

中国核电 (601985)

量变为基, 质变为核

买入 (首次)

2023年11月07日

证券分析师 袁理

执业证书: S0600511080001

021-60199782

yuanl@dwzq.com.cn

证券分析师 任逸轩

执业证书: S0600522030002

renyx@dwzq.com.cn

研究助理 谷玥

执业证书: S0600122090068

guy@dwzq.com.cn

盈利预测与估值	2022A	2023E	2024E	2025E
营业总收入 (百万元)	71,286	76,755	82,212	89,552
同比	14%	8%	7%	9%
归属母公司净利润 (百万元)	9,010	10,426	11,422	12,528
同比	10%	16%	10%	10%
每股收益-最新股本摊薄 (元/股)	0.48	0.55	0.60	0.66
P/E (现价&最新股本摊薄)	15.45	13.35	12.18	11.11

关键词: #股息率高 #稀缺资产

投资要点

- **中国核电开拓者。**中国核工业集团旗下唯一核电运营平台,核电双寡头之一,积极布局新能源,打造世界一流清洁能源服务商。核心资产稳定运营,收入利润稳增,现金流良好分红率35%以上,股息率2.3%(TTM)。
- **新型电力系统的基荷电源,行业景气拐点。**16-18年三年核电零核准后,19年重启核准。21年政府工作报告转为“积极”。中国核能行业协会预计“十四五”中国将保持每年6-8台核电机组核准节奏,22-25年核电装机规模达8.0%显著加速。**新型电力系统转型下,核电为基荷电源的最佳选择,**核电新技术应用安全性经济性提升,推动装机节奏加快。
- **量变为基: 投产加速+保障消纳+成本稳定, 彰显稳定成长。**1) **电量:**项目充沛成长确定,2024年投产加速。公司18-22年核电收入/上网电量CAGR分别为12.8%/12.0%,增长主要由电量驱动。待投运规模贡献64%确定性增长,常态化核准长期成长空间打开,2024年起投产加速。2) **电价: 消纳优先保障, 参与市场化优势突出。**核电优先上网,公司项目位于电力需求大省,消纳有保障,公司机组电价核准电价与市场化电价并行,2022年市场化比例达43%持续上升。电力市场化让电价回归商品属性存在波动,核电低发电成本优势凸显。3) **成本: 结构稳定, 燃料成本可控。**2022年公司成本中折旧/燃料/电厂运维/人员/其他占比分别为38%/22%/13%/14%/13%,较为稳定。依托中核集团长协锁定燃料成本,折旧期满盈利进一步释放。
- **质变为核: 长期视角下核电资产迎质变。**1) **运营三阶段, 还本付息+折旧期满利润释放明显。**二代/三代核电设计寿命40/60年,贷款期限通常15年,公司折旧保守,二代/三代综合折旧年限约25/35年。在还本付息+折旧期/折旧期/利润释放期,二代机组平均毛利分别为0.15/0.14/0.21元/KWh,三代机组平均毛利分别为0.16/0.15/0.21元/KWh。长期运营单位毛利约40%提升空间。2) **二代延寿+三代造价下降, 投资效率提升。**二代机组运营30年可通过改造实现延寿至50年,根据单项目模型,二代机组单GW内在价值约147亿元,延寿拉长运营期内在价值增加22亿元,资产价值增厚15%。公司三代首台首堆单GW投资约160亿元,相较于二代投资提升45%,随批量化建设三代机组造价下降,投资回报率持续提升。3) **资本开支下降+项目稳定运营, ROE有望翻倍提升。**上市公司ROE稳定10%左右,稳定运营子公司ROE稳定20%。随在建项目投运资本开支下降&在运项目爬坡,公司ROE空间翻倍。
- **盈利预测与投资评级:**我们预计公司2023-2025年归母净利润为104.3/114.2/125.3亿元,同比+16%/+10%/+10%,对应当前PE 13.3/12.2/11.1x(估值日期:2023/11/03),首次覆盖,给予“买入”评级。
- **风险提示:**电力价格波动,装机进度不及预期,核电机组运行风险

股价走势



市场数据

收盘价(元)	7.20
一年最低/最高价	5.73/7.58
市净率(倍)	1.53
流通 A 股市值(百万元)	135,959.65
总市值(百万元)	135,959.65

基础数据

每股净资产(元,LF)	4.70
资产负债率(% ,LF)	69.51
总股本(百万股)	18,883.28
流通 A 股(百万股)	18,883.28

相关研究

内容目录

1. 核电开拓者，布局新能源	5
1.1. 三十年积淀，从“国之光荣”到“国之重器”。	5
1.2. 控股股东为中核集团，实控人为国务院国资委	7
1.3. 以核电业务为基础，以新能源业务为动力，盈利持续增长	8
2. 核电审批加速，行业景气迎拐点	11
2.1. 政策转为“积极”，核电审批加速	11
2.2. 供需缺口激化，新型电力系统选择的基荷电源	12
2.3. 核电技术升级，三代堆安全性经济性提升	16
3. 量变为基，质变为核	18
3.1. 投产加速+保障消纳+成本稳定，核电资产彰显稳定成长	18
3.1.1. 电量：项目充沛成长确定，2024年起投产加速	18
3.1.2. 电价：核电消纳优先保障，参与市场化优势突出	21
3.1.3. 成本：成本结构稳定，燃料成本可控	24
3.2. 长期视角下，优质核电资产迎来质变	25
3.2.1. 核电运营三阶段，还本付息+折旧期满利润释放明显	25
3.2.2. 二代核电延寿+三代核电造价下降，投资效率提升	28
3.2.3. 资本开支下降+项目稳定运营，长期 ROE 有望翻倍提升	29
4. 盈利预测与投资建议	32
4.1. 投资建议	33
5. 风险提示	33

图表目录

图 1:	中国核电历史沿革.....	5
图 2:	截至 2023/06/30, 中国在运核电机组装机容量占比	6
图 3:	中国核电核电装机容量、发电量与售电量情况.....	6
图 4:	公司新能源装机容量快速增长.....	6
图 5:	2018-2022 年公司光伏、风电上网电量	6
图 6:	中国核电股权结构 (截至 2023 年 8 月)	7
图 7:	公司收入/利润稳健增长	8
图 8:	公司利润率稳中有升.....	8
图 9:	公司核电收入平稳增长.....	8
图 10:	公司新能源收入高速增长.....	8
图 11:	2018-2022 年不同业务营业收入占比	9
图 12:	2018-2022 年不同业务毛利占比	9
图 13:	2018-2022 年公司分业务毛利率情况	9
图 14:	公司期间费用率稳中有降.....	9
图 15:	资产负债率逐年下降, 加权 ROE 整体稳定.....	10
图 16:	公司现金流表现良好 (亿元)	10
图 17:	分红比例保持在 35% 以上, 股息率上升	10
图 18:	2008-2023 年中国核准核电机组数量	11
图 19:	中国核电装机有望加速.....	12
图 20:	中国全社会用电量稳定增长.....	12
图 21:	2010-2022 年中国全社会用电结构	13
图 22:	2010-2022 年中国发电量分电源占比及复合增速 (亿千瓦时)	14
图 23:	2012-2022 年中国装机容量分电源占比及复合增速 (亿千瓦)	14
图 24:	2020-2023 年中国主要电网最高用电负荷 (亿千瓦)	14
图 25:	2018-2022 年各电源利用小时数情况 (小时)	15
图 26:	2022 年各电源利用小时数单月环比情况 (%)	15
图 27:	不同供电方式碳排放量对比 (gCO ₂ /千瓦时)	15
图 28:	2020-2022 年主要电力公司不同电源类型发电成本 (元/千瓦时)	16
图 29:	三代堆单千瓦造价 (万元/千瓦)	17
图 30:	2018-2022 核电收入主要受电量增长驱动	18
图 31:	2018-2022 核电电价 (含税) 保持稳定	18
图 32:	2018-2022 年核电利用小时与厂用电率趋向稳定	19
图 33:	公司核电装机增速明显, 电量主要受装机驱动.....	19
图 34:	2023-2029 年在建机组投运情况	20
图 35:	各省全社会用电量持续增长.....	21
图 36:	公司核电机组发电量占全省用电量比例.....	21
图 37:	核电定价机制三阶段.....	22
图 38:	公司电量市场化交易比例逐年上升.....	22
图 39:	各省 2021-2023 年电力市场化交易方案	23
图 40:	公司 2018-2022 年营业成本结构	24
图 41:	2013.9-2023.9 国际铀价月度变化情况	25
图 42:	2022 年世界前 10 铀原料生产国 (单位: 吨)	25

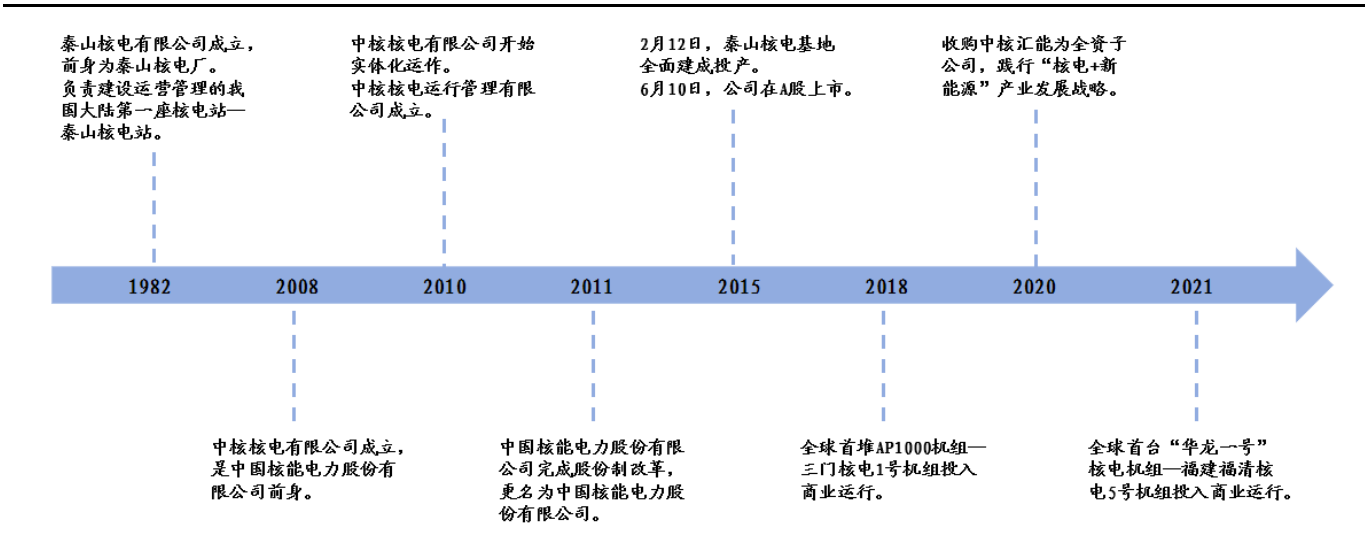
图 43:	二代机组全生命周期利润与现金流.....	27
图 44:	三代机组全生命周期利润与现金流.....	27
图 45:	二代机组延寿后净利润与现金流情况.....	28
图 46:	二代机组延寿关键指标.....	28
图 47:	三代机组模型造价与电价敏感性测算.....	28
图 48:	中国核电、项目公司 ROE 对比 (2022 年)	29
图 49:	子公司 2020-2022 年 ROE 水平	29
表 1:	公司战略规划.....	7
表 2:	2022 年中国电力供需形势.....	13
表 3:	二代堆、三代堆安全性对比.....	17
表 4:	公司控股核电机组梳理.....	19
表 5:	核能发电优先消纳相关政策.....	21
表 6:	核电机组核定电价与各省燃煤基准电价情况 (单位: 元/KWh)	23
表 7:	核电项目全生命周期假设.....	25
表 8:	投资核心假设.....	26
表 9:	建设核心假设 (亿元/GW)	26
表 10:	运营核心假设.....	26
表 11:	核电项目全生命周期模型关键测算结果.....	27
表 12:	上市公司、项目公司 ROE 杜邦分析 (2020-2022 年)	30
表 13:	中国核电主要资产构成结构.....	30
表 14:	中国核电在建工程主要构成.....	31
表 15:	中国核电业务拆分及盈利预测.....	32
表 16:	中国核电及其可比公司对比 (估值日期: 2023/11/03)	33

1. 核电开拓者，布局新能源

1.1. 三十年积淀，从“国之光荣”到“国之重器”。

中国核电的开拓者，布局“核电+新能源”清洁能源产业。公司的历史可以追溯至1982年成立的秦山核电有限公司。1985年，秦山核电有限公司开工建设我国大陆第一座核电站——秦山核电站，中国核电从这里起步。而后秦山二核、秦山三核、田湾核电、福清核电、三门核电相继开工建设。2008年中国核工业集团有限公司作为控股股东建立了中核核电有限公司；2011年公司完成股份制改革，正式更名为中国核能电力股份有限公司。2015年6月，公司在A股上市。2020年公司收购全资子公司中核汇能，完成公司对新能源产业投资的关键布局，加快公司“核电+新能源”产业发展战略的实施。

