益回收机制，2024 年市场化电价下降对公司业绩略有一定影响。广东省岭澳核电、阳江核电全部机组参与市场交易。2023、2024 年的年度市场电量上限均为 195 亿千瓦时。电价方面执行部分超额收益回收机制，对核电机组的年度、月度中长期交易电量，按照对应交易品种成交均价与市场参考价之差（负值置零）的 85%从核电机组进行回收。2024 年广东省年度市场化交易均价为 0.4656 元/千瓦时，同比下降 0.088 元/千瓦时（同比下降 16%），考虑 85%的超额收益回收机制，我们测算 2024 年广东市场化电价同比下降或将减少净利润 2.6 亿元左右。

2) 辽宁省：除红沿河 6 #机组不参与市场化，其余机组全部上网电量参与电力市场交易。2023 年市场化交易价格略高于平均计划电价。公司预计 2024 年市场化结算电价与 2023 年基本一致，与计划电价基本持平。

3) 福建省：宁德核电 1~4 号机组全部参与市场化交易。2023 年市场化交易均价略高于计划电价；公司预计 2024 年市场化结算电价与 2023 年基本一致，与计划电价基本持平。

3) 广西壮族自治区。防城港核电 1-3#机组全电量进入市场，4 #机组暂不进入市场。2023 年市场化交易结算价格比标杆电价略高；根据广西今年发布的政府授权合约机制，公司预计 2024 年核电市场交易结算价格与计划电价基本相当。

中长期来看，我们认为核电市场化交易规模有望继续扩大，当前核电电价大部分较燃煤基准价具备一定的安全边际，因此核电综合电价下行风险较小。

核电参与市场化交易为我国电改长期的政策方向，核电参与电力市场交易的规模有望进一步扩大。近年来我国大力推进电力市场化改革，政策鼓励和推动包括核电在内的各类电源参与市场化交易，我国电力市场化交易规模和比例不断扩大。核电为重要的清洁能源种类之一，随着电力市场的逐步放开，核电需要与其他电源类型一样，参与到市场竞争中，通过市场化交易来实现资源的优化配置和电价的合理形成。因此我们认为，核电参与电力市

场交易的规模有望进一步扩大。

核电机组进入市场后电价有望基本维持稳定。中国核电与中国广核目前在运的52台机组中，39台机组的核准上网电价低于或等于当地燃煤标杆电价，仅有13台的核准价高于当地燃煤标杆电价。高于燃煤标杆价的机组多为享受“一机一价”的老机组以及示范机组，调价可能性较低。**中长期来看，电价涨跌有不确定性，但由于核电电价当前大部分低于燃煤基准价、具备一定的安全边际，因此核电综合电价的下行风险相对较小。**“十五五”期间伴随着新一批顶峰装机的投运，我国电力供需形势有望趋于宽松，或将带动市场化交易电价的下行。若届时市场电价仍较当地基准价有所上浮或持平（即仅收窄相对基准价的上浮比例），则大部分核电机组即便执行市场化电价也有望实现综合售电价格的提升或基本稳定；若届时市场电价大幅下降至燃煤基准价之下，则核电执行市场化电价或将导致其综合售电价格出现下滑。

表7：2023年中国核电及中国广核核电机组上网电价及市场化电量电价情况

消纳地区	核电机组	计划内上网电价(含税,元/千瓦时)	当地燃煤基准价	相对基准上浮幅度	基准上浮20%	基准下浮20%	市场化电量电价执行情况
浙江省	秦山核电一期	0.4056	0.4153	-2.3%	0.4984	0.3322	电量： 2023年秦山一期市场化电量占50%，三门核电占比10%。2024年秦山一期、三门核电不参与市场化交易。 电价： 执行超额收益回收机制，实际上按照核准价结算。
	秦山二核 1-2#	0.3998		-3.7%			
	秦山二核 3-4#	0.4153		0.0%			
	秦山三核 1-2#	0.4481		7.9%			
	方家山核电 1-2#	0.4153		0.0%			
	三门核电 1#	0.4203		1.2%			
	三门核电 2#	0.4203		1.2%			
江苏省	田湾核电 1-2#	0.439	0.391	12.3%	0.4692	0.3128	电量： 江苏核电公司核电市场化交易规模逐年扩大，2022/2023/2024年分别不低于200/220/270亿千瓦时； 价格： 执行市场化交易价格，2024年年度市场化价格0.4529元/千瓦时，同比下降2.94%。
	田湾核电 3-6#	0.391		0.0%			
福建省	福清核电 1#	0.4153	0.3932	5.6%	0.4718	0.3146	电量： 除华龙一号以外，核电机组原则上全部上网电量参与市场交易；2024年市场化电量占比60%左右。 价格： 大部分按照核准价结算，少部分在火电标杆电价的基础上浮。
	福清核电 2#	0.3916		-0.4%			
	福清核电 3#	0.359		-8.7%			
	福清核电 4#	0.3779		-3.9%			
	福清核电 5#	-					
	福清核电 6#	-					
海南省	昌江核电 1-2#	0.4153	0.4298	-3.4%	0.5158	0.3438	不参与市场化交易
广东	大亚湾 1#	0.4056	0.453	-10.5%	0.5436	0.3624	电量： 岭澳核电、阳江核电全部机组参与市场交易。2023年公司广东年度市场电量约195亿千瓦时，2024年的年度市场电量上限195亿千瓦时。 电价： 按照对应交易品种成交均价与市场参考价之差（负值置零）的85%从核电机组进行回收。2024年广东省年度市场化交易均价为0.4656元/千瓦时，同比下降16%。
	大亚湾 2#	0.4056		-10.5%			
	岭澳 1-2#	0.4143		-8.5%			
	岭东 1-2#	0.4153		-8.3%			
	阳江 1-6#	0.4153		-8.3%			
	台山 1-2#	0.435		-4.0%			
福建	宁德 1-2#	0.4153	0.3932	5.6%	0.4718	0.3146	电量： 宁德核电1~4号机组全部参与市场化交易。 价格： 2023年市场化交易均价略高于计划电价；公司预计2024年市场化结算电价与2023年基本一致，与计划电价基本持平。
	宁德 3#	0.3916		-0.4%			
	宁德 4#	0.359		-8.7%			
辽宁	红沿河 1-4#	0.3823	0.3749	2.0%	0.4499	0.2999	电量： 红沿河6号机组不参与市场化，其余机组全部上网电量参与电力市场交易。 价格： 2023年市场化交易价格略高于平均计划电价。公司预计2024年市场化结算电价与2023年基本一致，与计划电价基本持平。
	红沿河 5-6#	0.3749		0.0%			
广西	防城港 1-3#	0.4063	0.4207	-3.4%	0.5048	0.3366	电量： 防城港核电1、2、3号机组全电量进入

市场。
价格：2023年市场化交易结算价格比标杆电价略高。公司预计2024年核电市场交易结算价格与计划电价基本相当。

资料来源：中国核电公司公告，中国广核公司公告，海南省发改委，福建省发改委，江苏省发改委，浙江省发改委，北极星售电网，证券之星，信达证券研发中心

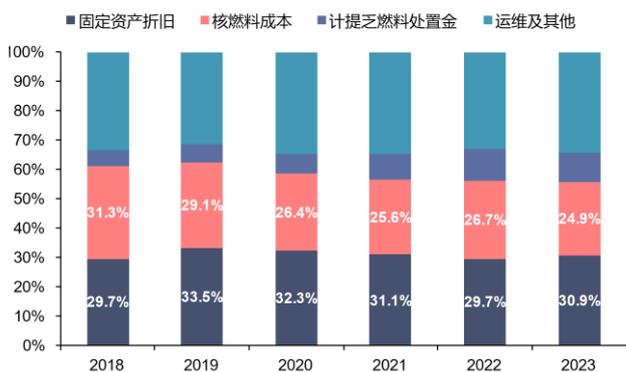
三、核电成本较低且相对稳定，利息、折旧结束后利润有望进一步释放

3.1 核电成本较低且相对稳定，三代机组造价有望下降

核电的完全成本以固定资产折旧、财务费用、燃料及材料成本、维修费等为主。核电属于重资产行业，核电机组造价高，因此核电营业成本中固定资产折旧占比较大。此外，核电的可变成本主要为燃料及材料成本、运行维护费、人工成本等等。从完全成本的角度来看，根据陈衬兰《基于工程造价及发电成本的核电与火电比较研究》，核电项目中约37%为折旧，14%为燃料费，13%为财务费用，10%为大修理费，10%为退役费用，剩余为材料费、员工薪酬福利及其他成本。从经营成本的角度看，以中国广核为例，2018-2023年中国广核电力业务营业成本中固定资产折旧占比稳定在29%-34%左右，核燃料成本占比24%-31%，运维、人工及其他占比11%-15%。

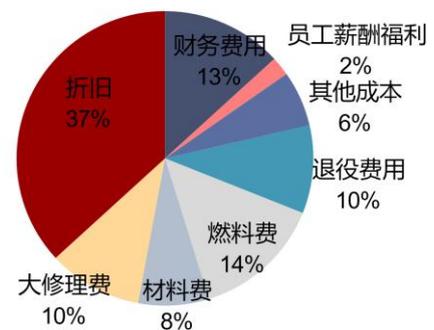
从度电成本的角度来看，核电的度电成本在0.2元/千瓦时左右，在各种电源类型中处于较低水平。中国核电度电成本为0.24元/千瓦时（含少量新能源，纯核电为0.207元/千瓦时），其中固定资产折旧0.09元/千瓦时，燃料及其他材料成本0.05元/千瓦时，电厂运行维护费、人员费用、其他费用分别为0.03元/千瓦时；中国广核度电成本为0.20元/千瓦时，其中固定资产折旧0.06元/千瓦时，核燃料成本0.05元/千瓦时，计提乏燃料处置金0.02元/千瓦时，运维及其他0.07元/千瓦时。两公司在度电成本上的差异主要来源于固定资产折旧，中国核电的折旧率更高导致其度电总成本较高。综合来看，核电度电成本在0.2元/千瓦时左右，显著低于火电（0.396元/千瓦时），相较光伏（0.231元/千瓦时）、风电（0.212元/千瓦时）目前的成本水平也有较强的竞争力。