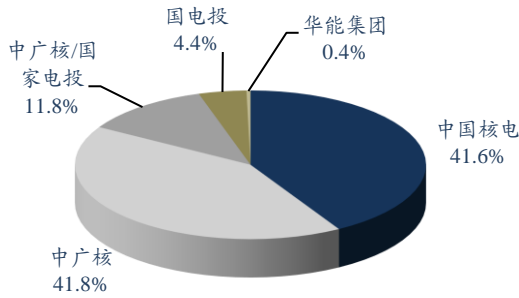
图1：中国核电历史沿革



数据来源：公司官网，公司公告，东吴证券研究所

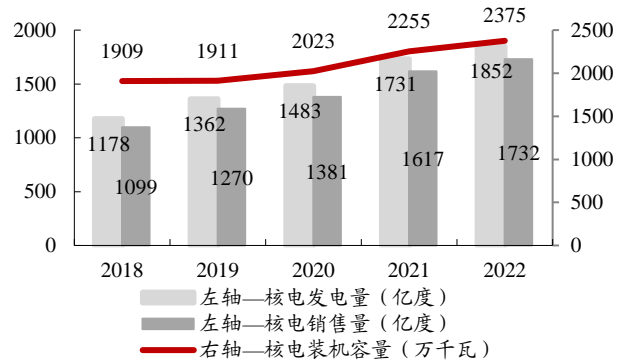
公司为核电双寡头之一，行业仅有四家运营“牌照”。目前中国具有大型核电站业主身份的只有四家公司，分别是中核集团、中广核集团、国电投集团以及华能集团。公司与中广核分别为我国最早的两座核电站秦山核电站与大亚湾核电站的运营商，运营核电站年限达到30年以上，具备深厚的技术积淀与经验积累。根据中国核能行业协会，截至2023年6月30日，公司控股在运核电装机容量占核电行业总运行装机容量的41.6%。2018-2022年，公司核电装机容量复合增速5.61%，发电量复合增速11.98%，售电量复合增速12.04%，公司核电业务平稳增长，发电效率提升明显。

图2: 截至 2023/06/30, 中国在运核电机组装机容量占比



数据来源: 国家能源局, 东吴证券研究所

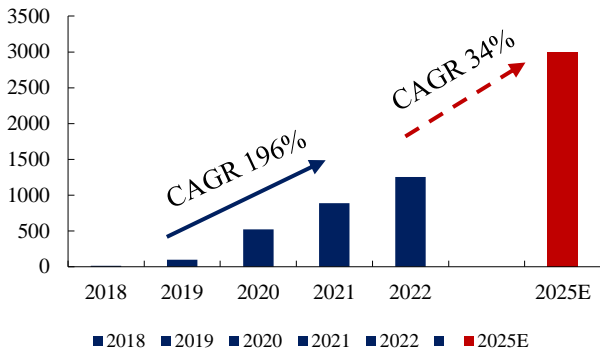
图3: 中国核电核电装机容量、发电量与售电量情况



数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

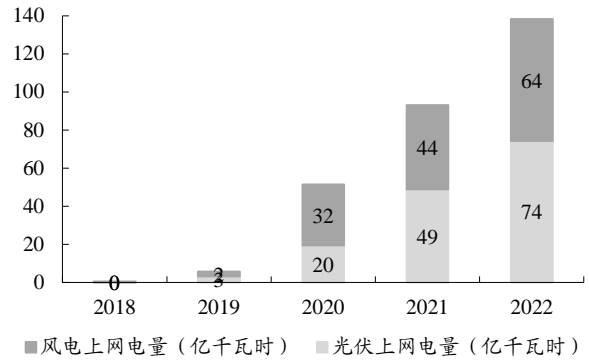
新能源业务有望成为第二增长点。2020 年公司完成对中核汇能的收购, 新能源产业布局完善后加速发展, 2022 年公司新能源装机容量达到 1253 万千瓦, 2018-2022 年新能源装机容量 CAGR 达 196%。根据公司规划, 到 2025 年公司新能源装机容量将达到 3000 万千瓦, 按 2022-2025 年新能源装机复合增速为 34%。2022 年, 公司新能源上网电量 138.23 亿千瓦时, 同比增长 48.4%。

图4: 公司新能源装机容量快速增长



数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

图5: 2018-2022 公司光伏、风电上网电量



数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

公司规划 2025 年装机 5600 万千瓦, 成为世界一流的清洁能源服务商。根据企业年报, 公司对未来核电与新能源业务发展定制了三阶段目标: **1) 2025 年**, 公司装机将达到 5600 万千瓦; **2) 2035 年**, 公司目标装机达到 1 亿千瓦; **3) 2050 年**, 公司将成为世界一流的清洁能源服务商, 实现核能业务、非核清洁能源与敏捷端业务的全面发展。

表1: 公司战略规划

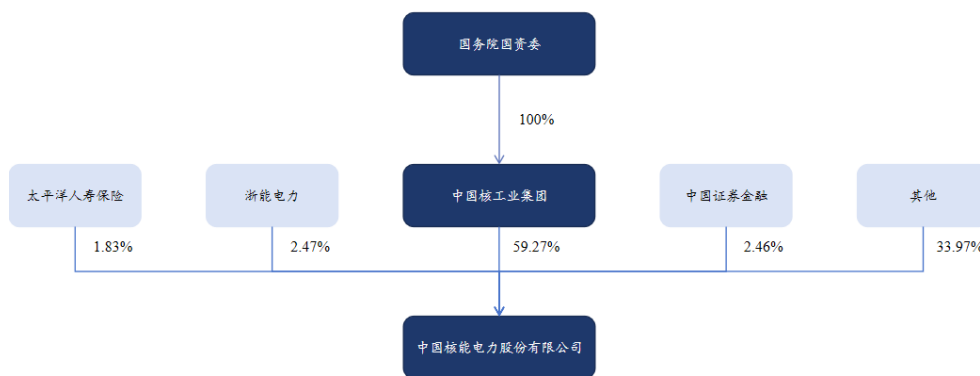
十四五目标	到 2025 年，运行电力装机容量达到 5600 万千瓦；核能多用途利用打开新局面，核电技术服务产值实现“翻一番”，非核清洁能源成为百亿级产业，敏捷清洁技术产业取得突破
2035 年目标	电力装机容量超过 1 亿千瓦；核能在动力、供热、海水淡化、制氢等领域得到商业化推广和产业化发展；敏捷端新产业得到有效拓展，业务收入占比达到 10%以上。
2050 年目标	成长为具有全球竞争力的世界一流清洁能源服务商。

数据来源：中电联，东吴证券研究所

1.2. 控股股东为中核集团，实控人为国务院国资委

背靠中核集团，核产业完整布局。中核集团是公司的控股股东，持股比例 59.27%，国务院国资委是公司的实际控制人。中国核电是中国核工业集团旗下唯一核电运营平台。中核集团作为公司发展的坚强后盾，拥有完整的核科技工业体系，包括天然铀的探、采及核燃料制造、核电技术研发、工程建设总包，到整个核燃料循环及后端的放射性废物处理处置等，为公司提升产业链整体价值提供了保障。公司拥有控股子公司 28 家，合营公司 1 家，参股公司 12 家，投资控股秦山核电、江苏核电、福清核电、海南核电、三门核电、漳州能源、辽宁核电等七大核电基地，全资子公司中核汇能负责风电、光伏等新能源开发。

图6: 中国核电股权结构（截至 2023 年 8 月）

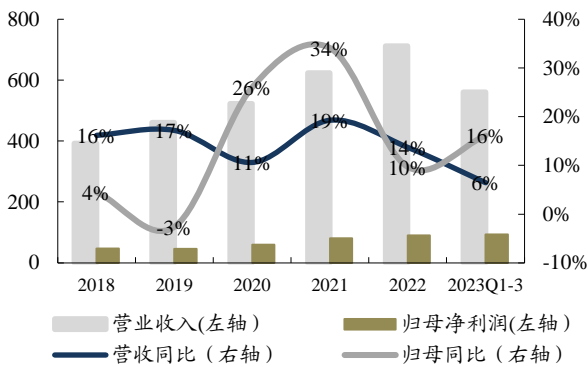


数据来源：中国核电官网，公司公告，东吴证券研究所

1.3. 以核电业务为基础，以新能源业务为动力，盈利持续增长

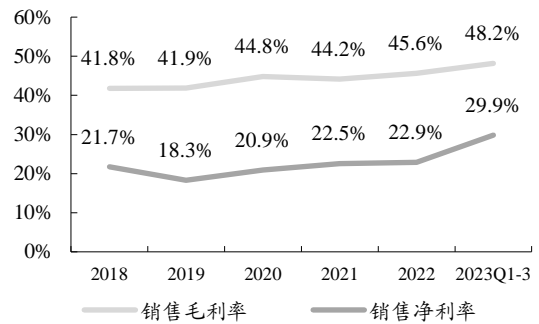
收入业绩稳定增长，盈利能力稳健。2018-2022 公司营业收入 CAGR16%，归母净利润 CAGR 达 17%，收入业绩稳定增长。公司盈利水平稳中有升，2018-2022 年，公司销售毛利率由 42% 升至 46%，销售净利率由 21.7% 升至 22.9%。2023 年前三季度，公司盈利水平继续上升，销售毛利率/销售净利率达到 48.2%/29.9%。

图7：公司收入/利润稳健增长



数据来源：公司公告，东吴证券研究所

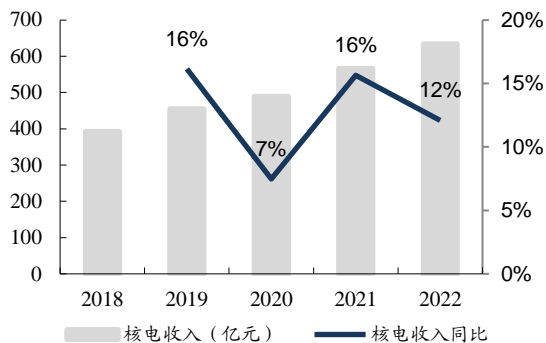
图8：公司利润率稳中有升



数据来源：公司公告，东吴证券研究所

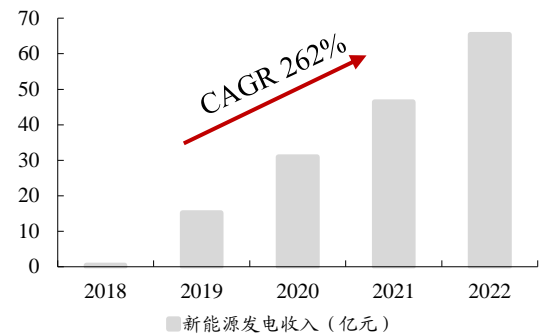
核电为公司主要业务，新能源业务占比提升。核电业务为公司上市以来的主要业务，2018-2022 年核电业务的营业收入和毛利占比稳定在 85% 以上。2022 年，核电业务的营业收入占比 89%，毛利占比 87%。新能源业务近年来迅猛发展，占比逐年提升，新能源业务毛利由 2018 年的 0.2 亿元增长至 2022 年的 39.39 亿元，毛利占比提升至 12%。

图9：公司核电收入平稳增长



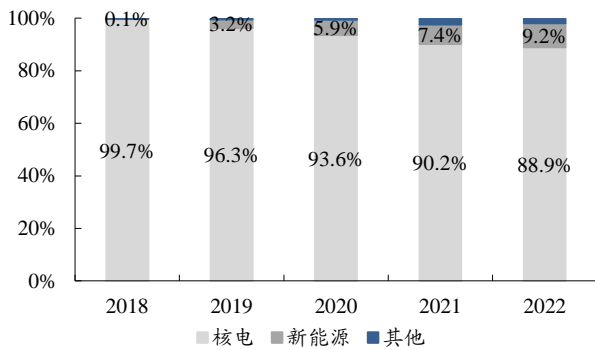
数据来源：公司公告，东吴证券研究所

图10：公司新能源收入高速增长



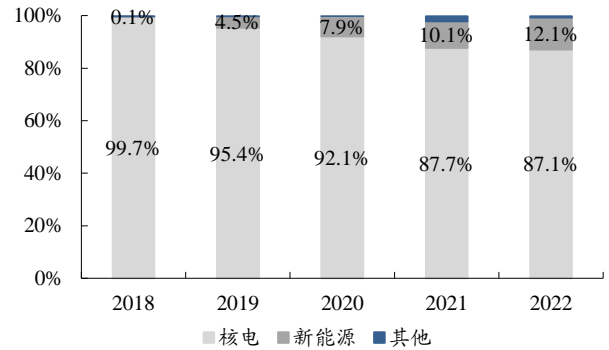
数据来源：公司公告，东吴证券研究所

图11: 2018-2022年不同业务营业收入占比



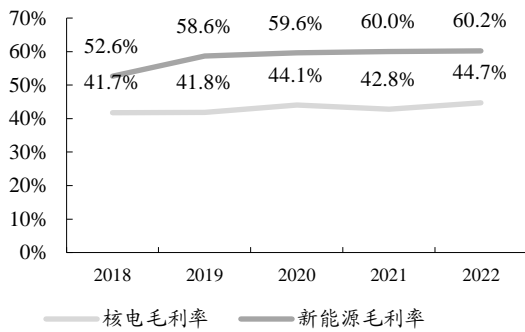
数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

图12: 2018-2022年不同业务毛利占比



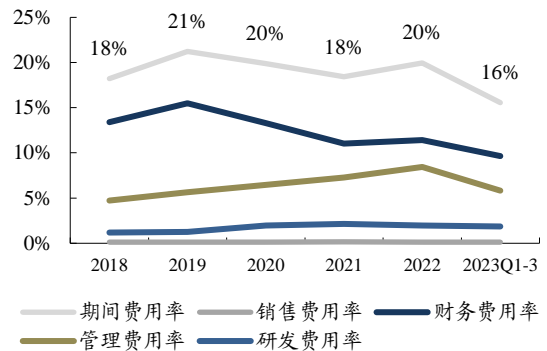
数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