图 17：2018-2023 年中国广核电力业务营业成本拆分（%）

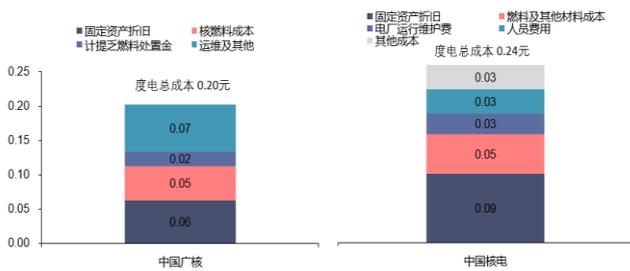


资料来源：中国广核公司公告，信达证券研发中心

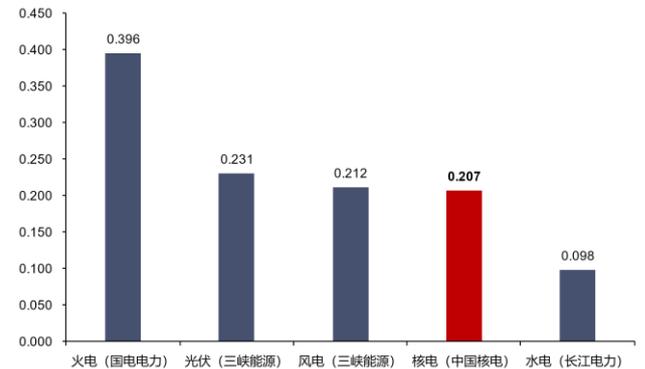
图 18：核电项目完全成本结构



资料来源：陈衬兰《基于工程造价及发电成本的核电与火电比较研究》，信达证券研发中心

图 19：2023 年中国核电与中国广核度电成本构成对比（元/千瓦时）


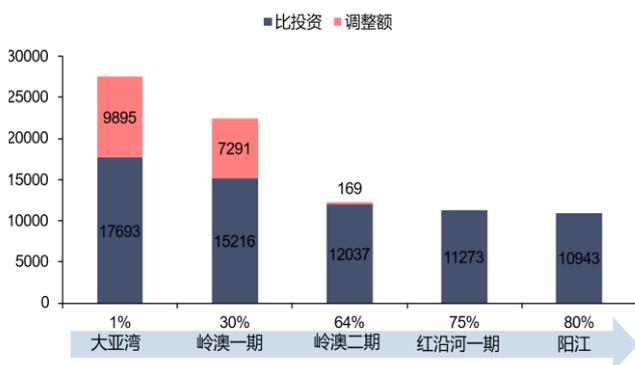
资料来源：中国广核公司公告，中国核电公司公告，信达证券研发中心 注：中国核电度电成本包含少量新能源

图 20：2023 年各种电源类型度电成本对比（元/千瓦时）


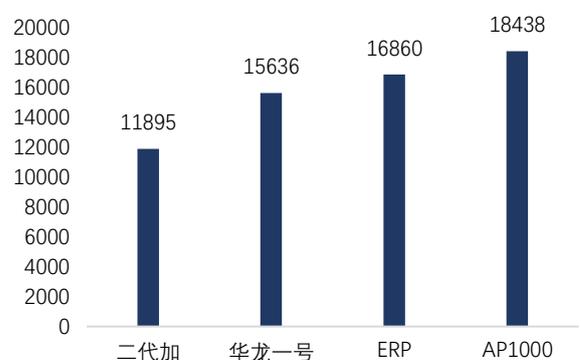
资料来源：各公司公告，信达证券研发中心 注：2023 年国电电力入炉标煤单价为 934.96 元/吨

国产化率提升曾带动二代核电机组装机成本显著下降。随着我国核电产业的发展，核电机组的关键设备、设计服务、工程建设等各环节的国产化率不断升高，核电机组的单位投资得以显著降低。以二代核电机组为例，进口的大亚湾机组单位投资额 2.76 万元/千瓦（规划投资 1.77 万元/千瓦，调整增加 0.99 万元/千瓦），国产化率超过一半的岭澳二期项目单位投资额已降至 1.2 万元/千瓦，而国产化率 80% 的阳江项目单位投资额则降至 1.09 万元/千瓦，较大亚湾机组的比投资降低了 38%。

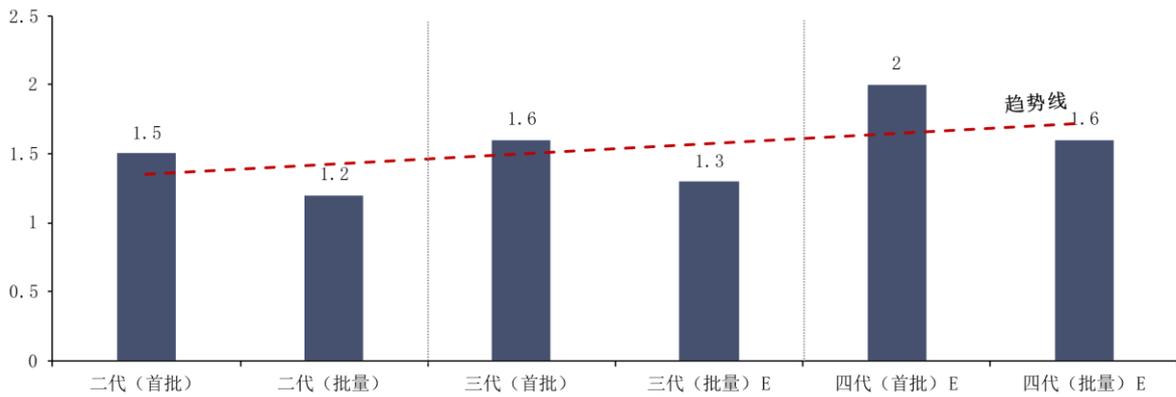
核电机组代际间成本呈上升趋势，代际更迭后首批机组造价明显提升。一直以来，核电技术向着更好的安全性、更高的效率、更长的使用寿命去迭代，同时难免导致其设备管道数量增多、建构筑物体量增大以及材料标准提高，进而带来了设计、设备制造及建筑安装等成本的增加。以三代技术对二代技术的替代为例，目前我国自主研发的三代机组“华龙一号”相较二代机组具有堆芯熔化概率和大规模放射性物质释放概率大幅降低、使用寿命由 40 年延至 60 年等优势，相应的其造价也有提升。目前我国首批“华龙一号”三代机组造价约 1.6 万元/千瓦，较二代机组 1.2 万元/kw 左右的造价提升了 30% 左右。虽然首批三代机组建设成本大幅升高，但与此同时也可享受较高的电价，收益率基本稳定。近年来四代技术也取得显著突破，目前我国石岛湾高温气冷堆核电站示范工程于 2023 年 12 月正式投入商业运营，四代技术不仅在安全性、使用寿命上表现更为优秀，对燃料铀的利用效率也有大幅提升。中国国防邮电职工技术协会预计，60 万千瓦高温气冷堆核能项目单位千瓦造价在 2 万元/千瓦左右。

图 21：不同国产化率机组单位投资（单位：元/kW）


资料来源：陈衬兰《基于工程造价及发电成本的核电与火电比较研究》，人民政协网，信达证券研发中心 注：百分比代表机组国产化率

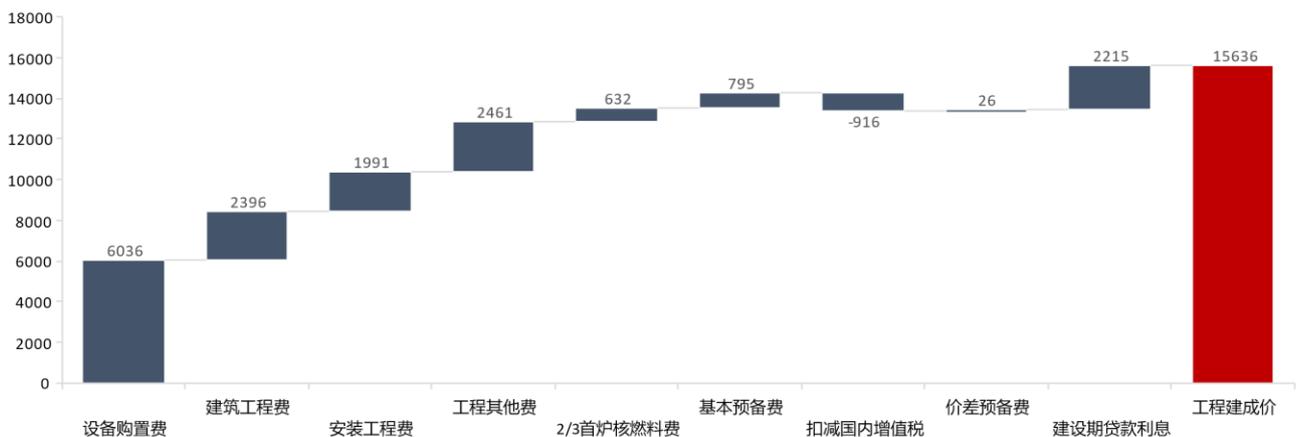
图 22：国内在建代表机型工程建成价（元/kW）


资料来源：梁国亮《华龙一号核电工程造价及控制措施研究》，信达证券研发中心

图 23：二代至四代核电机组首批及批量建设后预期造价情况（万元/千瓦）


资料来源：梁国亮《华龙一号核电工程造价及控制措施研究》，胡江等《“华龙一号”经济性优化路径研究》，中国国防邮电职工技术协会，21世纪经济报道，新浪财经，信达证券研发中心

随着三代核电关键设备国产化、标准化以及批量化建设，三代机组造价有望在维持安全指标的前提下由 1.6 万元/千瓦降至 1.3 万元/千瓦左右。梁国亮在《华龙一号核电工程造价及控制措施》中将“华龙一号”机型的工程造价进行了详细的拆分，可以看到占比最大的为设备购置费，占总造价的 36.9%，其次为工程其他费用以及建筑工程费，占比分别为 23%、14.8%。随着三代技术首批项目陆续建成，系统设计、关键设备制造、施工建造等各阶段的技术均得到验证和固化，为后续三代核电关键设备国产化、标准化以及批量化建设奠定了良好基础。中国核电工程有限公司的胡江、李文安在《“华龙一号”经济性优化路径研究》中，结合“华龙一号”核电站的设计、建造和运行过程中的各项较为可行的改进措施，并构建成本矩阵，研究各类改进措施对总体成本的影响。通过结合“华龙一号”后续设计、建造过程中各类改进项进行综合测算，国产三代机组有望在维持安全指标的前提下，将单位千瓦造价降低 20%左右，即由 1.6 万元/千瓦降至 1.3 万元/千瓦左右。鉴于三代技术在安全性和使用寿命方面的表现已经非常优秀，未来较长一段时间主流审批大规模发电的机型或将为三代机组“华龙一号”。此外，据中国国防邮电职工技术协会预计，通过进一步的技术优化和规模化项目实施，四代机组高温气冷堆的单位投资有望由 2 万元/kw 降至 1.6 万元/kw 左右。

图 24：“华龙一号”机型工程造价明细（元/千瓦）


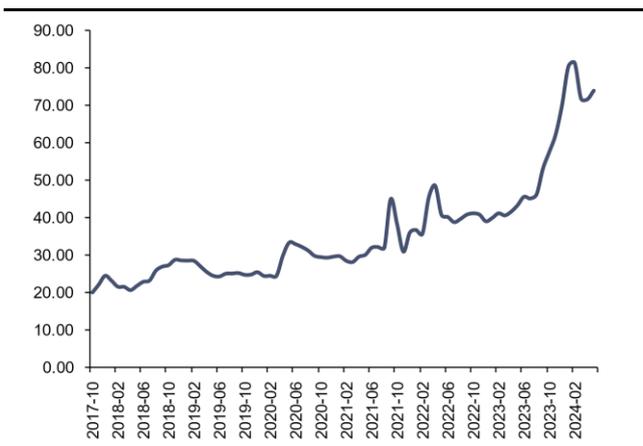
资料来源：梁国亮《华龙一号核电工程造价及控制措施》，研究信达证券研发中心

我国核电运营商大多已签订天然铀采购长协，成本相对稳定，收购海外铀矿获取上游资源。

天然铀的进口及贸易在中国受到严格管制,目前只有中广核集团、中核集团和国家电投获授经营许可及牌照。中国核电通过中国铀业、中国原子能工业有限公司采购天然铀并进行转换和浓缩,中国广核通过中广核矿业来保障核燃料供应。2019年,中核集团旗下中国铀业收购罗辛铀矿 68.62%的股权,正式将世界上第四大产能规模的铀矿山纳入旗下,2021年中国核电投资中国铀业 4.23%股权,2019-2021年,中国铀业先后与全球四大天然铀供应商(哈原工、凯米科、欧安诺、铀壹)签署了新的天然铀采购合同,采购量足以满足中核集团当前核电机组未来几年的使用需求。中广核矿业于 2015 年收购哈萨克斯坦谢米兹拜伊铀公司 49%股权,并获得下辖两座铀矿 49%的天然铀产品包销权,2016 年收购加拿大上市公司 Fission Uranium Corp 19.99%股权,并获得 20%的天然铀产品包销权及额外 15%的包销选择权,2021 年收购哈萨克斯坦奥尔塔雷克公司 49%股权,并获得下辖两座铀矿 49%的天然铀产品包销权。目前拥有 3 个在产铀矿、1 个在建铀矿、1 个待开发铀矿。

由于签订了长期燃料供应合同以及集团子公司铀矿资源支持,我国核电运营商采购的燃料价格相对稳定,天然铀现货市场价格波动对其燃料成本影响较小。天然铀采购长协周期一般为 10 年左右,价格与前几年的均价相关,少量挂钩现货,整体价格波动相对较小。以中国核电为例,2017-2023 年中国核电度电燃料成本在 0.0423-0.0494 元/千瓦时之间,波动幅度 16.8%,而与此同时全球现货铀价由 2018 年均价 24.6 美元/公吨上涨至 2023 年的均价 49 美元/公吨,涨幅接近 100%。说明我国核电运营商拥有良好的燃料供应体系,能够保证燃料供应的充足及价格稳定,很大程度上抵御国际现货铀价上涨带来的风险。

图 25: 2017-2024 年全球现货铀价 (美元/公吨)



资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

图 26: 2017-2023 年中国核电度电燃料成本 (元/千瓦时)



资料来源: 中国核电公司公告, 信达证券研发中心

3.2 核电利息、折旧结束后净利润有望进一步释放, 三代机组 IRR 具备上升空间

核电机组利息偿还完毕、折旧提完后净利润有望进一步释放。核电还本付息期约 15-20 年,利息偿还完毕后净利润有望增厚。此外,从折旧计提角度,二代机组平均折旧年限为 25 年,设计寿命为 30-40 年;三代机组平均折旧年限为 35 年,设计寿命为 60 年左右。无论二代还是三代机组,折旧年限均小于使用寿命,且机组设计使用寿命到期后还可进一步延寿,如中国核电首个机组泰山一核,于 1991 年并网发电,2021 年使用年限满 30 年后又获批延寿 20 年,且目前美国已有将二代机组使用寿命二次延长至 80 年的案例。因此,我们认为核电机组折旧计提完毕后,净利润有望进一步释放,且释放周期较长。

为详细说明核电机组净利润及现金流变动情况以及测算其内部收益率,我们建立了二代及三代核电机组的全生命周期模型,以下为模型的核心假设:

1) 二代及三代机组共同的假设包括：利用小时数 7600 小时，厂用电率 6%，上网电价按照核电标杆电价 0.4153 元/千瓦时，成本方面除单位固定资产折旧外，均参照 2021-2023 年中国广核的平均成本，融资方面贷款比例 80%，贷款利率 3%。

2) 二代及三代机组分别的假设包括：二代机组运营年限 40 年，折旧年限 25 年，单位投资额 1.2 元/千瓦；三代机组运营年限 60 年，折旧年限 35 年，单位投资额 1.6 元/千瓦。

表 8：二代机组及三代机组 IRR 测算核心假设

	二代机组	三代机组
一、收入		
装机容量 (万千瓦)	100	100
运营年限 (年)	40	60
机组利用小时数 (小时)	7600	7600
厂用电率	6%	6%
上网电价 (含税, 元/KWh)	0.4153	0.4153
二、成本&费用		
单位固定资产折旧 (元/年/W)	0.0480	0.0457
单位核燃料成本 (元/KWh)	0.0516	0.0516
计提乏燃料处置金 (元/KWh)	0.0210	0.0210
单位运维费及其他 (元/KWh)	0.0645	0.0645
销售&研发&管理费费率	6.0%	6.0%
税金及附加率	1.0%	1.0%
三、投资建设&折旧		
总投资额 (亿元)	120	160
单位投资 (元/千瓦)	1.2	1.6
折旧年限 (年)	25	35
四、融资		
贷款比例	80%	80%
贷款金额 (亿元)	96	128
贷款利率	3.0%	3.0%
贷款期限 (年)	20	20
平均每年偿还本金 (亿元)	4.8	6.40
平均每年偿还利息 (亿元)	2.88	3.84
五、税收		
增值税税率		13.0%
1-5 年退税		75%
6-10 年退税		70%
11-15 年退税		55%
所得税税率		25%
所得税免税年限 (年)		3
所得税减半年限 (年)		3

资料来源：信达证券研发中心

以二代核电项目为例，核电项目的运营周期大致可分为以下四个阶段：

1) 建设期 (第 0-5 年)：核电项目的建设期一般在 5 年左右，在此期间有大量资金投入，净现金流为负，尚未投入运营，不产生利润。

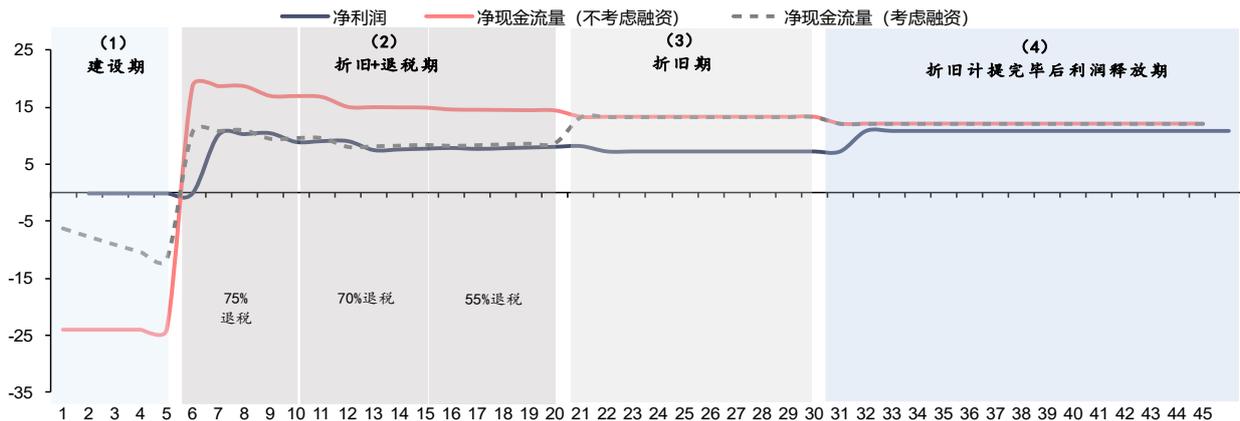
2) 还本付息+折旧+退税期 (第 5-20 年)：核电项目资金需求量大，借贷比例高，如中国核电核电项目贷款比例约 80%，期限为 15-20 年，在此阶段需还本付息；此外，项目建成转固后开始计提折旧，对净利润造成影响。税收方面，核电投入运行的前 15 年享有增值税先征后退政策：自正式商业投产次月起 5 年内返还比例为已入库税款的 75%，6-10 年返还比例为已入库税款的 70%，11-15 年，返还比例为已入库税款的 55%。核电投产前 6 年享有所

得税优惠，投产前3年所得税免征，4-6年所得税减半。

3) 折旧期(第20-30年): 贷款本息基本偿还完毕后, 净现金流(含筹资)大幅提升, 但与此同时不再享受增值税先征后退政策, 净利润与净现金流(不含筹资)有小幅下降。

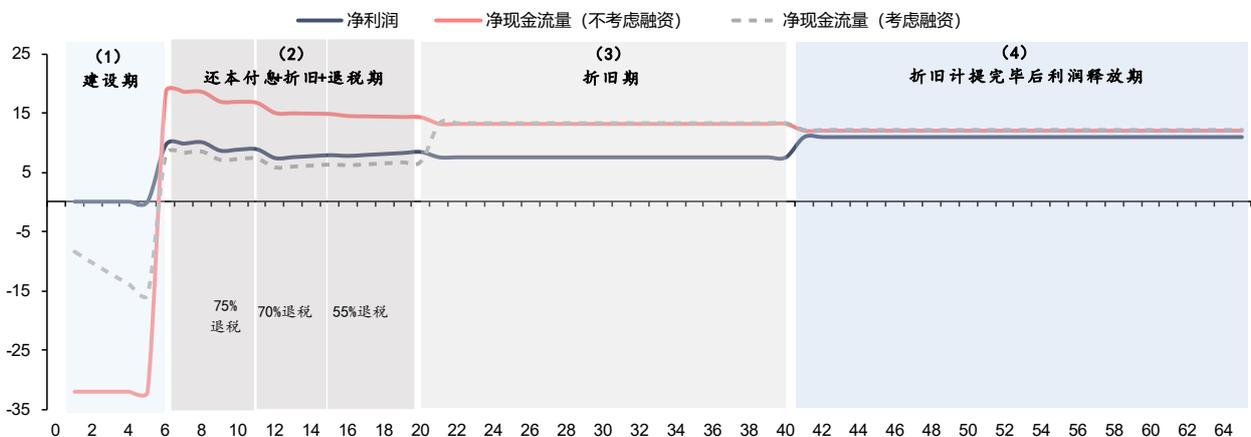
4) 折旧计提完毕后利润释放期(第30年以后): 核电机组折旧计提完毕后, 进入利润释放期, 净利润显著提升, 净现金流因为折旧的税盾作用消失而略有下降。二代机组设计使用寿命40年左右, 利润释放期15年, 延寿一次后利润释放期可达35年; 三代机组设计使用寿命60年, 利润释放期25年, 延寿一次后利润释放期可达45年。

图 27: 二代核电项目运营全周期净利润及净现金流示意图(亿元)



资料来源: 信达证券研发中心

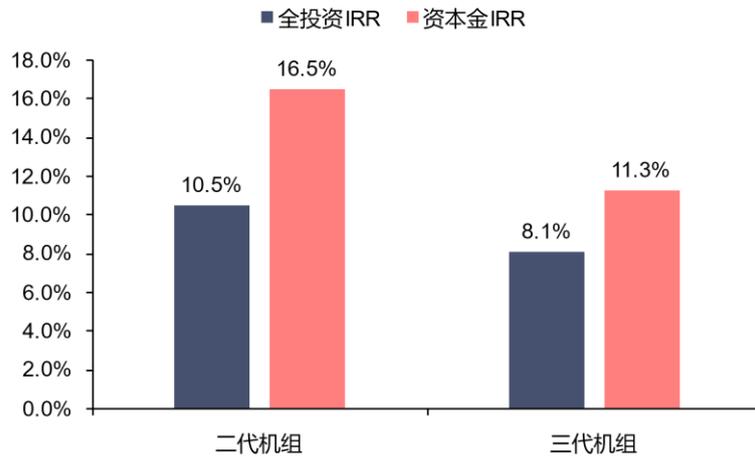
图 28: 三代核电项目运营全周期净利润及净现金流示意图(亿元)



资料来源: 信达证券研发中心

我们测算三代机组的 IRR 低于二代机组, 未来随着三代机组造价的下降其 IRR 有望提升。经我们测算, 在核电标杆电价下, 二代机组的全投资 IRR 约 10.5%, 资本金 IRR 约 16.5%; 三代机组的全投资 IRR 约 8.1%, 资本金 IRR 约 11.3%。由于造价较高, 三代机组 IRR 低于二代机组。通过敏感性分析, 我们预计三代机组造价每下降 0.1 万元/千瓦, 其资本金 IRR 有望提升 1%以上, 若三代机组造价降至 1.2-1.3 万元/千瓦, 其资本金 IRR 有望提升至 14.8%-16.3%, 未来随着三代机组造价的下降, 其 IRR 有望趋近于二代机组。