图13: 2018-2022年公司分业务毛利率情况



数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

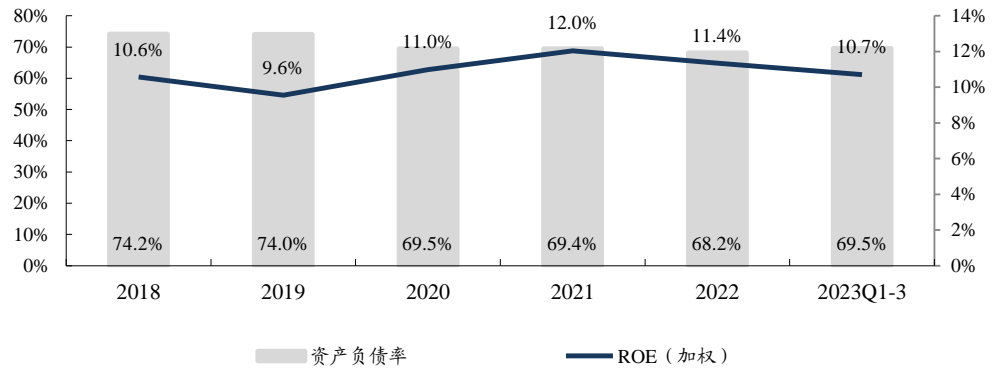
图14: 公司期间费用率稳中有降



数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

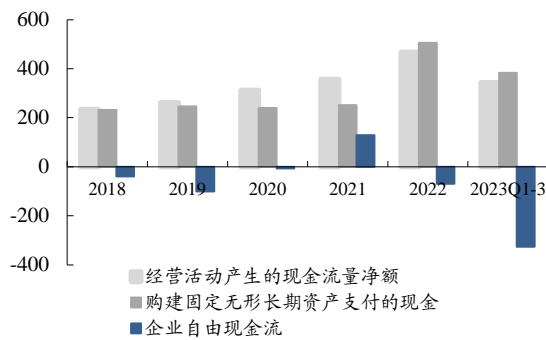
公司资产负债率稳中有降, 分红率保持稳定。截至 2023 年第三季度, 公司资产负债率 69.5% 结构较为稳定。2022 年, 由于在建核电及新能源项目数量上升, 公司资本开支有所提升。公司经营性净现金流长期保持良好, 为分红提供有力保障, 2018-2022 年公司分红率始终保持在 35% 以上。

图15: 资产负债率逐年下降, 加权 ROE 整体稳定



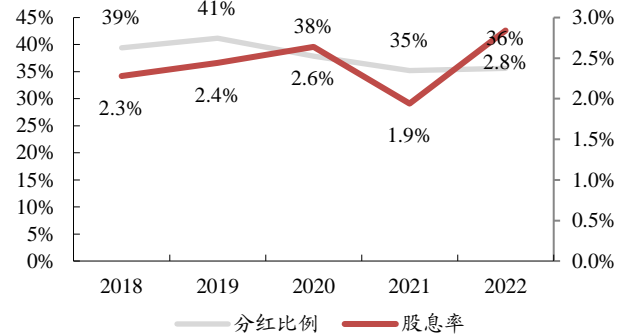
数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

图16: 公司现金流表现良好 (亿元)



数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

图17: 分红比例保持在 35% 以上, 股息率上升



数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

2. 核电审批加速，行业景气迎拐点

2.1. 政策转为“积极”，核电审批加速

政策转为积极，核电审批加速。2011年日本福岛核泄漏事故发生，国务院要求“严格审批新上核电项目。抓紧编制核安全规划，调整完善核电发展中长期规划，在核安全规划批准之前，暂停审批核电项目包括开展前期工作的项目。”**核电机组审批工作停滞。**2012年国务院发布《核电中长期发展规划（2011—2020年）》，提出“十二五时期只在沿海安排少数经过充分论证的核电项目厂址，不安排内陆核电项目。2015年核准8台核电机组后，行业迎来连续三年“零核准”。2019年核电核准复苏，2021年政府工作报告提到“确保安全前提下积极有序发展核电”，这是近十年来政府工作报告首次用“积极”描述核电发展。2022年9月，中国核能行业协会发布《中国核能发展与展望（2022）》，预计“十四五”期间，我国将保持**每年6-8台**核电机组的核准开工节奏。2023年7月召开的国务院常务会议决定核准山东石岛湾、福建宁德、辽宁徐大堡核电项目总计6台机组，核电核准维持积极。

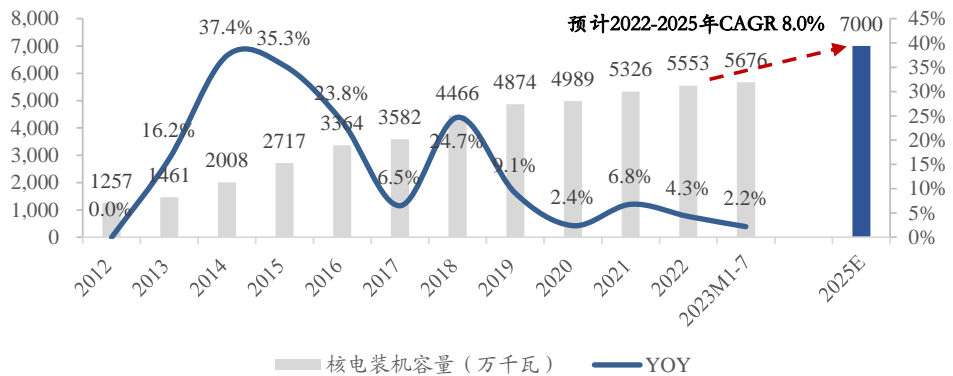
图18：2008-2023年中国核准核电机组数量



数据来源：Wind，东吴证券研究所

我国核电装机增速有望加快。根据国家能源发布2022年全国电力工业统计数据，截至2022年底，全国核电装机容量5553万千瓦，装机容量维持稳定增长。考虑在建规模以及《“十四五”现代能源体系规划》提及至**2025年目标核电运行装机容量达到7000万千瓦左右**，我们预计短期2022-2025年中国核电装机增速CAGR有望达到8.0%，增速显著加快。考虑核准加速以及中国能源结构转型，中长期中国核电装机规模值得期待。

图19: 中国核电装机有望加速

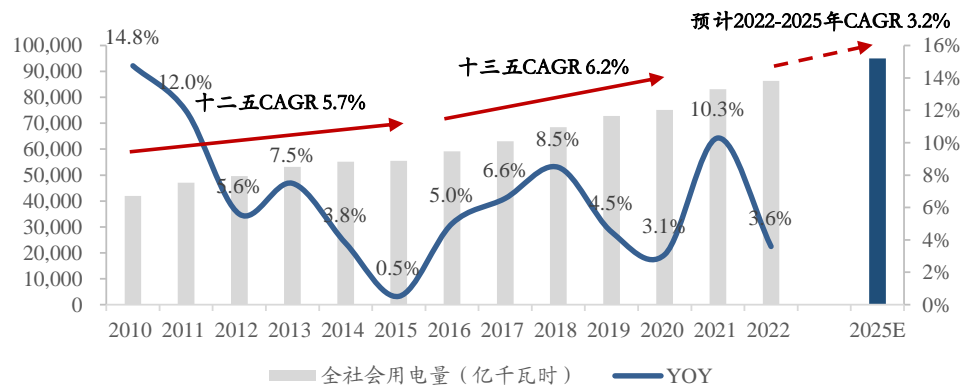


数据来源: Wind, 国家能源局, 东吴证券研究所

2.2. 供需缺口激化, 新型电力系统选择的基荷电源

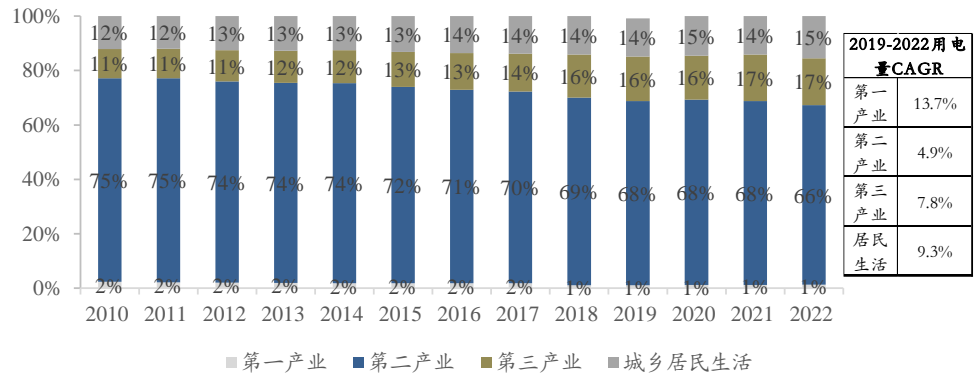
双碳推进电气化加速需求稳定增长。国家经济的发展支持电力需求持续增长。“碳中和碳达峰”目标提出进一步推动能源结构转型与电气化水平的提升,根据“十四五”现代能源体系规划,“十四五”期间电能占终端用能比重达到30%左右,根据中电联预计2025年中国全社会用电量将达到9.5万亿千瓦时,2022-2025年全社会用电量CAGR达3.2%。从用电结构来看,第二产业仍然是中国核心用电产业,第三产业和城乡居民用电增速更快,占比有望维持上升趋势。

图20: 中国全社会用电量稳定增长



数据来源: Wind, 中电联, 东吴证券研究所

图21: 2010-2022 年中国全社会用电结构



数据来源: Wind, 中电联, 东吴证券研究所

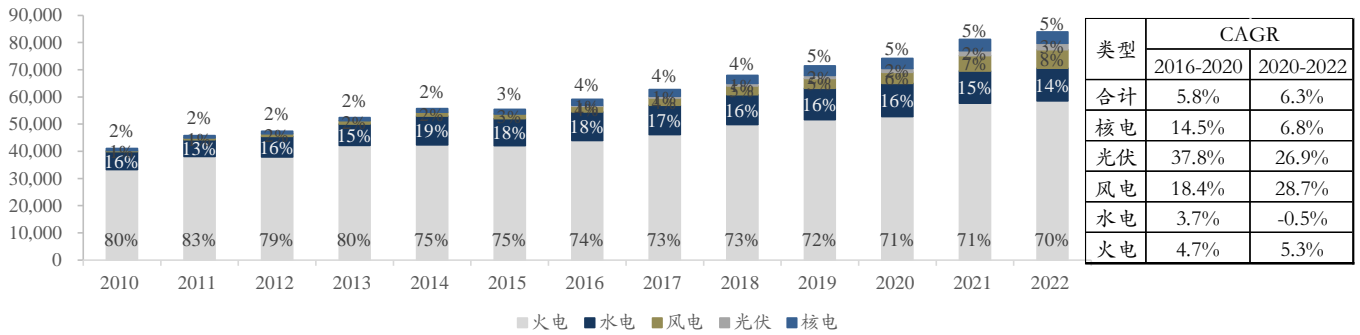
新型电力系统转型推进, 电力供需存在挑战。2021年3月, 习总书记对能源电力发展作出了系统阐述, 首次提出构建新型电力系统。新型电力系统是新型能源体系的重要组成部分和实现“双碳”目标的关键载体, 具备**安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合**四大重要特征。2021年下半年以来, 部分省份开始出现有序用电、限定等措施, 反映出电力供需平衡偏紧。构建新型电力系统, 满足新的时代发展要求, 是复杂且艰巨的系统工程, 电源侧、电网侧、用户侧、储能侧需要协同发展。**电源来看**, 火电仍然为发电量主体, 2022年火电发电量占比达70%, 但受限燃料成本高企以及能源结构转型, 火电新建投资意愿不强。核电、水电每年的新增贡献较为有限, 风电光伏维持高增成为新增装机容量的主体, 但新能源出力不稳定。**从负荷来看**, 用电负荷进一步多元化, 用电需求呈现出“日内双峰、夏冬双峰”特点, 尖峰负荷持续走高, 对于电源及系统提出更高要求。

表2: 2022 年中国电力供需形势

区域	2022 年电力供需形势
全国	2022年2月, 少数省份在部分用电高峰时段电力供需平衡偏紧; 2022年7、8月, 21个省级电网用电负荷创新高, 电力保供形势严峻; 2022年12月, 少数省份电力供需形势较为紧张
华北	电力供需总体平衡
东北	电力供需总体平衡有余
华东	夏季电力供需形势紧张, 浙江、江苏、安徽、上海部分时段采取负荷管理措施
华中	夏季电力供需形势紧张, 四川、重庆、湖北、湖南、河南、江西部分时段采取负荷管理措施, 其中四川供需形势尤为严峻
西北	电力供需总体平衡
南方	夏季和冬季电力供需形势紧张, 广东、广西、云南、贵州在夏季启动多轮次电力需求响应, 贵州、云南在冬季部分时段采取负荷管理措施