图 29: 二代机组及三代机组全投资 IRR、资本金 IRR 对比



资料来源：信达证券研发中心

表 9: 三代机组资本金 IRR 对于电价、单位造价的敏感性分析

三代机组资本金 IRR		电价 (含税, 元/千瓦时)						
		-15%	-10%	-5%	核电标杆电价	+5%	+10%	+15%
		0.3530	0.3738	0.3945	0.4153	0.4361	0.4568	0.4776
单位造价 (万元/千瓦)	1.2	11.6%	13.2%	14.8%	16.3%	17.9%	19.4%	20.8%
	1.3	10.5%	11.9%	13.3%	14.8%	16.2%	17.6%	19.0%
	1.4	9.5%	10.8%	12.1%	13.4%	14.8%	16.1%	17.4%
	1.5	8.6%	9.8%	11.0%	12.3%	13.5%	14.8%	16.0%
	1.6	7.9%	9.0%	10.1%	11.3%	12.4%	13.6%	14.8%
	1.7	7.2%	8.3%	9.3%	10.4%	11.5%	12.6%	13.7%
	1.8	6.7%	7.7%	8.6%	9.6%	10.6%	11.7%	12.7%

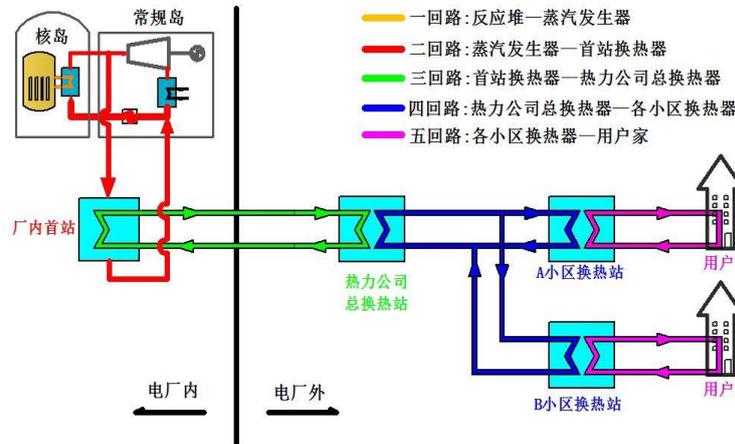
资料来源：信达证券研发中心

推进核能综合利用，提升核能利用效率。核能作为一种清洁能源，具有能量密度高、碳排放量低、环境影响小、可持续运行时间长等特点，发展核能综合利用有助于完成节能减排目标，同时提升核电项目的经济效益。核能的用途非常广泛，除发电外，还可以用来城市供暖、工业供汽、海水淡化、制氢、生产医用同位素等。根据国际原子能机构《世界核电反应堆》报告，截至 2021 年底，全球有 11 个国家 69 台机组实现了区供暖、工业供热、海水淡化等其中一项或两项的综合利用。我国《十四五现代能源体系规划》明确提出，要在先进可再生能源发电和综合利用、小堆及核能综合利用等领域进行发展；国务院发布的《2024—2025 年节能降碳行动方案》也提出要推动核能综合利用。

核能供热是核能综合利用的最主要途径，在安全性、经济性方面有保障。目前全世界 400 余台在运核反应堆中有超过 1/10 的机组已实现热电联供，且已累计安全运行约 1000 堆/年，我国的山东海阳核电厂、浙江秦山核电厂、辽宁红沿河核电厂已实现 559 万平方米核能供暖。**安全性方面**，核电站与供暖用户间有多道回路进行隔离，每个回路间只有热量的传递，没有水的交换，不会有放射性进入用户暖气管道的可能；**经济性方面**，根据中国核能行业协会等开展的联合调研，核能供热成本与燃煤供热相当，较燃气供热具有优势，且通过利用热能，核能利用效率也将得到提高，核能发电效率约 37%，以海阳核电供暖为例，供暖季机组效率可提升至 56%左右。近年来，我国在核能工业供汽领域也取得了突破性的进展，2024 年 6 月 19 日我国首个工业用途核能供汽项目——“和气一号”项目在连云港田湾核电

基地正式建成投产。2024年8月，国务院常务会议决定核准江苏徐圩一期核能供热发电项目，该项目是全球首个将高温气冷堆与压水堆耦合，以工业供热为主、兼顾电力供应的核动力厂，主要为连云港万亿级石化产业基地大规模供应高品质低碳工业蒸汽，对加快化工行业绿色低碳转型，促进新质生产力发展具有引领示范作用。此外，利用核能进行海水淡化，核能制氢、制冷，生产医用同位素等应用也在持续探索中。

图 30: 核能供热示意图



资料来源：澎湃新闻，信达证券研发中心

四、主要核电上市公司：中国核电（A）、中国广核（A+H）

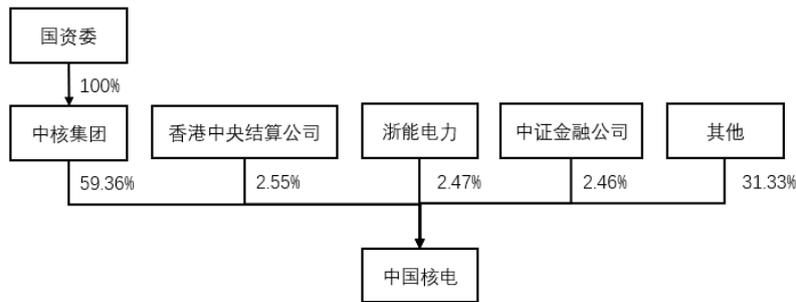
4.1 中国核电：核电+新能源双线布局，装机量成长空间大

4.1.1 “核电+新能源”打造世界一流清洁能源服务商，装机量增长带动盈利稳步提升

始于“国之光荣”秦山核电站，中国两大核电行业巨头之一。中国核电的发展最早可追溯至中国大陆第一座核电站——秦山核电站。秦山核电站由中核集团建造，于1991年并网，实现了我国核电“零的突破”，被誉为“国之光荣”；2008年中核集团注资成立中国核电，2011年转为股份制公司，2015年在A股上市，2021年控股中核汇能，完成“核电+新能源”双线布局。目前中国核电已发展成为中核集团下属主营核能和新能源发电的上市平台，控股参股的电源类型包括核电、风电和光伏，在运核电装机量全国第二，在建及待建核电装机量全国第一。

背靠中核集团，拥有核电全产业链的强大支持。截止至2024H1，中核集团（国资委全资控股）持股59.36%，为中国核电第一大控股股东。中核集团在核领域的全产业链布局为中国核电提供强大的技术、设计、建造、燃料等方面的支持。

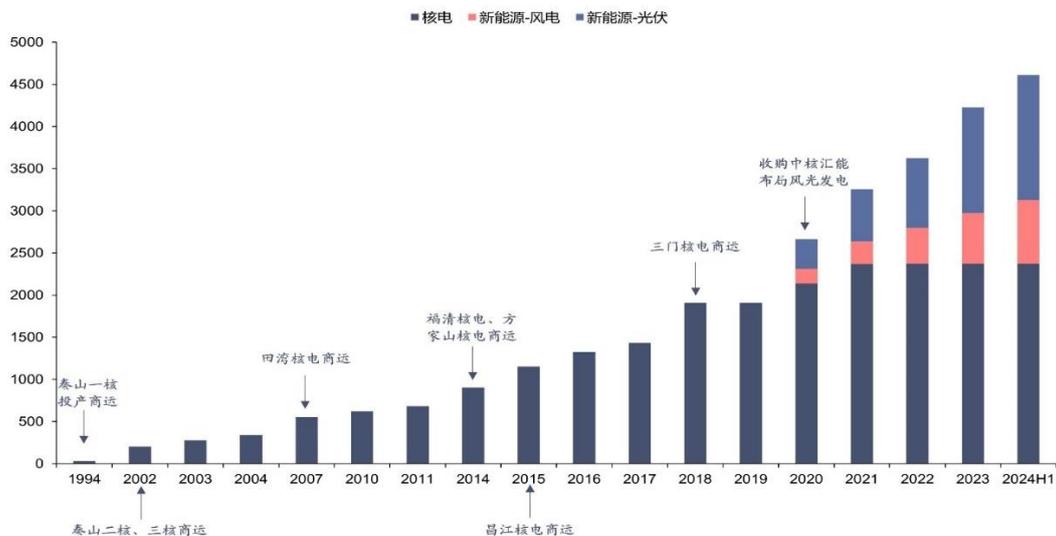
图 31: 中国核电股权结构（截至2024H1）



资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

核电装机为主, 新能源装机量快速提升。核电方面, 1994-2002年秦山核电站一期、二期、三期工程陆续开始投产商运, 2007年田湾核电投产商运, 2014年福清核电站和方家山核电站开始商运, 2015年昌江核电站商运, 2018年三门核电站开始商运, 核电业务持续稳步增长; 截至2024年6月30日, 公司控股在运核电机组共25台, 装机容量合计2375万千瓦, 控股在建及核准待开工机组15台, 装机容量合计1756.5万千瓦。新能源方面, 2020年公司收购中核汇能, 开始进入新能源领域, 风光装机量迅速增加。截至2024年6月30日, 公司新能源控股在运装机容量2237.04万千瓦, 包括风电755.92万千瓦、光伏1481.12万千瓦, 另控股独立储能电站112.90万千瓦; 控股在建新能源装机容量1471.92万千瓦, 包括风电325.02万千瓦, 光伏1146.90万千瓦。

图 32: 中国核电电力装机结构及机组投产情况 (万千瓦)



资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

表 10: 中国核电重要控股子公司持股比例及 2023 年净利润情况

子公司名称	持股比例	控股装机	2023 年净利润 (亿元)
泰山核电有限公司	72%	泰山一期核电、方家山核电	16.80
核电泰山联营有限公司	50%	泰山二期核电	21.26
泰山第三核电有限公司	51%	泰山三期核电	15.02
江苏核电有限公司	50%	田湾核电	43.44
三门核电有限公司	56%	三门核电	21.45
福建福清核电有限公司	51%	福清核电	44.51
海南核电有限公司	51%	昌江核电	1.25
中核辽宁核电有限公司	54%	徐大堡核电	0.06

中核电漳州能源有限公司	51%	漳州能源	0.008
中核汇能有限公司	70%	新能源发电	29.41

资料来源：公司公告，信达证券研发中心

“核电+新能源”双线并行，目标 2050 年成为具有全球竞争力的世界一流清洁能源服务商。
 公司在年报中提出三个中长期发展目标：1) “十四五”规划目标：预计 2025 年公司运行电力装机容量达到 5600 万千瓦；2) 2035 年远景目标：2035 年公司运行电力装机容量超过 1 亿千瓦；3) 2050 年战略目标：2050 年成长为具有全球竞争力的世界一流清洁能源服务商。根据公司的中长期发展目标，未来公司装机量增长空间广阔，有望支撑其盈利的稳步提升。

表 11：中国核电中长期发展目标

时间	目标
十四五规划目标	确保核安全万无一失；到 2025 年，运行电力装机容量达到 5,600 万千瓦；核能多用途利用打开新局面，核电技术服务产值实现“翻一番”，非核清洁能源成为百亿级产业，敏捷清洁技术产业取得突破；核电运行业绩全球领先，集约化管理改革取得实质性成效。
2035 年远景目标	基本实现世界一流清洁能源服务商目标。电力装机容量超过 1 亿千瓦，进入世界 500 强行列；核电运行指标维持在世界第一梯队，非核清洁能源运行业绩行业领先；核能在空天深海动力、供热、海水淡化、制氢等领域得到商业化推广和产业化发展；中国核电主导制定的核能行业标准得到广泛采用，具备向全球提供一揽子解决方案能力；敏捷端新产业得到有效拓展，业务收入占比达到 10% 以上。
2050 年战略目标	成长为具有全球竞争力的世界一流清洁能源服务商。

资料来源：公司公告，信达证券研发中心

装机量增长带动营收及归母净利润稳步增长。 受益于装机量增长，公司年发电量呈上升趋势，拉动营收稳步增长，2015-2023 年营收 CAGR 为 14.04%。2023 年，公司上网电量达到 1974.49 亿千瓦时，同比增长 5.57%，2023 年实现营业收入 749.57 亿元，同比增长 5.15%。2020 年以来，受益于公司新能源装机量的快速增长，公司扣非归母净利润快速增长，2023 年实现扣非归母净利润 103.96 亿元，同比增长 15.06%，2024 年上半年实现扣非归母净利润 58.22 亿元，同比下降 1.13%。

公司营收及毛利来源以发电业务为主，其中核电占比最大，新能源占比提升。 2023 年公司发电业务实现营收 732.7 亿元，占全部营收比重 97.7%，其中核电业务实现营收 634.6 亿元，占比 84.7%，新能源业务实现营收 98.1 亿元，占比 14%。2023 年公司发电业务实现毛利润 331.8 亿元，占全部毛利比重 99.2%，其中核电业务实现毛利 273.02 亿元，占比 82.3%，新能源业务实现毛利润 58.78 亿元，占比 17.7%。随着公司新能源业务的快速扩张，近年来新能源毛利占比显著提升，2021-2023 年新能源占毛利比重由 7.5% 提升至 17.7%。

图 33：2015-2024H1 中国核电公司营收结构及增速（亿元）



资料来源：iFinD，信达证券研发中心

图 34：2015-2024H1 中国核电毛利结构及增速（亿元）



资料来源：iFinD，信达证券研发中心

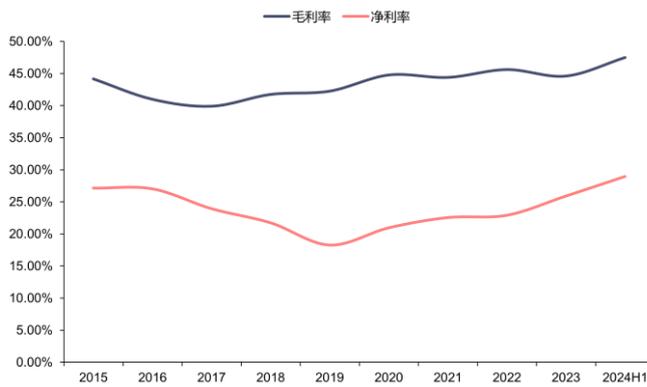
图 35：2015-2024H1 中国核电扣非归母净利润及增速（亿元）



资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

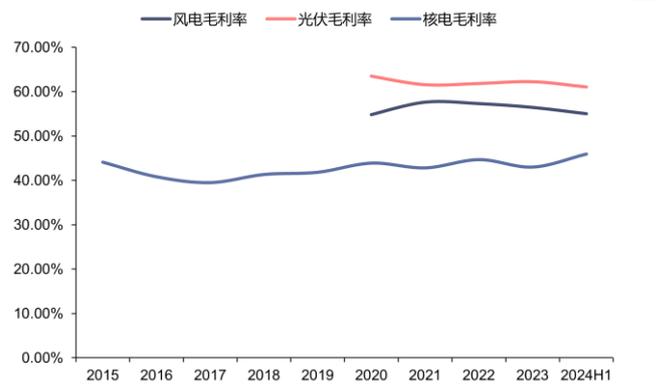
公司盈利能力较强，发电业务毛利率、净利率水平较高且相对稳定，2020 年以来新能源发展提升公司净利率。核电的商业模式决定其发电量、发电成本及电价相对稳定，盈利能力较强，近年来公司毛利率在 40%-50%之间，净利率在 20%-30%之间。其中，核电业务毛利率稳定在 40%左右，光伏发电毛利率稳定在 60%以上，风电毛利率在 55%左右，新能源业务的发展带动公司盈利能力有所提升。

图 36: 2015-2024H1 中国核电毛利率和净利率



资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

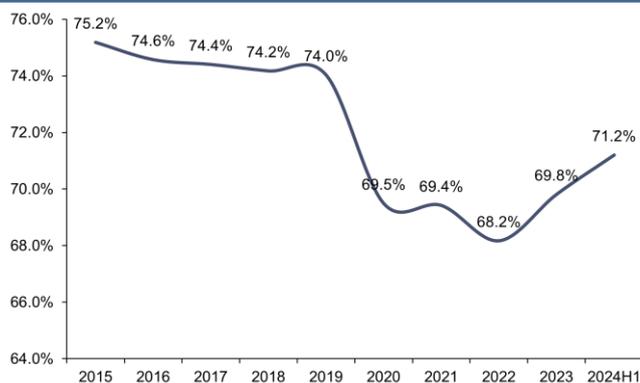
图 37: 2015-2024H1 中国核电分部业务毛利率



资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

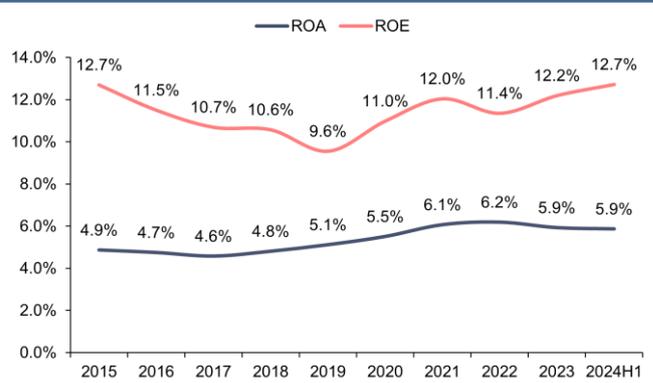
公司资产负债率较高，近年来呈下降趋势，ROE 整体保持稳定。由于核电站建设前期投入大、融资规模大，公司资产负债率较高，2020 年公司进行定向增发，将资产负债率降至 70% 以下，2023 年公司资产负债率 69.8%。公司的 ROA 和 ROE 基本保持稳定，2023 年公司加权 ROA 为 5.92%，加权 ROE 为 12.19%。

图 38: 2015-2024H1 中国核电资产负债率



资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

图 39: 2015-2024H1 中国核电加权 ROA、ROE 水平



资料来源: iFinD, 信达证券研发中心 注: 2024H1 数据已进行年化处理
 请阅读最后一页免责声明及信息披露 <http://www.cindasc.com> 29

公司经营性现金流稳定增长，每股股利持续增加，股利支付率维持在 35%左右。公司经营性现金流稳健上升，2015-2022 年 CAGR 为 15.6%，2023 年实现经营性净现金流 431.26 亿元，同比有小幅下滑。近年来公司在建核电机组增加，投资活动现金流支出持续增长，公司筹资成本较低，我们预计经营活动及筹资活动的现金流可支撑其投资规模的扩大。分红方面，公司的每股分红从 2015 年的 0.09 元/股上升至 2023 年 0.195 元/股，股利支付率维持在 35%左右，2023 年为 35.2%，对应 2023 年 12 月 31 日的股息率 2.6%。

图 40: 2015-2024H1 公司现金流情况 (亿元)


资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

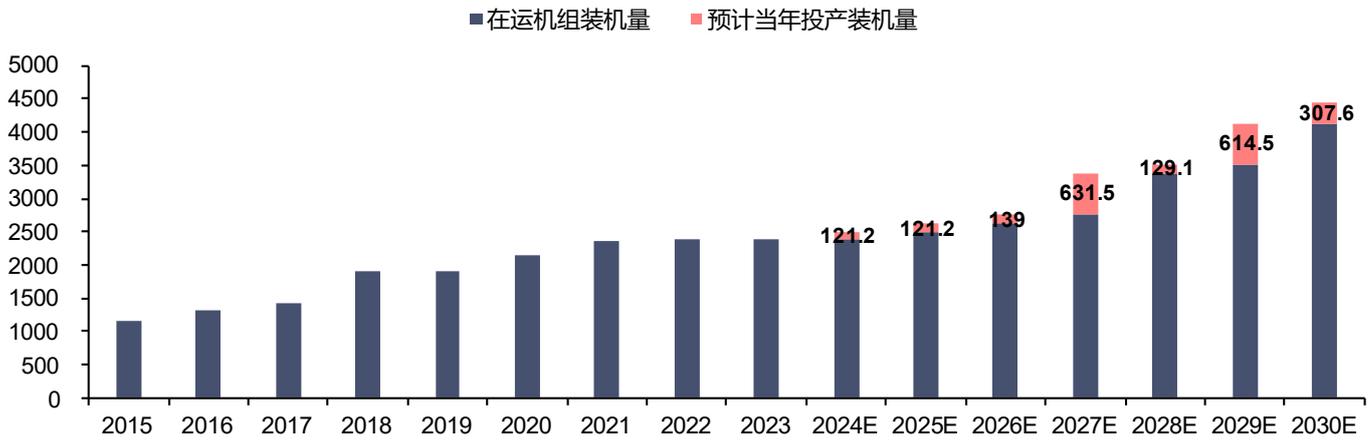
图 41: 2015-2023 年公司股利支付总额、股利支付率及股息率 (亿元)


资料来源: iFinD, 信达证券研发中心 注: 股息率所用股价为公司当年年末收盘价

4.1.2 核电装机量即将进入高增长阶段，推动公司盈利稳健增长

公司核电装机市占率高，未来几年装机增量。截止 2023 年底，中国核电控股在役核电机组数达到 25 台，装机量合计 2375 万千瓦，约占全国核电装机的 41.7%。控股在建及核准待开工机组 15 台，装机容量 1756.5 万千瓦。2024-2025 年公司的漳州能源 1-2 机组有望陆续投运，装机量合计 242.4 万千瓦，2026-2030 年公司的田湾核电 7-8 号、三门核电 3-4 号、徐大堡核电 1-4 号、漳州能源 3 号、海南小堆等有望投产，装机量合计 1821.7 万千瓦。我们预计 2023-2025 年公司核电装机 CAGR 有望达 5%，2025-2030 年中国核电装机 CAGR 有望达 11%。

图 42: 2015-2030E 公司核电装机容量变化 (万千瓦)



资料来源：公司公告，信达证券研发中心 注：假设 2024 年 8 月核准机组将于 2030 年投入商运

表 12: 中国核电控股在建及核准机组情况 (截至 2024H1)