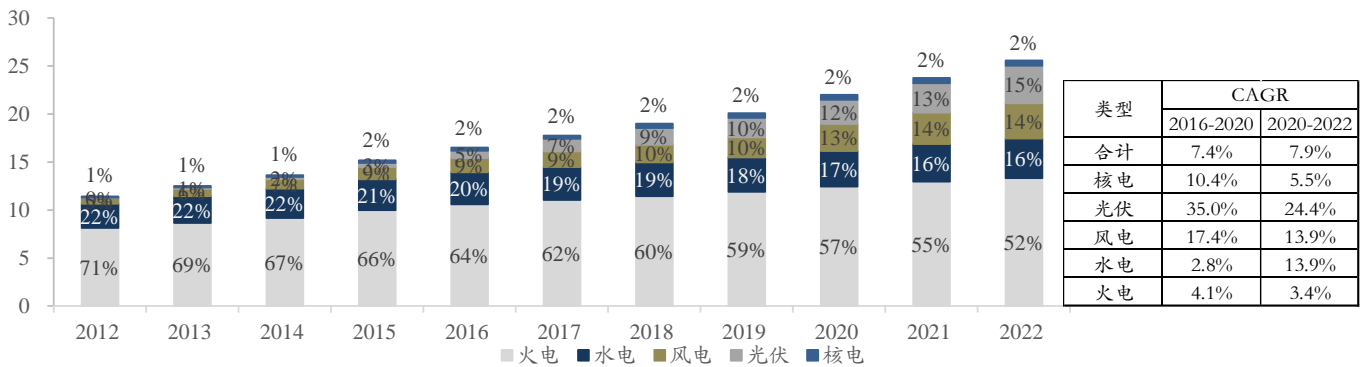
数据来源: 中电联, 东吴证券研究所

图22: 2010-2022 年中国发电量分电源占比及复合增速 (亿千瓦时)



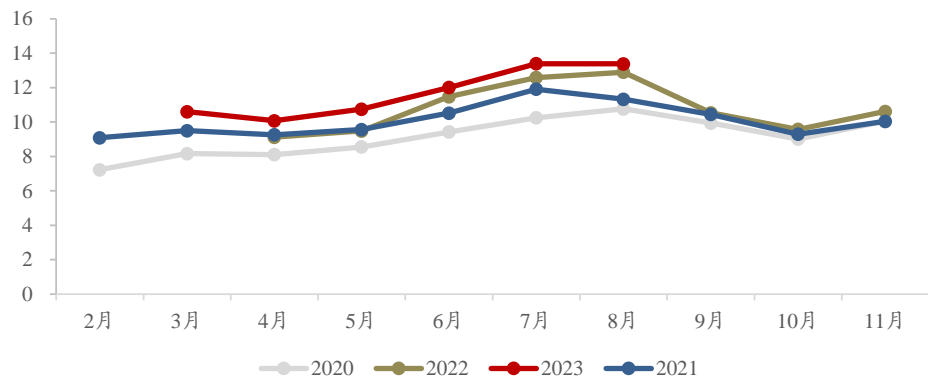
数据来源: Wind, 东吴证券研究所

图23: 2012-2022 年中国装机容量分电源占比及复合增速 (亿千瓦)



数据来源: Wind, 东吴证券研究所

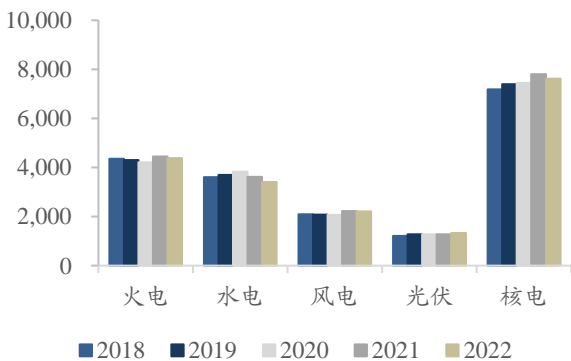
图24: 2020-2023 年中国主要电网最高用电负荷 (亿千瓦)



数据来源: Wind, 东吴证券研究所

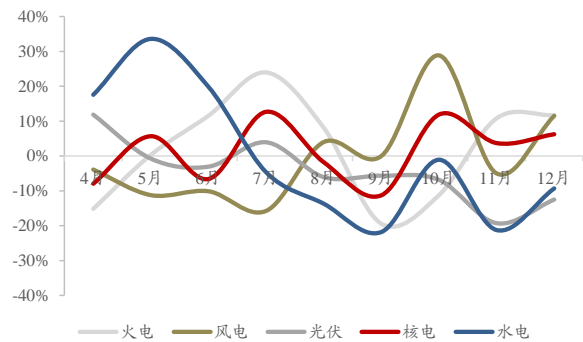
核电有望成为新型电力系统中基荷电源的最佳选择。基荷电源是发电主力电源，要求机组连续运行，发出电力不变。火电是目前中国的主力基荷电源，针对新型电力系统安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合四大特征，核电有望成为基荷电源的最佳选择。**1) 高利用效率，稳定性突出：**核电是高效稳定的电源，受制于煤炭、天然气等燃料价格的波动，火电企业盈利存在周期性影响出力稳定性，水电、风电、光伏受季节、气候变化的影响较大，具有间歇性、随机性和波动性。核电不受燃料、季节、气候等因素影响，能以额定功率长期稳定运行，提供连续可靠的电力供应。2018-2022年核电/水电/火电/风电/光伏平均利用小时数为7490/4342/3634/2141/1279小时。**2) 碳排放低，足够清洁：**核能发电是利用原子能的核裂变获取热能，无需燃烧，度电碳排放量与风电光伏同一水平，并且不会产生二氧化硫、氮氧化物等有害气体；**3) 发电成本低且可控：**核电机组稳定，设计寿命普遍长于折旧年限，能源转换高效，燃料成本可控。梳理主要电力公司2020-2022上网度电成本，核电上网度电成本约0.2元/度，成本较低且比较平稳。

图25: 2018-2022年各电源利用小时数情况(小时)



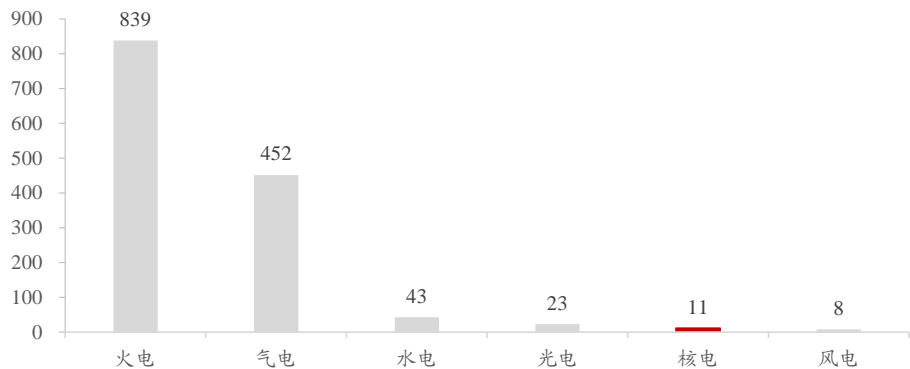
数据来源: Wind, 东吴证券研究所

图26: 2022年各电源利用小时数单月环比情况(%)



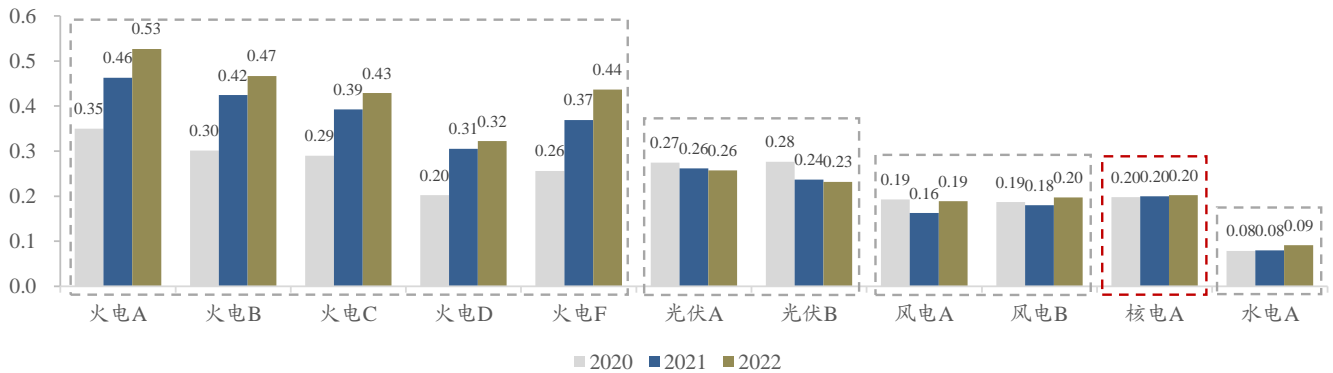
数据来源: Wind, 东吴证券研究所

图27: 不同供电方式碳排放量对比(gCO2/千瓦时)



数据来源: 中国核电和其他电力技术环境影响综合评价(2021), 东吴证券研究所

图28: 2020-2022年主要电力公司不同电源类型发电成本(元/千瓦时)



数据来源: Wind, 东吴证券研究所

2.3. 核电技术升级, 三代堆安全性经济性提升

三代堆技术成熟, 核电走出“无技术可批”困境。2006年我国引进美国西屋最新的三代堆 AP1000 技术, 首台首堆三门核电一期工程开工建设。由于技术经验不足, 项目拖期严重, 三代核电技术受到质疑, 国内核电陷入“无技术可批”的尴尬局面。随着华龙一号技术成熟, 以及 2018 年三门核电两台机组稳定投运, 三代技术的安全性及经济性得到验证。2019 年 1 月, 国务院重启核电审批, 四台华龙一号机组获批。2021 年, 国家能源局、科技部联合印发的《“十四五”能源领域科技创新规划》中明确指出, “围绕提升核电技术装备水平及项目经济性, 开展三代核电关键技术优化研究, 支撑建立标准化型号和型号谱系。” 2023 年 7 月 31 日最新获得核准的六台核电机组中, 石岛湾 1、2 号机组和宁德 5、6 号机组采用的是“华龙一号”核电技术。徐大堡 1、2 号机组采用的是国产化 CAP1000 核电技术, 均为三代核电技术。

“能动+非能动”双重安全系统, 为安全上“双保险”。“华龙一号”是中国核工业集团公司和中国广核集团根据福岛核事故经验反馈以及中国和全球安全要求, 研发的先进百万千瓦级压水堆核电技术, 是具有完全自主知识产权的三代核电技术。“华龙一号”设计了完善的纵深防御安全系统。在表征安全水平的两个重要概率安全指标, 即堆芯损坏概率 (CDF) 和大量放射性释放概率 (LRF) 上, 华龙一号分别低于 10⁻⁶/堆年和 10⁻⁷/堆年, 远低于 10⁻⁵/堆年和 10⁻⁶/堆年的三代机组用户要求, 满足全球最高安全标准, 在安全性上达到了日本福岛核事故后国家核安全局提出的新核安全目标 and 需求。“华龙一号”采用了“能动技术和非能动技术相结合”双保险控制系统, 可以在厂区完全停电的情况下利用重力为反应堆堆芯降温。这两套安全系统是当前核电市场中最保险安全措施。

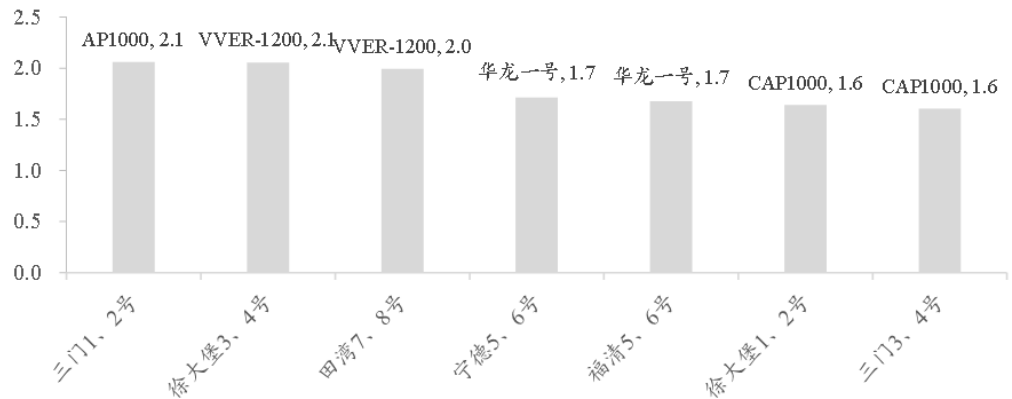
表3: 二代堆、三代堆安全性对比

	设计寿命 (单位: 年)	换料周期 (单位: 月)	堆芯损坏频率 (单位: /堆·年)	大量放射性物质释放频率 (单位: /堆·年)	安全停堆地震 (单位: g)
二代堆	40	12	1.2×10^{-5}	$< 1.0 \times 10^{-5}$	0.15
三代堆	60	18	5.0×10^{-7}	$< 1.0 \times 10^{-7}$	0.30

数据来源: 中国工程科学, 东吴证券研究所

三代堆造价有望下降。2023 年获得核准的宁德 5、6 号机组预计投资 415 亿元, 单台机组的装机容量为 1210MW, 单位装机造价为 17149 元/千瓦。徐大堡 1、2 号机组预计投资 423 亿元, 单台机组装机容量为 1291MW, 单位造价为 16383 元/千瓦, 较采用 VVER-1200 堆型的徐大堡 3、4 号单位装机造价下降 4161 元/千瓦。近年来三代堆技术自主化程度提升, 华龙一号首堆福清 5 号机组设备国产化率达到 88%, 核电机组国产化比例提升, 能够避免高昂的进口设备费用, 使工程造价进一步降低。核电机组批量化的建设过程中, 生产技能的提高、管理经验的积累、供应链与生产设施的改善将使生产率提高, 三代核电机组单位造价有望进一步下降。