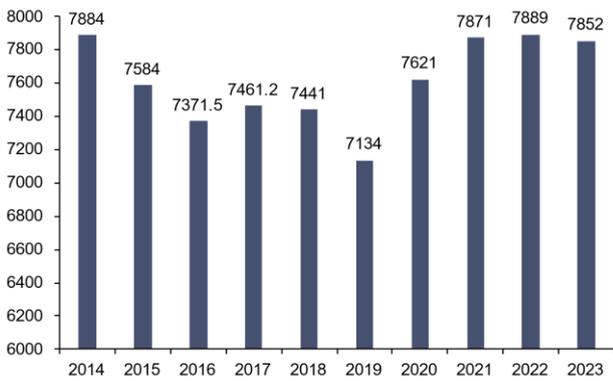
核电机组	装机容量 (万千瓦)	土建	设备安装	调试阶段	计划商运时间
福建漳州能源 1 号	121.2			✓	2024 年
福建漳州能源 2 号	121.2		✓		2025 年
江苏核电田湾 7 号	126.5		✓		2026 年
海南小堆	12.5		✓		2026 年
江苏核电田湾 8 号	126.5	✓			2027 年
浙江三门核电 3 号	125.1	✓			2027 年
浙江三门核电 4 号	125.1	✓			2027 年
辽宁核电徐大堡 3 号	127.4		✓		2027 年
辽宁徐大堡 4 号	127.4	✓			2027 年
辽宁徐大堡 1 号	129.1	✓			2028 年
福建漳州能源 3 号机组	121.2				2029 年
辽宁徐大堡 2 号	129.1				2029 年
合计	1392.3				
控股核准机组					
福建漳州能源 4 号	121.2				2029 年
浙江金七门 1 号	121.5				2029 年
浙江金七门 2 号	121.5				2029 年
江苏徐圩核能供热发电厂一期 3 台机组	307.6				2030 年
合计	671.8				

资料来源：公司公告，信达证券研发中心 注：假设 2024 年 8 月核准机组将于 2030 年投入商运

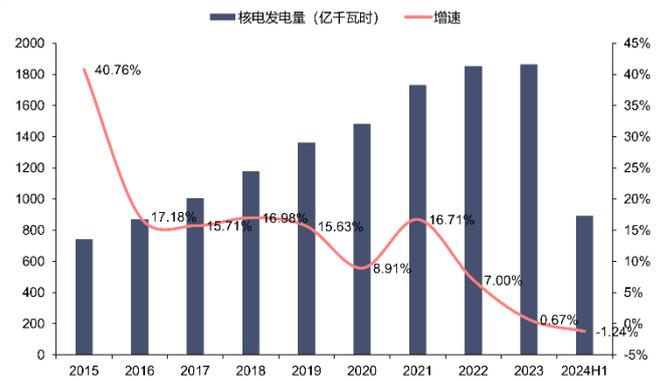
公司核电机组年平均利用小时数高且相对稳定，装机量增长下上网电量有望稳步提升。公司核电机组利用小时数较高且相对稳定，2020 年以来核电利用小时数稳定在 7600 小时以上，2023 年公司核电机组年平均利用小时数为 7852 小时，全国平均核电利用小时数为 7661 小时。公司核电发电量随装机增长稳定增长，2015-2022 年 CAGR 为 12.20%，2023 年公司没有新机组投运，实现核电发电量 1864.77 亿千瓦时，同比增长 0.67%。2024 年起公司在建机组将陆续投入商运，核电发电量增速有望提升。

图 43: 2015-2023 公司核电年平均利用小时数

图 44: 2015-2024H1 公司核电发电量及增速



资料来源：公司公告，信达证券研发中心

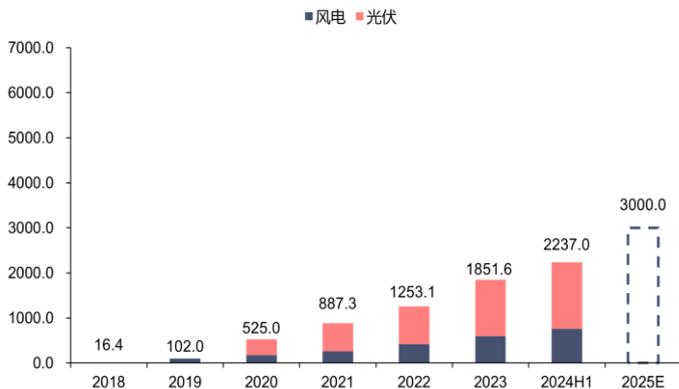


资料来源：公司公告，信达证券研发中心

4.1.3 新能源业务快速扩张提供新增长点，集团资源优势显著

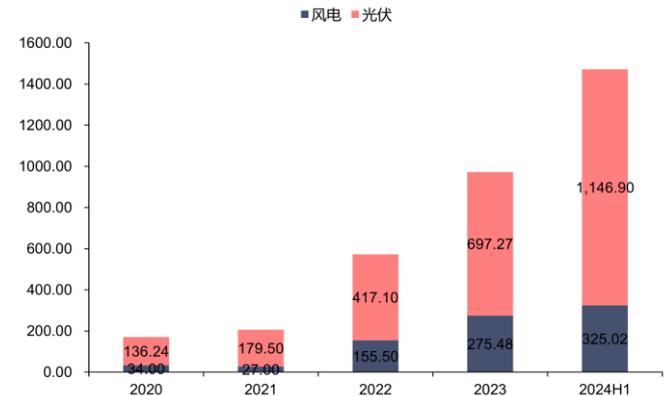
收购中核汇能布局新能源赛道，新能源装机量迅速增长。2020年公司收购中核汇能100%股权，建立“核电+新能源”双擎战略布局，尤其近年来公司在新能源业务板块持续发力以弥补核电装机增长缺口。2018年公司新能源板块总装机量16.41万千瓦，2020年完成收购后新能源装机量增长至524.99万千瓦。2020-2023年公司新能源装机量迅速增长，CAGR达到78.78%。截至2024年6月30日，公司新能源控股在运装机容量2237.04万千瓦，其中风电755.92万千瓦、光伏1481.12万千瓦，另控股独立储能电站112.90万千瓦。根据中国核电的新能源发展规划，公司预计到“十四五”末，新能源装机将达到3000万千瓦，2024-2025年公司有望新增新能源装机量合计1148.41万千瓦。

图 45: 2018-2025E 公司新能源在运装机容量 (万千瓦)



资料来源：公司公告，信达证券研发中心 注：2018和2019年末公示风电和光伏分别的装机情况

图 46: 2020-2024H1 公司新能源在建装机容量 (万千瓦)



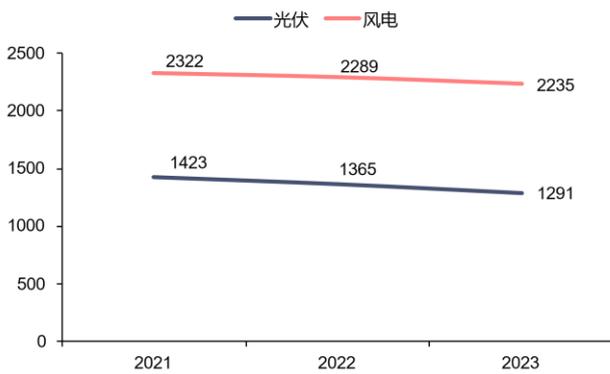
资料来源：公司公告，信达证券研发中心

新能源利用小时数较为平稳，发电量高速增长。2023年，公司风电和光伏发电平均利用小时分别为2235小时和1291小时，新能源板块发电量为233.82亿千瓦时，同比增长66.44%，其中风力发电量为109.04亿千瓦时，同比增长66.78%；光伏发电量为124.78亿千瓦时，同比增长66.14%。公司新能源发电量呈现高速增长态势，随着风电和光伏在建项目投入商运，公司新能源业务未来增长可期。

核电站滩涂地+当地政策支持提供发展空间。公司依托已布局的核电站推进新能源业务发展，除中核汇能以外的风电机组属于辽宁核电和漳州能源，光伏发电机组属于辽宁核电。核电站周围有优质滩涂地和风光资源，同时当地政策支持风电和光伏发电等新能源发展，有

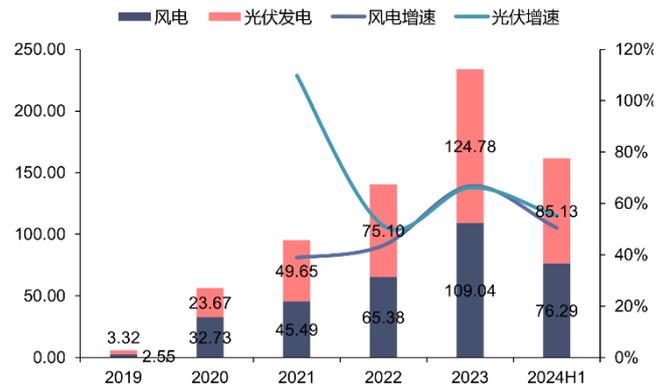
利于公司风电和光伏发电机组建设。

图 47: 2015-2023 公司风电光伏平均利用小时数



资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

图 48: 2019-2024H1 公司新能源板块发电量 (亿千瓦时)



资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

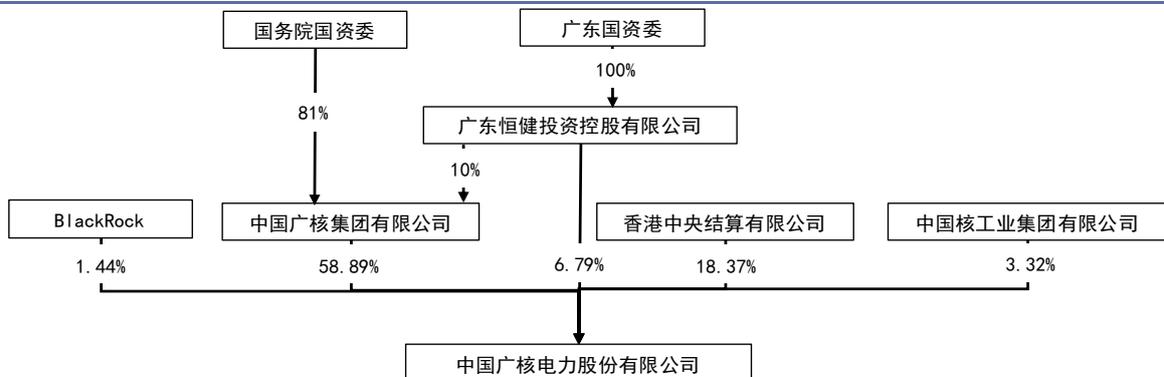
4.2 中国广核: 国内在运装机规模最大的核电运营商, 兼具分红及成长性

4.2.1 背靠中广核集团, 国内在运装机规模最大的核电运营商, 经营业绩稳健增长

起步于大亚湾核电站, 国内在运装机规模最大的核电运营商。中国广核电力股份有限公司 (简称“中国广核”) 是中国广核集团核能发电的唯一平台, 公司最早可追溯至 1982 年国家批准建设的大亚湾核电站, 2014 年 3 月公司正式成立, 同年 12 月于港交所上市, 2019 年 8 月在深交所上市。公司现已成长为我国在运装机规模最大的核电开发商与运营商, 主营业务包括建设、运营及管理核电站, 电力销售, 组织开发核电站的设计及科研工作等。截至 2023 年底, 公司在运核电装机数量达到 27 台, 装机容量 3056.8 万千瓦, 约占全国核电装机 53.6%; 控股在建及核准待开工机组 11 台 (含中广核集团委托管理的 6 台机组), 装机容量合计 1324.6 万千瓦。

背靠中广核集团, 协同作用显著。公司控股股东为中广核集团, 截至 2024 年 6 月 30 日中广核集团持股 58.89%。中广核集团以“发展清洁能源, 造福人类社会”为使命, 经过 40 余年的发展, 构建了 6+1 产业体系, 业务已覆盖核能、核燃料、新能源、非动力核技术、数字化、科技型环保、产业金融等领域, 为中国广核核电业务的开展提供有力的保障。