图29: 三代堆单千瓦造价 (万元/千瓦)



数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

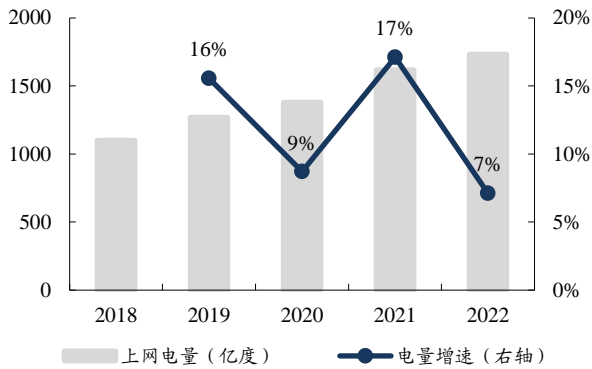
3. 量变为基，质变为核

3.1. 投产加速+保障消纳+成本稳定，核电资产彰显稳定成长

3.1.1. 电量：项目充沛成长确定，2024年起投产加速

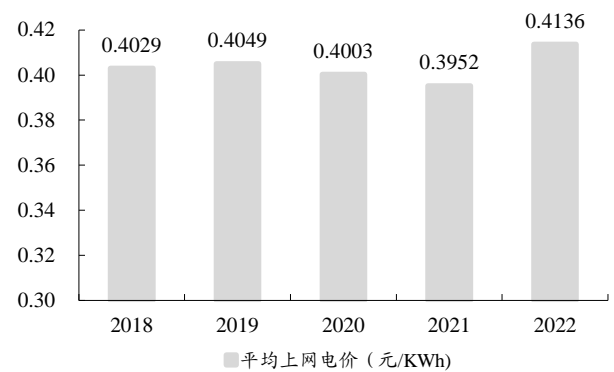
公司核电收入增长主要受电量驱动。2018-2022年公司核电业务售电收入持续增长，2018-2022年核电收入复合增速为12.8%，而核电上网电量复合增速达到12.0%，与收入增速接近。电价方面，公司的电价由保障部分的核准机组定价与市场化交易部分的市场竞价组成，核电业务平均上网电价较为稳定，2018-2021年含税电价均在0.4元/KWh左右，2022年受市场化电价顶格上浮影响，同比略有上升。根据电量电价拆解，公司核电售电收入增长主要受电量驱动。

图30: 2018-2022 核电收入主要受电量增长驱动



数据来源：公司公告，东吴证券研究所

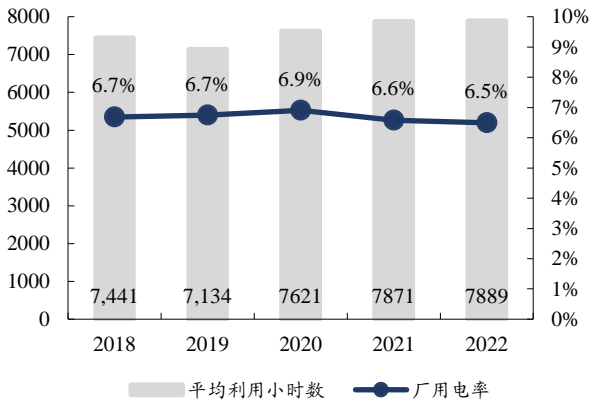
图31: 2018-2022 核电电价（含税）保持稳定



数据来源：公司公告，东吴证券研究所

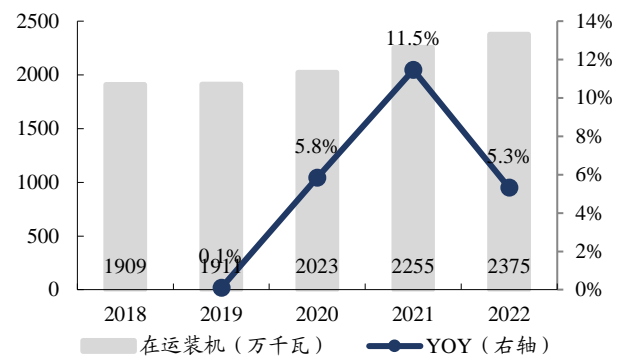
核电上网电量受装机容量、利用小时与上网消纳影响，发电效率稳定。上网电量的计算公式为装机容量 × 利用小时 × (1-厂用电率)。核电作为基荷能源，机组稳定运行后能够满负荷发电，公司厂用电率与利用小时数均能保持平稳。公司平均利用小时数波动主要受新机组投运以及大修工期变化影响，2022年公司核电机组平均利用小时数为7889小时，同比增长0.2%。装机容量方面，2018-2022年公司8台新核电机组投运，叠加5台存量机组扩容，装机容量持续增长，2018-2022年装机容量复合增速为10.4%。因此，对于核电售电量，未来核心关注装机容量的增长以及市场化消纳情况。

图32: 2018-2022年核电利用小时与厂用电率趋向稳定



数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

图33: 公司核电装机增速明显, 电量主要受装机驱动



数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

公司近一年获批 4 台机组, 在建机组全部投运后装机规模将增长 64%。截至 2023 年 8 月, 公司控股 25 台在运机组, 装机容量 2375 万千瓦, 9 台在建机组, 装机容量 1012.9 万千瓦, 分布在浙江、江苏、福建以及海南省。另外, 2022 年 9 月与 2023 年 7 月国务院分别核准了漳州 3/4 号机组与徐大堡 1/2 号机组, 装机共 500.6 万千瓦。公司在建及新核准机组预计将在 2029 年全部商运, 届时在运装机将增至 3888.5 万千瓦, 相比现有在运机组规模增长 64%。

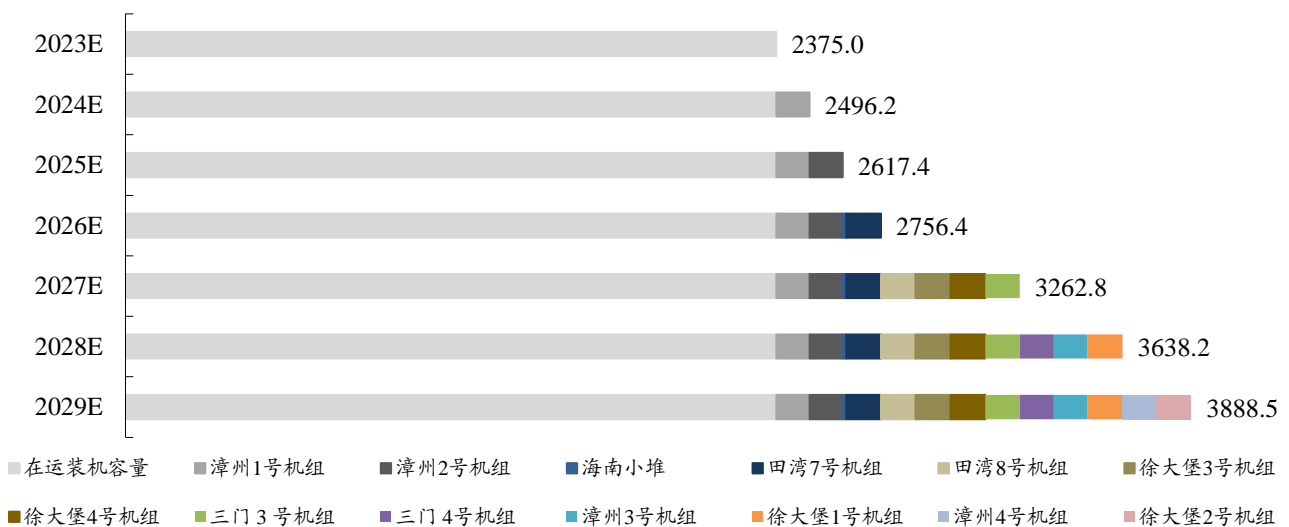
表4: 公司控股核电机组梳理

省份	核电站	持股比例	机组	投运时间	机型	装机容量
在运机组						
浙江	泰山一期核电站	72%	秦一厂 30 万机组	1991.12	CP300	35
			秦二厂 1 #	2002.4		67
	泰山二期核电站	50%	秦二厂 2 #	2004.5	CP600	67
			秦二厂 3 #	2010.1		67
			秦二厂 4 #	2012.4		67
			秦三厂 1 #	2002.12	CANDU6	72.8
	泰山三期核电站	51%	秦三厂 2 #	2003.7		72.8
			方家山 1 #	2014.12	CP1000	108.9
	方家山核电站	72%	方家山 2 #	2015.2		108.9
			三门 1 #	2018.9	AP1000	125
江苏	三门核电站	56%	三门 2 #	2018.11		125
			田湾 1 #	2007.5	VVER1000	106
			田湾 2 #	2007.8		106
			田湾 3 #	2018.2	VVER1200	112.6
			田湾 4 #	2018.12		112.6
			田湾核电站	50%		

			田湾 5 #	2020.9		111.8
			田湾 6 #	2021.6	CP1000	111.8
			福清 1 #	2014.11		108.9
			福清 2 #	2015.1		108.9
福建	福清核电站	51%	福清 3 #	2016.1	CP1000	108.9
			福清 4 #	2017.9		108.9
			福清 5 #	2021.1	华龙一号	116.1
			福清 6 #	2022.3		116.1
			昌江 1 #	2015.12	CP600	65
海南	海南昌江核电站	51%	昌江 2 #	2016.12		65
在建及核准待开工机组						
			漳州 1#	2024.10		121.2
福建	漳州核电站	51%	漳州 2#	2025.8	华龙一号	121.2
			漳州 3#	2028.4		121.2
			漳州 4#	2029.2		121.2
			海南小堆	2026	玲龙一号	12.5
海南	海南核电站	51%	田湾 7#	2026	VVER-1200	126.5
江苏	田湾核电站	50%	田湾 8#	2027		126.5
			徐大堡 1#	2028	CAP1000	129.1
辽宁	徐大堡核电站	54%	徐大堡 2#	2029		129.1
			徐大堡 3#	2027	VVER-1200	127.4
			徐大堡 4#	2027		127.4
			三门 3 #	2027	CAP1000	125.1
浙江	三门核电站	56%	三门 4#	2028		125.1

数据来源：公司公告，环境影响报告书，东吴证券研究所

图34：2023-2029年 在建机组投运情况



数据来源：公司公告，东吴证券研究所

3.1.2. 电价：核电消纳优先保障，参与市场化优势突出

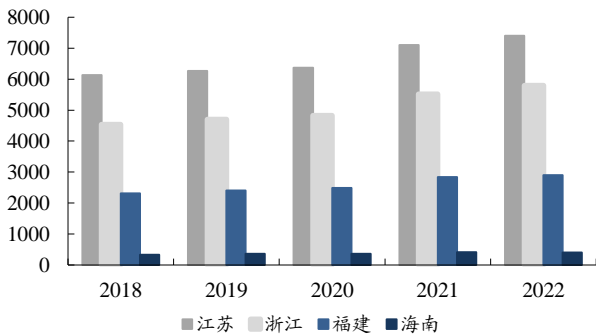
核电优先发电优先上网，下游省份电力需求旺盛。2016 年国家能源局明确核电优先上网，属于一类优先，保障电量消纳。2017 年与 2019 年，发改委相继发布《关于有序放开发用电计划的通知》，《关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》，将核电机组发电量纳入优先发电计划，核电优先消纳具有政策性强支撑。公司下游电网客户分布在用电大省，公司核电主要销售给江浙、福建与海南电网公司。其中秦山一核、三门核电销售至浙江省电力公司，秦山二核和秦山三核、方家山核电销售至华东电网有限公司，江苏核电销售至江苏省电力公司，福清核电销售至福建省电力公司，海南核电销售给海南电网有限公司。江苏、浙江、福建等地均为电力需求大省，叠加优先发电计划，电量消纳具有保障。

表5：核能发电优先消纳相关政策

政策名称	发布时间	主要内容
保障核电安全消纳暂行办法	2017 年 2 月	核电保障性消纳应遵循“确保安全、优先上网、保障电量、平衡利益”的基本原则，按一类优先保障顺序安排核电机组发电。
关于有序放开发用电计划的通知	2017 年 3 月	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。
关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知	2019 年 6 月	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。

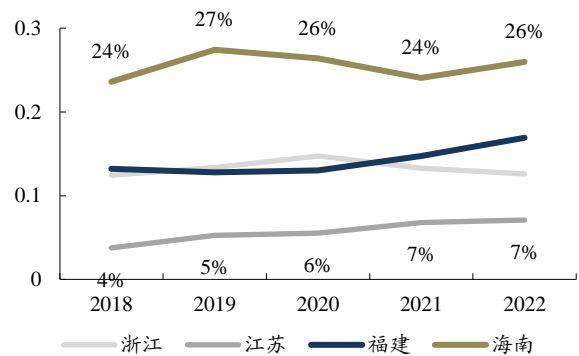
数据来源：发改委，国家能源局，东吴证券研究所

图35：各省全社会用电量持续增长



数据来源：国家统计局，东吴证券研究所

图36：公司核电机组发电量占全省用电量比例

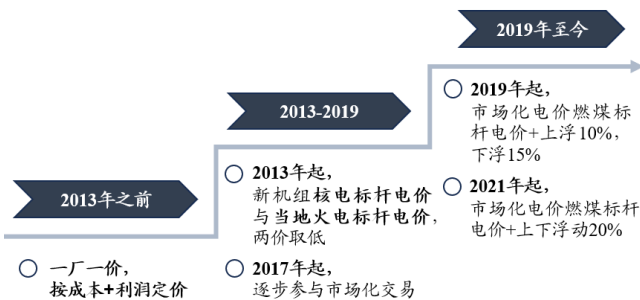


数据来源：公司公告，国家统计局，东吴证券研究所

核电上网电价定价机制可分为三个阶段。1) 2013 年以前，一厂一价，按成本+利润定价；2) 2013-2019 年，实行核电与燃煤标杆电价孰低政策，市场化电价逐步放开；3) 2019 年以后，深入参与市场化交易，“基准价+上下浮动”。2019 年 10 月发布的《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》指出，为稳步实现全面放开燃煤发电上网电价目标，将燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。2021 年将燃煤发电市场交易价格浮动范围由上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%，扩大为上下浮动原则上均不超过 20%。核电机组积极参与市场化交易，核电上网电价基本按“四六分”的定价机制，约 60%按发改委核定电价，剩余部分市场化定价。

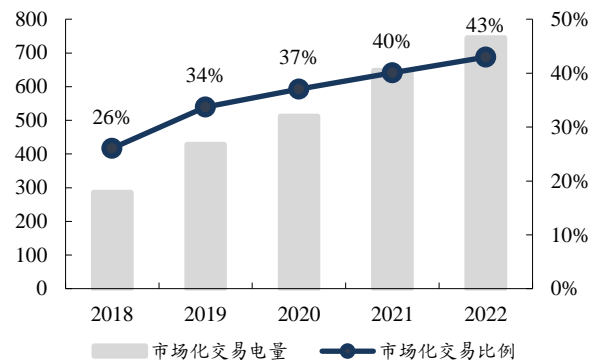
公司机组定价机制为保量保价+保量竞价，核准电价与市场化电价并行。公司每年的电力供应分为两部分，除去保障性电量按照核电机组核准电价上网，还有部分电量通过上网竞价模式消纳。各省每年初会发布当年的《电力市场化交易方案》，通过划定交易量或交易比例的方式确定核电市场化交易量。江苏、福建、浙江三省 2021-2023 年的交易方案中，江苏核电市场化交易下限每年增长 20 亿千瓦时，2023 年交易下限为 220 亿千瓦时；浙江保持大致 50%的市场化参与比例不变；福建省政策弹性最大，省内除华龙一号机组进行保障性发电，其他核电机组发电量全部参与市场竞价，且福建省核电交易量预测值逐年攀升。过往三年的政策中，市场化交易比例逐步提升，预计未来市场化交易限制会进一步放开。

图37: 核电定价机制三阶段



数据来源：公司公告，东吴证券研究所

图38: 公司电量市场化交易比例逐年上升



数据来源：公司公告，东吴证券研究所

市场化交易比例逐步提升，市场化价格波动性有限。根据公司各核电机组所在省份发布的年度电力市场化交易方案，核电机组市场化呈上升态势，2022 年市场化交易电价顶格上浮，为核电业务盈利带来积极变化。目前参与常规电力市场交易的 21 个机组中，6 个机组核定电价低于当地燃煤基准电价，8 个机组持平，7 个机组高于煤电基准价。通过测算煤电基准价顶格上下浮与核电核准价的比例，可以得到各机组市场化价格相对于

核准电价的浮动区间。其中，福清 3 号机组上浮比例最高，区间为 (-12.4%，31.4%)，田湾 1/2 号机组下浮最多，区间为 (-28.7%，6.9%)。各机组的浮动区间差异将为公司总体电价带来平衡，因此，在市场化交易参与程度加深的大趋势下，公司电价波动区间可控，届时，公司核电低成本优势将凸显。

图39: 各省 2021-2023 年电力市场化交易方案

江苏	浙江	福建																																																			
<ul style="list-style-type: none"> 2021 江苏核电有限公司全年市场交易电量不低于180亿千瓦时，其中年度交易电量不低于140亿千瓦时。 2022 江苏核电有限公司全年市场交易电量不低于200亿千瓦时，其中年度交易电量不低于160亿千瓦时。泰山核电年度市场交易电量10亿千瓦时。 2023 江苏核电有限公司全年市场交易电量不低于220亿千瓦时，其中年度交易电量不低于180亿千瓦时。泰山核电年度市场交易电量10亿千瓦时。 	<table border="1"> <thead> <tr> <th>2021年</th> <th>参与比例</th> <th>参与交易电量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>泰山二核</td> <td>50%</td> <td>70.219</td> </tr> <tr> <td>泰山三核</td> <td>40%</td> <td>22.38</td> </tr> <tr> <td>方家山核电</td> <td>50%</td> <td>81.525</td> </tr> <tr> <td>三门核电</td> <td>0%</td> <td>0</td> </tr> <tr> <th>2022年</th> <th>参与比例</th> <th>参与交易电量</th> </tr> <tr> <td>泰山一核</td> <td>50%</td> <td>13</td> </tr> <tr> <td>泰山二核</td> <td>50%</td> <td>74</td> </tr> <tr> <td>泰山三核</td> <td>40%</td> <td>23.2</td> </tr> <tr> <td>方家山核电</td> <td>50%</td> <td>81.5</td> </tr> <tr> <td>三门核电</td> <td>10%</td> <td>19.7</td> </tr> <tr> <th>2023年</th> <th>参与比例</th> <th>参与交易电量</th> </tr> <tr> <td>泰山一核</td> <td>50%</td> <td></td> </tr> <tr> <td>泰山二核</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>泰山三核</td> <td>参照2022年实际交易比例执行</td> <td></td> </tr> <tr> <td>方家山核电</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>三门核电</td> <td>10%</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	2021年	参与比例	参与交易电量	泰山二核	50%	70.219	泰山三核	40%	22.38	方家山核电	50%	81.525	三门核电	0%	0	2022年	参与比例	参与交易电量	泰山一核	50%	13	泰山二核	50%	74	泰山三核	40%	23.2	方家山核电	50%	81.5	三门核电	10%	19.7	2023年	参与比例	参与交易电量	泰山一核	50%		泰山二核			泰山三核	参照2022年实际交易比例执行		方家山核电			三门核电	10%		<ul style="list-style-type: none"> 核电机组全部上网电量（除华龙一号以外）参与市场交易，其中华龙一号机组用于优先购电以外的电量参与市场交易。 2021年电力市场交易方案 全年市场交易核电电量预测275亿千瓦时 2022年8-12月福建省电力中长期市场交易方案 8-12月市场交易核电电量预测146亿千瓦时 2023年福建省电力中长期市场交易方案 核电机组（不含华龙一号）市场交易电量预测：约620亿千瓦时。
2021年	参与比例	参与交易电量																																																			
泰山二核	50%	70.219																																																			
泰山三核	40%	22.38																																																			
方家山核电	50%	81.525																																																			
三门核电	0%	0																																																			
2022年	参与比例	参与交易电量																																																			
泰山一核	50%	13																																																			
泰山二核	50%	74																																																			
泰山三核	40%	23.2																																																			
方家山核电	50%	81.5																																																			
三门核电	10%	19.7																																																			
2023年	参与比例	参与交易电量																																																			
泰山一核	50%																																																				
泰山二核																																																					
泰山三核	参照2022年实际交易比例执行																																																				
方家山核电																																																					
三门核电	10%																																																				

数据来源：各省发改委，东吴证券研究所

表6: 核电机组核定电价与各省燃煤基准电价情况（单位：元/KWh）

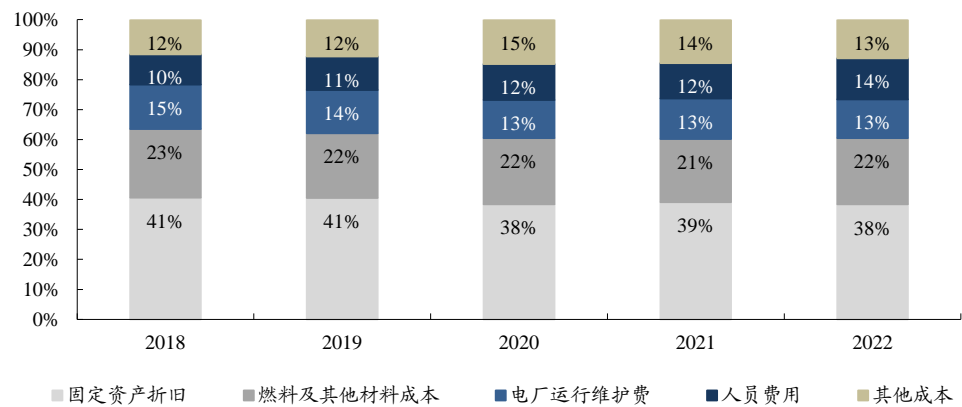
省份	核电机组	核定电价	各省燃煤基准电价	基准价上浮 20%	基准价下浮 20%	相比核准电价浮动区间
浙江省	泰山一核	0.4056	0.4153	0.49836	0.33224	22.9%
	方家山核电	0.4153				20.0%
	泰山二核 1/2#	0.3998				24.7%
	泰山二核 3/4#	0.4153				20.0%
	泰山三核	0.4481				11.2%
江苏省	三门核电	0.4203	0.391	0.4692	0.3128	18.6%
	田湾 1/2#	0.439				6.9%
	田湾 3/4/5/6#	0.391				20.0%
福建省	福清 1#	0.4153	0.3932	0.47184	0.31456	13.6%
	福清 2#	0.3916				20.5%
	福清 3#	0.359				31.4%
	福清 4#	0.3779				24.9%
	福清 5/6#	0.3932				不参与市场交易
海南省	海南核电	0.4153	0.4298			不参与年度市场交易

数据来源：公司公告，各省发改委，东吴证券研究所

3.1.3. 成本：成本结构稳定，燃料成本可控

核电成本端结构稳定，固定资产折旧占比约 40%。由于公司新能源业务目前体量较小，折旧、燃料、电厂运维以及人员费用可以简单看作核电业务成本。2018-2022 年，固定资产折旧占总成本比始终在 40%左右，核燃料及其他材料成本占比 22%左右，结构十分固定。另外还有电厂的运维以及人工成本。在各项成本中，占比最高的折旧成本大部分来自核电机组固定资产，随新机组投运折旧成本增长。电厂运维和人员费用为核电站运营阶段固定支出，随着降本增效的推动运维与人员成本有进一步优化空间。其他成本主要包括核电机组集体的乏燃料处置费，与发电量挂钩。公司燃料成本主要为核电站的核燃料支出。

图40：公司 2018-2022 年营业成本结构

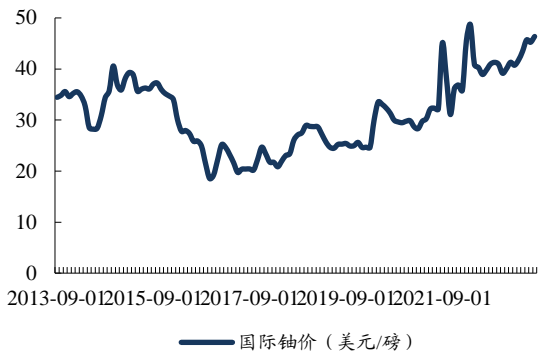


数据来源：公司公告，东吴证券研究所

核燃料定期更换，消耗量较为固定。公司机组主要使用压水堆型反应堆，所用核燃料为铀 235 含量 3%-5%的低浓铀。根据公司投资者交流公告，三代机组核燃料组件每 18 个月更换一次，一组燃料组件 675 公斤，一个机组长循环需要 44 组燃料，每次更换重量为 29.7 吨，消耗量固定。

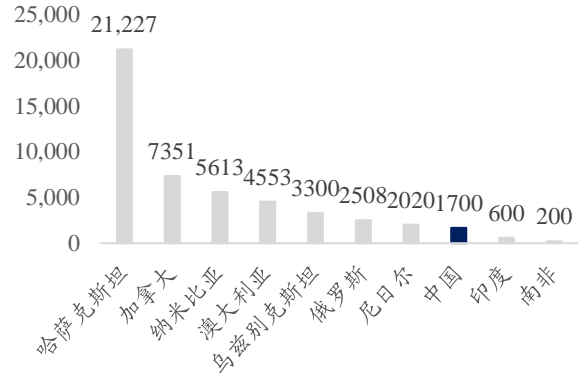
公司依托母公司核燃料供应体系，采购价格用长协锁定。公司天然铀采购自母公司中核集团，采购模式为先购买天然铀，再委托加工成核燃料组件。根据 IMF 数据，2017 年以来国际铀价处于波动上升状态。为保障原料价格稳定，公司对整个核燃料供应链采取签订 10 年长协模式，本年度采购价格与之前一段时间内现货和长协的价格挂钩，短期铀价波动对公司影响较小。公司控股股东中核集团拥有国内唯一的核燃料制造能力，集团天然铀储量连续两年排名全球第二。自 2013 年以来，中核集团新增铀矿资源储量占 68 年以来查明总量的三分之一。根据中核集团 2023 年 7 月的全国铀矿资源潜力评价预测，我国铀资源总量超过 280 万吨。2020 年底，公司入股中核铀业 4.28% 股份，中核铀业作为中核集团的天然铀专营供应商，进一步加强公司核电站的铀原料供应保障。

图41: 2013.9-2023.9 国际铀价月度变化情况



数据来源: IMF, 东吴证券研究所

图42: 2022 年世界前 10 铀原料生产国 (单位: 吨)