图 49: 中国广核股权结构 (截至 2024 年 6 月 30 日)



资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

装机量及电价提升增长带动公司营收及归母净利润稳步增长。公司核电装机量持续增长,

2015-2023 年装机量 CAGR 达到 9.38%，推动公司营收 CAGR 实现 15.27%，归母净利润 CAGR 实现 6.03%。2023 年，受益于防城港 3 号机组投运以及市场化电价上涨，公司电力销售业务的营收同比增长 7.59%，但受建筑安装和设计服务业务营收下滑的拖累，公司整体营收同比下降 0.33%。公司的建筑安装及设计服务业务毛利率低，对毛利及归母净利润的影响有限，2023 年公司实现毛利润 296.91 亿元，同比增长 7.81%，实现归母净利润 107.25 亿元，同比增长 7.64%。2024H1 公司实现归母净利润 71.09 亿元，同比增长 2.16%，主要为新机组投产带来的盈利提升。

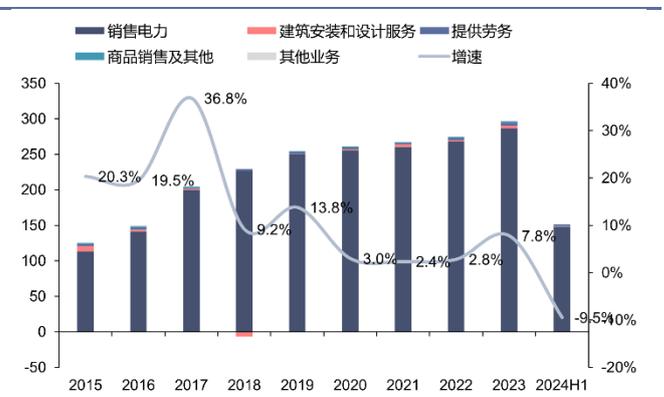
核电销售业务贡献主要毛利，2023 年建安业务规模收缩带动整体利润水平提升。一直以来核电销售业务贡献了公司主要毛利，且该毛利率较高；建筑安装和设计服务业务营收占比高，但因业务毛利率低，毛利占比小。2023 年核电销售业务实现毛利润 286.65 亿元，占比 96.54%，毛利率 45.87%；建筑安装和设计服务实现毛利润 3.41 亿元，占比 1.15%，毛利率 1.91%。2023 年建安业务规模收缩，公司整体毛利率及净利率均有所提升，2023 毛利率为 35.97%，同比增长 2.72pct，净利率为 20.65%，同比增长 2.25pct。

图 50：2015-2024H1 中国广核营收结构及增速（亿元）



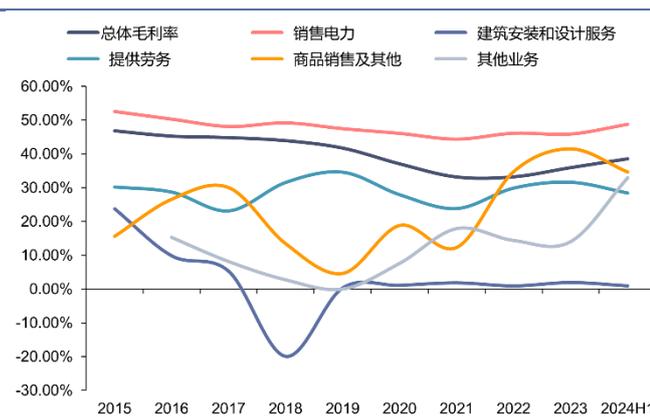
资料来源：iFinD，信达证券研发中心

图 51：2015-2024H1 中国广核毛利结构及增速（亿元）



资料来源：iFinD，信达证券研发中心

图 52：2015-2024H1 中国广核分业务毛利率



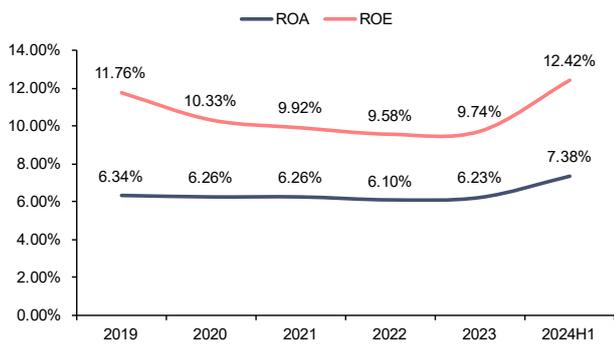
资料来源：iFinD，信达证券研发中心

图 53：2015-2024H1 中国广核归母净利润及增速（亿元）

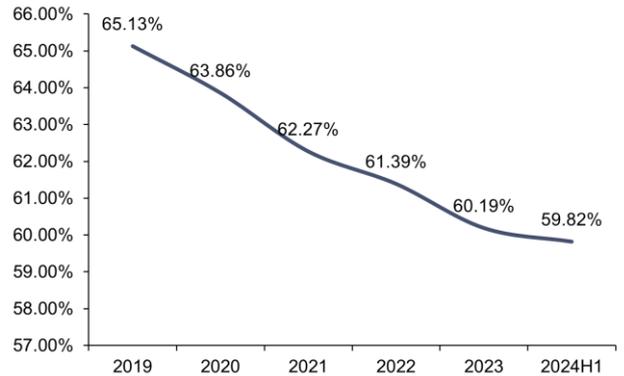


资料来源：iFinD，信达证券研发中心

公司 ROE、ROA 较高且基本保持稳定，资产负债率呈稳步下降趋势。公司的资产回报率和净资产收益率基本保持稳定，2023 年公司 ROA 为 6.23%，ROE 为 9.74%。资产负债率方面，核电站建设前期投入大、融资规模大的特点使得公司资产负债率相对较高，近年来公司资产负债率持续下降，2023 年资产负债率已降至 60.19%。

图 54: 2019-2024H1 中国广核 ROA 及 ROE


资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心 注: 2024H1 数据已进行年化处理

图 55: 2019-2024H1 中国广核资产负债率


资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

公司经营性现金流充沛, 股利支付率及股息率稳定增长。公司经营性净现金流随业绩稳定增长, 2015-2023 年 CAGR 为 18.88%, 2023 年公司实现经营性净现金流量 331.2 亿元, 同比增长 5.58%。截至 2023 年底, 公司控股或参股在建及规划核电装机 358.8 万千瓦, 我们预计“十四五”、“十五五”期间公司的资本开支平稳可控, 现金流状况良好。分红方面, 公司发布《未来五年(2021 年-2025 年)股东分红规划》, 明确将优先采用现金分红方式进行利润分配, 任何三个连续年度内, 公司以现金累计分配的利润不少于该三年实现的年均可分配利润的 30%。2019 年以来公司的股利支付率维持在 40% 以上并逐年提升, 2023 年公司每股分红 0.094 元, 股利支付率为 44.3%, 对应 2023 年 12 月 31 日的股息率为 3.0%。公司充裕的现金流可充分支撑在建机组的资本开支并为分红提供保障, 我们预计未来几年公司的现金流及分红状况或均有稳定提升。

图 56: 2015-2024H1 中国广核现金流量情况 (亿元)


资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

图 57: 2019-2023 年中国广核分红情况 (元/股)

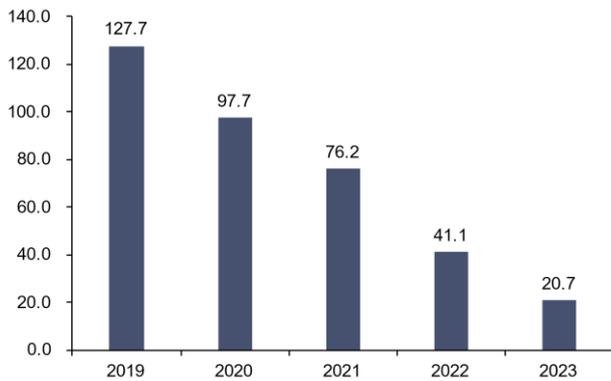

资料来源: iFinD, 信达证券研发中心

4.2.2 台山核电重启有望带来盈利修复, 机组投产长期业绩稳定增长

台山核电重新恢复正常运营有望带来盈利修复。2021 年 7 月, 台山核电站 1 号机组运行过程中出现少量燃料破损, 虽然在技术规范允许范围内, 机组可以继续稳定运行, 但出于安全考虑, 公司决定对其停机检修, 2022 年 8 月机组检修结束恢复运营; 2023 年第一季度台山 1 号机组又开始进行换料大修, 11 月 27 日完成大修换料工作并网发电。因此 2021-2023 年台山 1 号机组发电量持续下滑, 2023 年台山 1 号机组上网电量仅为 20.7 亿千瓦时, 同比

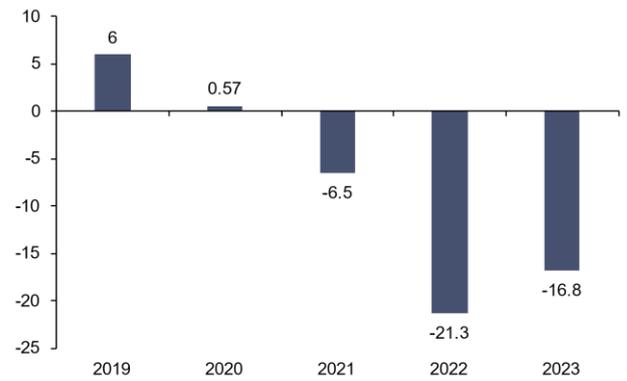
下降 49.7%，台山核电净利润也由盈转亏，2021-2023 年分别亏损 6.5/21.3/16.8 亿元。我们预计 2024 年台山核电站发电有望逐步恢复正常运营，带动公司业绩实现修复。假设台山核电 1 号机组实际利用小时数由 2023 年的 1268 小时恢复至 7000 小时（发电量恢复至 115.2 亿千瓦时），上网电价按照 0.435 元/千瓦时（含税），机组净利率恢复至 2019 年的水平（9.9%），我们预计台山核电站 1 号机组完全恢复运营后有望带来 3.6 亿元的净利润改善，2.5 亿元的归母净利润改善。

图 58: 2018-2024E 台山 1 号机组发电量 (亿千瓦时)



资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

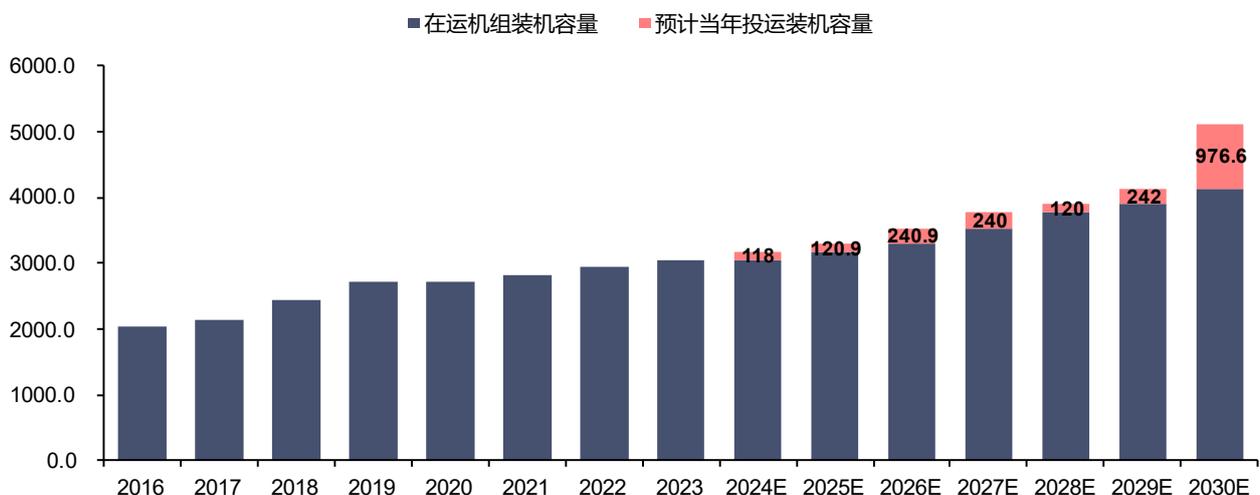
图 59: 2019-2023 年台山核电净利润 (亿元)