数据来源: 世界核协会, 东吴证券研究所

3.2. 长期视角下, 优质核电资产迎来质变

3.2.1. 核电运营三阶段, 还本付息+折旧期满利润释放明显

核电资产具备重投资、长周期属性。核电生命周期包括建设期与运营期, 其中, 建设期通常为 5 年, 运营期随着技术进步有所延长, 二代机组设计寿命 40 年, 而三代机组设计寿命 60 年。运营期包含三阶段, 分别是**还本付息+折旧期**, **还本付息结束后的单折旧期**, 以及**折旧完成后的利润释放期**。核电项目贷款期限通常为 15 年, 折旧期根据公司投资者交流报告, 二代机组综合平均折旧年限为 25 年, 三代机组综合折旧年限为 35 年。由于公司采用保守型折旧, 折旧期限比实际运营寿命要短, 在折旧完成之后, 发电成本会大幅降低, 利润释放。二代机组折旧结束后的利润释放期有 15 年, 三代机组为 25 年。

表7: 核电项目全生命周期假设

	二代机组	三代机组
建设期	5 年	5 年
运营期	40 年	60 年
还本付息+折旧期	1-15 年	1-15 年
单折旧期	16-25 年	16-35 年
利润释放期	26-40 年	36-60 年

数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

核电项目全生命周期模型: 为量化说明核电重资产经营模式下的利润与现金流情况, 以及二代与三代机组盈利的区别。我们选取行业及公司平均数据搭建了百万千瓦级的二代核电与三代核电的单项目全生命周期模型进行讨论分析。

表8: 投资核心假设

金融假设	二代机组	三代机组
贷款比例	80%	80%
贷款利率	3%	3%
贷款期限	15	15
折现率	4.2%	4.2%

数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

表9: 建设核心假设 (亿元/GW)

投资项目	二代机组	三代机组
工程固定价	110	149
建设期资本化利息	7.78	10.55
工程建成价	117.78	159.77
退役基金	11.78	15.98
固定资产总额	129.56	175.75

数据来源: 《核电项目全寿命周期成本控制研究》, 公司招股书, 东吴证券研究所

表10: 运营核心假设

运营项目	数值	假设
运营规模	1GW	东吴假设
机组年利用小时数	7800 小时	参考公司 2020-2022 年平均利用小时数
厂用电率	7%	行业平均厂用电率
上网电价 (含税)	0.4153 元/KWh	核电标杆电价
运维成本	2 亿元/年	参考公司 2020-2022 年平均电厂运行维护费
人员成本	2 亿元/年	参考公司 2020-2022 年平均人员费用
大修理费	8000 万/年	参考公司 2020-2022 年平均其他运营成本
燃料费	0.0463 元/KWh	参考公司 2022-2022 年平均燃料及其他材料成本
管理费用率	4%	东吴假设
乏燃料处理费用	0.026 元/度电	《核电站乏燃料处理处置基金征收使用管理暂行办法》
增值税综合税率	13%	
1-5 年退税比例	75%	《财政部国家税务总局关于核电行业税收政策有关问题的通知》
6-10 年退税比例	70%	
11-15 年退税比例	55%	
税金及附加/营收	1.2%	参考公司 2020-2022 年平均税金及附加比率
所得税税率	25%	
所得税免税年限	3	《财政部、国家税务总局关于执行公共基础设施项目企业所得税优惠目录有关问题的通知》
所得税减半年限	3	

数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所测算

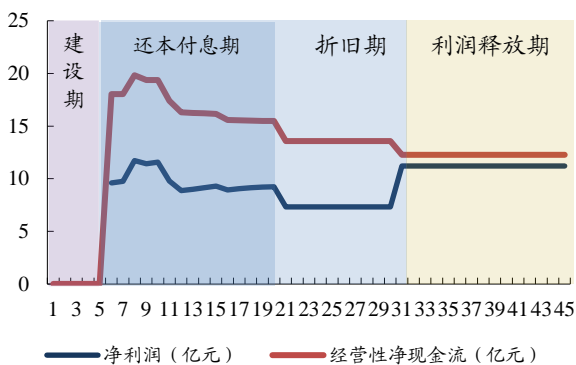
还本付息期与折旧期利润波动下滑，折旧结束利润释放明显。在中性假设下，二代机组单台内在价值为 147 亿元，三代机组单台内在价值为 136 亿元。在核电运营期中，**1) 还本付息+折旧期:** 由于前 6 年免征及减半征收所得税，利润会有明显上升，所得税优惠到期之后净利润与经营性净现金流会出现快速下降，此后因为财务费用逐渐减少净利润缓慢上升。**2) 单折旧期:** 由于前 15 年增值税返还优惠结束，贷款还款完毕之后税盾消失，在单折旧期利润会经历第二次断层式下滑。**3) 利润释放期:** 全生命周期中最值得关注的阶段为折旧到期后利润的变化。根据模型测算，针对二代机组，从**还本付息期进入利润释放期**度电毛利/度电净利分别提升 37%/15%，从**折旧期进入利润释放期**度电毛利/度电净利分别提升 46%/49%；针对三代机组，从**还本付息期进入利润释放期**度电毛利/度电净利分别提升 35%/19%，从**折旧期进入利润释放期**度电毛利/度电净利分别提升 44%/48%。目前公司大部分机组处于还本付息期与折旧期，2022 年公司核电业务度电毛利为 0.164 元，在长期视角下，公司核电业务盈利具备可观提升空间。

表11: 核电项目全生命周期模型关键测算结果

指标	二代机组	三代机组
资本金 IRR	18.5%	12.5%
投资回收期 (年)	8.8	12.4
NPV (亿元)	147	137
平均度电毛利 (元/KWh)	0.172	0.175
还本付息期	0.153	0.155
折旧期	0.144	0.146
利润释放期	0.210	0.210
平均度电净利 (元/KWh)	0.125	0.123
还本付息期	0.126	0.121
折旧期	0.097	0.097
利润释放期	0.144	0.144

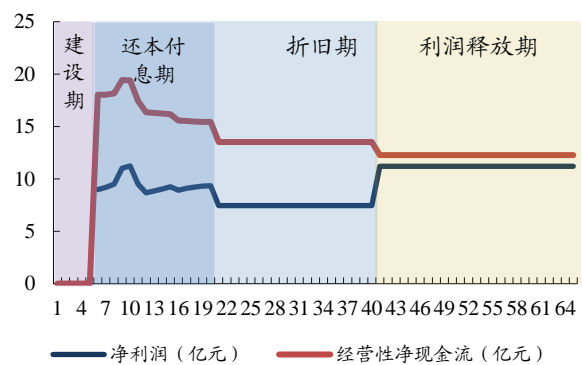
数据来源: 东吴证券研究所测算

图43: 二代机组全生命周期利润与现金流



数据来源: 东吴证券研究所测算

图44: 三代机组全生命周期利润与现金流

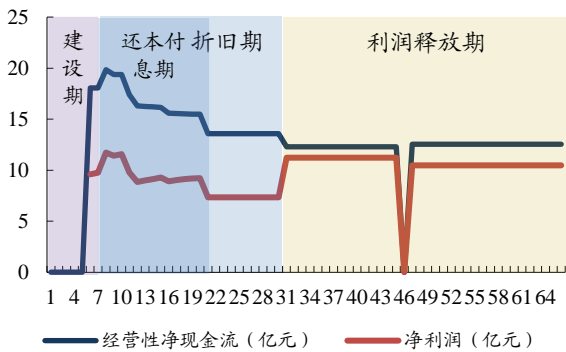


数据来源: 东吴证券研究所测算

3.2.2. 二代核电延寿+三代核电造价下降，投资效率提升

二代机组延寿延长利润释放周期，内在价值增厚。2021年，公司最早的二代核电机组秦山一核1号CP300机组延寿成功，将寿命从30年延至50年。目前公司除了秦山1#之外还有18台在运二代机组，多采用CP600/CP1000机型，相比CP300技术更为安全先进，在法国、美国均延寿成功。因此，我们认为公司二代机组运营期有进一步延长的空间。为衡量延寿带来的经济效益，我们假设机组在40年工作期满之后，将停机1年进行改造，改造投资20亿元，延长寿命20年。测算结果显示，延寿期净利润贡献稳定，略低于改造前的利润释放期。同时，寿命的延长为公司带来长期充裕的现金流，根据测算，单GW内在价值将增加22亿元，增厚二代机组内在价值约15%。

图45: 二代机组延寿后净利润与现金流情况



数据来源：东吴证券研究所测算

图46: 二代机组延寿关键指标

项目	延寿前运营期	延寿期
NPV (亿元)	147	22
度电收入 (元/KWh)	0.342	0.342
度电成本 (元/KWh)	0.170	0.144
度电毛利 (元/KWh)	0.172	0.197
度电净利 (元/KWh)	0.124	0.135
净利率%	36.3%	39.4%

数据来源：东吴证券研究所测算

三代机组批量化造价下降，收益质量优化。根据公司公告，华龙一号首台首堆的单GW造价为160亿元，相比公司二代机组平均110亿元/GW的水平高出45%。未来在三代机组批量化建设过程中造价将下降。根据敏感性测算，在0.4153元/度标杆电价水平之下，工程固定价从现有的150亿元/GW降至110亿元/GW，IRR将从12.4%增至18.0%，项目经济效益提升明显。随造价下降，三代机组的盈利质量将进一步优化。

图47: 三代机组模型造价与电价敏感性测算

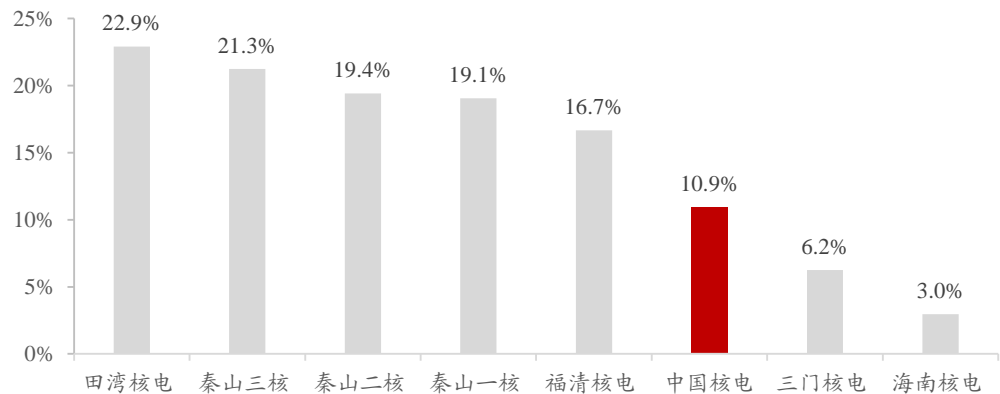
资本金IRR		单位造价 (亿元/GW)						
		110	120	130	140	150	160	170
电价 (元/KWh)	0.3322	11.5%	10.3%	9.3%	8.4%	7.7%	7.1%	6.5%
	0.3738	14.8%	13.3%	12.0%	11.0%	10.0%	9.2%	8.5%
	0.3945	16.4%	14.8%	13.4%	12.2%	11.2%	10.3%	9.6%
	0.4153	18.0%	16.3%	14.8%	13.5%	12.4%	11.4%	10.6%
	0.4361	19.6%	17.8%	16.2%	14.8%	13.6%	12.6%	11.6%
	0.4568	21.1%	19.2%	17.5%	16.1%	14.8%	13.7%	12.7%
	0.4984	24.0%	22.0%	20.1%	18.6%	17.1%	15.9%	14.8%

数据来源：东吴证券研究所测算

3.2.3. 资本开支下降+项目稳定运营，长期 ROE 有望翻倍提升

中国核电 ROE 低于成熟项目 ROE，长期有显著提升空间。2022 年中国核电 ROE10.9%，相较于成熟运营项目公司 ROE20%以上水平偏低。通过对上市公司做杜邦拆分及项目公司分析，我们判断主要原因来自 1) 项目公司运营阶段不一致，部分运营不成熟项目拉低上市公司整体 ROE；2) 上市公司资产周转率偏低，阶段性会影响上市公司 ROE。长期运营下 ROE 有望翻倍。

图48: 中国核电、项目公司 ROE 对比 (2022 年)



数据来源：公司公告，东吴证券研究所

项目公司 ROE 水平差异显著，进入成熟运营期 ROE 逐步提升。通过各子公司拆开来看，进入稳定运营期的子公司，如秦山核电，2020-2022 年 ROE 水平均稳定保持在 20%左右，显著高于公司平均水平。田湾核电和福清核电近三年均有新机组投运，ROE 也保持逐年上升态势。三门核电和海南核电由于造价过高，ROE 水平被拉低，目前显著低于其他机组水平。

图49: 子公司 2020-2022 年 ROE 水平

子公司	持股比例%	2020	2021	2022
秦山一核	72	17.0%	19.9%	19.1%
秦山二核	50	20.9%	18.8%	19.4%
秦山三核	51	23.4%	21.7%	21.3%
田湾核电	50	10.8%	18.5%	22.9%
三门核电	56	11.2%	10.4%	6.2%
福清核电	51	8.7%	12.1%	16.7%
海南核电	51	1.5%	0.5%	3.0%
公司总体		8.5%	10.8%	10.9%