资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

“十四五”、“十五五”期间超千万千瓦在建及核准机组有望投产，带动公司长期稳定发展。公司核电装机容量持续增长，2015-2023 年核电装机量 CAGR 达到 9.8%。1994 年至今，公司先后投运了大亚湾核电、岭澳核电、岭东核电、阳江核电、防城港核电、宁德核电、台山核电、红沿河核电（联营）等 27 台核电机组，截至 2024H1 年底，公司在运核电装机容量合计达到 3175.6 万千瓦。此外，公司控股在建及核准待开工机组共 16 台，包括防城港核电、惠州核电、苍南核电、陆丰核电以及宁德核电等，装机容量合计 1940.4 万千瓦，其中集团托管 8 台，装机量合计 966.6 万千瓦。公司预计防城港 4 号机组即将于 2024 年投产，带来装机增量 118 万千瓦，其余机组也将陆续投产。我们预计到 2030 年公司在运核电装机容量有望达到 5114.4 万千瓦，相较于 2023 年增长 67.4%，公司的核电业务具有较高的成长性。

图 60: 2016-2030E 中国广核在运核电装机容量 (万千瓦)



资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

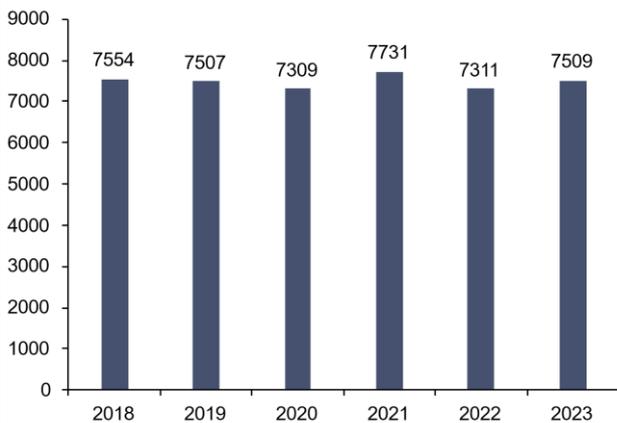
表 13: 中国广核在建及核准机组情况 (截至 2024H1)

核电机组	装机容量 (万千瓦)	土建	设备安装	计划商运时间	备注
在建机组	广东惠州1号机组	120.9		2025年	托管
	广东惠州2号机组	120.9		2026年	托管
	浙江苍南1号机组	120		2026年	托管
	广东陆丰5号机组	120	✓	2027年	
	浙江苍南2号机组	120		2027年	托管
	广东陆丰6号机组	120	✓	2028年	
合计	721.8				
核准机组	福建宁德5号机组	121		2029年	
	福建宁德6号机组	121		2029年	
	广东惠州3号机组	120.9		-	托管
	广东惠州4号机组	120.9		-	托管
	山东招远1号机组	121.4		2030年	
	山东招远2号机组	121.4		2030年	
	广东陆丰1号机组	124.5		2030年	
	广东陆丰2号机组	124.5		2030年	
	浙江苍南3号机组	121.5		2030年	托管
	浙江苍南4号机组	121.5		2030年	托管
合计	1218.6				

资料来源：公司公告，金融界，信达证券研发中心

公司核电机组年平均利用小时数相对稳定，上网电量稳步提升。公司大部分机组分布在广东、辽宁、福建等用电大省，核电机组利用小时数相对稳定，2018年以来利用小时数稳定在7300小时以上，2023年公司核电机组年平均利用小时数为7509小时。公司核电发电量随装机增长稳定增长，2018-2023年CAGR为6.4%，2023年核电上网电量达到2141.5亿千瓦时同比上升8%。2024年起公司在建机组将陆续投入商运，核电发电量有望持续提升。

图 61：2018-2023 中国广核核电年平均利用小时数（小时）



资料来源：公司公告，信达证券研发中心

图 62：2018-2024H1 中国广核核电发电量及增速（亿千瓦时）



资料来源：公司公告，信达证券研发中心

五、投资建议

核能发电兼具稳定及清洁的特质，“双碳”政策推动下核电中长期成长空间广阔。收入方面，核电电量保障性收购叠加电价相对稳定，核电公司的业绩主要由装机量增长驱动，2024-2030年我国有望新增核电装机超5000万千瓦，CAGR有望达11%，“十五五”核电核准及开工有望进入高峰期，中长期具备较高成长性。成本方面，核电成本以折旧为主且燃料大部分锁定长协，成本稳定且具竞争优势。代际更迭短期内核电成本或呈上升趋势，后续随着标准化、批量化建设成本有望持续下降。我们测算标杆电价下三代机组IRR略低于二代机组，随着造价下降其IRR具备上升空间。此外，核电利息偿还完毕、折旧计提结束后净利润有望进一步释放。我们持续看好经营稳健，现金流优质，分红稳中有升，中长期具备较高成长性的核电运营商。相关标的：中国核电，中国广核。

表 14：可比公司估值表

行业	股票代码	股票名称	收盘价 (最新)	归母净利润(百万元)				EPS(元/股)				PE				PB
				2023A	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E	
核电	003816.SZ	中国广核	4.07	10725	11852	12556	13380	0.21	0.23	0.25	0.27	19.20	17.35	16.32	15.31	1.7769
	601985.SH	中国核电	10.12	10624	11274	12319	13210	0.55	0.59	0.65	0.69	18.27	17.02	15.64	14.61	2.0715
水电	600900.SH	长江电力	28.2	27239	33907	35946	37510	1.11	1.47	1.53	1.53	25.33	19.20	18.39	18.39	3.5604
	600886.SH	*国投电力	15.8	6705	8385	9274	9836	0.90	1.12	1.24	1.32	17.56	14.11	12.74	11.97	2.2031
	600025.SH	华能水电	10.48	7638	8842	9770	10576	0.40	0.49	0.54	0.59	26.20	21.40	19.29	17.79	3.4233
	600674.SH	川投能源	17.72	4400	5149	5496	5858	0.93	1.06	1.13	1.20	19.02	16.77	15.72	14.75	2.1692
	600236.SH	桂冠电力	6.22	1226	2951	3239	3507	0.14	0.38	0.41	0.45	42.96	16.56	15.09	13.96	2.8483

资料来源：iFind, 信达证券研发中心 注：标*公司盈利预测数据来自信达能源团队，股价为2024年9月23日收盘价格

风险因素

- 双碳形势与政策发生调整：**核电的发展一定程度上受到双碳形势与政策的影响，若双碳政策出现重大调整，或将影响核电发展前景。
- 核电项目审批节奏不及预期：**安全性、技术路线、厂址等因素或导致未来核电项目审核节奏放缓，项目审批数量存在不及预期的风险，从而影响核电长期成长性。
- 核电代际成本提升超预期：**随着核电技术的发展突破，代际间成本存在上升趋势，若代际成本提升超预期，或带来核电阶段性收益率下降的风险。
- 核电站建设进展不及预期或检修时间超预期：**核电站建设具有不确定因素，在建项目实际投运时间或较计划投运时间延；此外，核电站定期大修、小修所需时间或有超出预计的情况，从而一定程度上影响发电量。
- 核电电价政策出现调整：**核电核准电价下调或市场化电价下行或对核电盈利水平产生影响。
- 国际铀价大幅上涨风险：**国际铀价波动较大，若大幅上涨，或一定程度上带动公司燃料成本上涨。

研究团队简介

左前明，中国矿业大学博士，注册咨询（投资）工程师，信达证券研发中心副总经理，中国地质矿产经济学会委员，中国国际工程咨询公司专家库成员，中国价格协会煤炭价格专委会委员，曾任中国煤炭工业协会行业咨询处副处长（主持工作），从事煤炭以及能源相关领域研究咨询十余年，曾主持“十三五”全国煤炭勘查开发规划研究、煤炭工业技术政策修订及企业相关咨询课题上百项，2016年6月加盟信达证券研发中心，负责煤炭行业研究。2019年至今，负责大能源板块研究工作。

李春驰，CFA，CPA，上海财经大学金融硕士，南京大学金融学学士，曾任兴业证券经济与金融研究院煤炭行业及公用环保行业分析师，2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力、天然气等大能源板块的研究。

高升，中国矿业大学（北京）采矿专业博士，高级工程师，曾任中国煤炭科工集团二级子企业投资经营部部长，曾在煤矿生产一线工作多年，从事煤矿生产技术管理、煤矿项目投资和经营管理工作，2022年6月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业及上下游研究。

刘红光，北京大学博士，中国环境科学学会碳达峰碳中和专业委员会委员。曾任中国石化经济技术研究院专家、所长助理，牵头开展了能源消费中长期预测研究，主编出版并发布了《中国能源展望2060》一书；完成了“石化产业碳达峰碳中和实施路径”研究，并参与国家部委油气产业规划、新型能源体系建设、行业碳达峰及高质量发展等相关政策文件的研讨编制等工作。2023年3月加入信达证券研究开发中心，从事大能源领域研究并负责石化行业研究工作。

邢秦浩，美国德克萨斯大学奥斯汀分校电力系统专业硕士，天津大学电气工程及其自动化专业学士，具有三年实业研究经验，从事电力市场化改革，虚拟电厂应用研究工作，2022年6月加入信达证券研究开发中心，从事电力行业研究。

程新航，澳洲国立大学金融学硕士，西南财经大学金融学学士。2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力行业研究。

吴柏莹，吉林大学产业经济学硕士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事公用环保行业研究。

胡晓艺，中国社会科学院大学经济学硕士，西南财经大学金融学学士。2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事石化行业研究。

刘奕麟，香港大学工学硕士，北京科技大学管理学学士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事石化行业研究。

李睿，CPA，德国埃森经济与管理大学会计学硕士，2022年9月加入信达证券研发中心，从事煤炭和煤矿智能化行业研究。

李栋，南加州大学建筑学硕士，2023年1月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

唐婵玉，香港科技大学社会科学硕士，对外经济贸易大学金融学学士。2023年4月加入信达证券研发中心，从事天然气、电力行业研究。

刘波，北京科技大学管理学本硕，2023年7月加入信达证券研究开发中心，从事煤炭和钢铁行业研究。

分析师声明

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

免责声明

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

本报告是针对与信达证券签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通，对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

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

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

在法律允许的情况下，信达证券或其关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

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

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

评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深 300 指数（以下简称基准）； 时间段：报告发布之日起 6 个月内。	买入 ：股价相对强于基准 15% 以上；	看好 ：行业指数超越基准；
	增持 ：股价相对强于基准 5%~15%；	中性 ：行业指数与基准基本持平；
	持有 ：股价相对基准波动在±5% 之间；	看淡 ：行业指数弱于基准。
	卖出 ：股价相对弱于基准 5% 以下。	

风险提示

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

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