数据来源：公司公告，东吴证券研究所

资本开支下降，资产周转率提升带动 ROE 提升。我们选取机组运行已经超过 20 年的泰山三核，以及近 3 年有 2 台新机组投运的田湾核电进行杜邦分析，按照杜邦拆分，泰山三核子公司销售净利率水平 35%，和单项目模型中折旧期净利测算一致，杠杆比例远低于公司，在 1.8 左右。稳定期的泰山三核高 ROE 主要来源于核电优质资产贡献的稳定高净利与高资产周转率。江苏田湾 ROE 近三年提升明显，主要系田湾 5/6#机组在 2020/2021 年相继投运，利润贡献使得资产周转率与净利率大幅提升。公司目前由于在建核电机组量较多，相比田湾子公司资产周转率较低。根据子公司以及单项目模型分析，我们预计 2030 年在手项目全部投产后，净利率将提升至 30%，资产周转率 25%，ROE 有望提升至 15%以上。长期来看核电进入稳定运营期之后，净利率提升至 40%以上，资产周转率将增长至 35%，同时，公司长期杠杆水平将保持在建与投运核电项目的动态平衡，公司 ROE 水平有望翻倍。

表12: 上市公司、项目公司 ROE 杜邦分析 (2020-2022 年)

	2020	2021	2022
泰山三核 ROE	23.4%	21.7%	21.3%
销售净利率	38%	35%	35%
资产周转率	36%	35%	34%
权益乘数	1.7	1.8	1.8
田湾核电 ROE	10.8%	18.5%	22.9%
销售净利率	19%	26%	29%
资产周转率	14%	20%	25%
权益乘数	4.0	3.6	3.1
公司 ROE	10.0%	11.0%	10.9%
销售净利率	21%	23%	23%
资产周转率	14%	16%	16%
权益乘数	3.3	3.1	3.3

数据来源：公司公告、东吴证券研究所

表13: 中国核电主要资产构成结构

项目	2019	2020	2021	2022	2023H1
流动资产	12%	14%	14%	14%	15%
非流动资产	88%	86%	86%	86%	85%
其中：固定资产	59%	58%	61%	58%	55%
在建工程	24%	23%	19%	22%	24%

数据来源：公司公告、东吴证券研究所

表14: 中国核电在建工程主要构成

项目	2022 年期末账面价值 (亿元)	2021 年期末账面价值 (亿元)	变动 (亿元)
三门核电 3、4 号机组	138	105	33
江苏核电 7、8 号机组	113	61	52
辽宁徐大堡核电项目一期工程	113	107	6
辽宁徐大堡核电项目二期工程	97	61	37
三门核电 5、6 号机组工程	13	1	11
福清核电三期工程	0	138	-138
漳州能源一期工程	238	165	73
光伏发电项目	142	34	108
风力发电项目	23	14	9
其他项目	134	99	35
合计	1012	785	226

数据来源: 公司公告、东吴证券研究所

4. 盈利预测与投资建议

我们预计公司 2023-2025 年营业收入为 768/822/896 亿元，同比增速 8%/7%/9%，毛利为 360/389/423 亿元，同比增速 11%/8%/9%，毛利率为 46.9%/47.3%/47.2%。其中：

1) **核能发电**：2023-2025 年核能发电业务营业收入为 652/664/699 亿元，同比增速 3%/2%/5%，毛利率为 45.1%/44.7%/44.2%。①**装机容量**：我们预计 2023-2025 年公司装机容量为 2375/2496/2617 万千瓦；②**利用小时数**：我们假设 2023-2025 年发电设备利用小时数分别为 7962/7724/7826 小时；③**上网电价**：我们预计公司 2023-2025 年综合电价（不含税）为 0.369/0.369/0.366 元/KWh。

2) **新能源发电**：2023-2025 年新能源发电业务营业收入为 101/143/182 亿元，同比增速 55%/41%/27%，毛利率为 61.6%/61.6%/61.0%。①**装机容量**：我们预计 2023-2025 年公司装机容量为 1853/2453/3053 万千瓦；②**利用小时数**：我们假设 2023-2025 年光伏利用小时数分别为 1400/1400/1400 小时，风电利用小时数为 2300/2300/2300 小时；③**上网电价**：我们预计公司 2023-2025 年综合电价（不含税）为 0.45/0.43/0.41 元/KWh。

表15：中国核电业务拆分及盈利预测

	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
核能发电					
营业收入（亿元）	566	634	652	664	699
YOY	16%	12%	3%	2%	5%
毛利（亿元）	242	283	294	297	309
YOY	12%	17%	4%	1%	4%
毛利率（%）	42.8%	44.7%	45.1%	44.7%	44.2%
新能源发电					
营业收入（亿元）	46	65	101	143	182
YOY	50%	41%	55%	41%	27%
毛利（亿元）	28	39	62	88	111
YOY	51%	41%	58%	41%	26%
毛利率（%）	60.0%	60.2%	61.6%	61.6%	61.0%
其他主营业务及其他业务					
营业收入（亿元）	15	13	15	15	15
YOY		-10%	10%	0%	0%
毛利（亿元）	6	2	3	3	3
YOY		-59%	41%	0%	0%
毛利率（%）	40.5%	18.4%	23.7%	23.7%	23.6%
合计					
营业收入（亿元）	627	713	768	822	896
YOY	20%	14%	8%	7%	9%

毛利 (亿元)	276	325	360	389	423
YOY	18%	18%	11%	8%	9%
毛利率 (%)	44.1%	45.6%	46.9%	47.3%	47.2%

数据来源: Wind, 东吴证券研究所

4.1. 投资建议

我们预计公司 2023-2025 年归母净利润为 104.3/114.2/125.3 亿元, 同比 +16%/+10%/+10%, 对应当前 PE 13.3/12.2/11.1x (估值日期: 2023/11/03)。我们选取中国广核、长江电力、三峡能源三家公司作为可比公司, 公司 PE 处于合理偏低范围。首次覆盖, 给予“买入”评级。

表16: 中国核电及其可比公司对比 (估值日期: 2023/11/03)

可比公司	股票代码	股价 (元/股)	市值 (亿元)	归母净利润 (亿元)				P/E			
				2022	2023E	2024E	2025E	2022	2023E	2024E	2025E
中国广核	003816.SZ	2.99	1,510	99.6	113.4	123.5	131.3	15.2	13.3	12.2	11.5
长江电力	600900.SH	22.71	5,557	213.1	303.6	345.4	363.9	26.1	18.3	16.1	15.3
三峡能源	600905.SH	4.78	1,368	71.6	80.9	98.8	116.4	19.1	16.9	13.8	11.8
行业平均								20.1	16.2	14.1	12.8
中国核电	601985.SH	7.37	1,392	90.1	104.3	114.2	125.3	15.4	13.3	12.2	11.1

注: 中国广核、长江电力、三峡能源盈利数据来自 Wind 一致预期

数据来源: Wind, 东吴证券研究所

5. 风险提示

- 1) 电力市场价格波动:** 公司核力发电上网电价市场化比例逐步提升, 若阶段内电价发生变化, 将影响公司收入及盈利水平。
- 2) 新项目投运不及预期:** 公司运营规模成长驱动来自新项目核准、建设、投运以及项目收并购, 若受政策变动、项目建设节奏等因素影响导致项目投运进度放缓, 将影响公司的成长性。
- 3) 核电机组运行风险:** 公司核电运营能力领先, 但核能发展行业对于安全性要求极高, 若在运核电项目发生运营风险, 将影响公司在运项目的正常运行以及新项目的获取与建设进度。

中国核电三大财务预测表

资产负债表(百万元)					利润表(百万元)				
	2022A	2023E	2024E	2025E		2022A	2023E	2024E	2025E
流动资产	65,760	61,098	67,029	73,921	营业总收入	71,286	76,755	82,212	89,552
货币资金及交易性金融资产	16,164	7,013	9,141	10,996	营业成本(含金融类)	38,757	40,775	43,345	47,247
经营性应收款项	20,159	22,072	23,908	25,587	税金及附加	872	878	938	1,047
存货	24,809	26,898	27,915	30,256	销售费用	78	91	97	103
合同资产	181	158	189	206	管理费用	4,619	4,638	4,711	4,925
其他流动资产	4,448	4,957	5,876	6,876	研发费用	1,398	1,538	1,691	1,861
非流动资产	398,860	458,359	514,896	567,412	财务费用	8,145	8,854	9,906	10,937
长期股权投资	5,685	6,434	7,307	8,129	加:其他收益	2,111	2,273	2,583	3,280
固定资产及使用权资产	272,697	293,453	327,826	353,290	投资净收益	275	307	370	448
在建工程	101,500	136,500	156,500	181,500	公允价值变动	0	0	0	0
无形资产	2,052	2,475	3,015	3,495	减值损失	(160)	(255)	(275)	(285)
商誉	3,937	4,687	5,437	6,187	资产处置收益	1	0	0	0
长期待摊费用	1,053	1,053	1,053	1,053	营业利润	19,645	22,306	24,202	26,876
其他非流动资产	11,936	13,758	13,758	13,758	营业外净收支	(75)	(13)	(1)	(30)
资产总计	464,620	519,458	581,925	641,333	利润总额	19,570	22,293	24,201	26,846
流动负债	73,937	78,525	86,932	94,942	减:所得税	3,247	3,597	3,840	4,349
短期借款及一年内到期的非流动负债	38,784	48,480	53,480	58,480	净利润	16,323	18,696	20,361	22,497
经营性应付款项	20,541	18,190	20,898	22,965	减:少数股东损益	7,313	8,270	8,939	9,969
合同负债	95	89	97	110	归属母公司净利润	9,010	10,426	11,422	12,528
其他流动负债	14,517	11,765	12,457	13,387	每股收益-最新股本摊薄(元)	0.48	0.55	0.60	0.66
非流动负债	242,814	282,356	316,056	344,956	EBIT	27,585	31,147	34,106	37,783
长期借款	208,511	243,511	273,511	298,511	EBITDA	43,453	52,616	58,317	64,673
应付债券	8,999	11,999	15,399	18,999	毛利率(%)	45.63	46.88	47.28	47.24
租赁负债	2,790	3,090	3,390	3,690	归母净利率(%)	12.64	13.58	13.89	13.99
其他非流动负债	22,514	23,756	23,756	23,756	收入增长率(%)	13.70	7.67	7.11	8.93
负债合计	316,751	360,881	402,988	439,899	归母净利润增长率(%)	9.66	15.72	9.55	9.69
归属母公司股东权益	88,640	91,077	102,499	115,027					
少数股东权益	59,229	67,499	76,438	86,407					
所有者权益合计	147,869	158,576	178,937	201,434					
负债和股东权益	464,620	519,458	581,925	641,333					

现金流量表(百万元)					重要财务与估值指标				
	2022A	2023E	2024E	2025E		2022A	2023E	2024E	2025E
经营活动现金流	46,698	39,334	53,867	58,067	每股净资产(元)	4.38	4.77	5.38	6.04
投资活动现金流	(53,008)	(80,435)	(80,429)	(79,038)	最新发行在外股份(百万股)	18,883	18,883	18,883	18,883
筹资活动现金流	9,436	31,955	28,689	22,826	ROIC(%)	6.01	5.99	5.79	5.73
现金净增加额	3,119	(9,150)	2,127	1,855	ROE-摊薄(%)	10.16	11.45	11.14	10.89
折旧和摊销	15,868	21,469	24,210	26,891	资产负债率(%)	68.17	69.47	69.25	68.59
资本开支	(50,487)	(78,555)	(79,925)	(78,664)	P/E(现价&最新股本摊薄)	15.45	13.35	12.18	11.11
营运资本变动	6,079	(9,800)	(621)	(2,262)	P/B(现价)	1.68	1.55	1.37	1.22

数据来源:Wind,东吴证券研究所,全文如无特殊注明,相关数据的货币单位均为人民币,预测均为东吴证券研究所预测。

免责声明

东吴证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准,已具备证券投资咨询业务资格。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司(以下简称“本公司”)的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。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,本公司及作者不对任何人因使用本报告中的内容所导致的任何后果负任何责任。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

在法律许可的情况下,东吴证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易,还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险,投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息,本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性,也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更,在不同时期,本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

本报告的版权归本公司所有,未经书面许可,任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。经授权刊载、转发本报告或者摘要的,应当注明出处为东吴证券研究所,并注明本报告发布人和发布日期,提示使用本报告的风险,且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权或未按要求刊载、转发本报告的,应当承担相应的法律责任。本公司将保留向其追究法律责任的权利。

东吴证券投资评级标准

投资评级基于分析师对报告发布日后 6 至 12 个月内行业或公司回报潜力相对基准表现的预期(A 股市场基准为沪深 300 指数,香港市场基准为恒生指数,美国市场基准为标普 500 指数,新三板基准指数为三板成指(针对协议转让标的)或三板做市指数(针对做市转让标的)),具体如下:

公司投资评级:

买入: 预期未来 6 个月个股涨跌幅相对基准在 15%以上;

增持: 预期未来 6 个月个股涨跌幅相对基准介于 5%与 15%之间;

中性: 预期未来 6 个月个股涨跌幅相对基准介于-5%与 5%之间;

减持: 预期未来 6 个月个股涨跌幅相对基准介于-15%与-5%之间;

卖出: 预期未来 6 个月个股涨跌幅相对基准在-15%以下。

行业投资评级:

增持: 预期未来 6 个月内,行业指数相对强于基准 5%以上;

中性: 预期未来 6 个月内,行业指数相对基准-5%与 5%;

减持: 预期未来 6 个月内,行业指数相对弱于基准 5%以上。

我们在此提醒您,不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系,表示投资的相对比重建议。投资者买入或者卖出证券的决定应当充分考虑自身特定状况,如具体投资目的、财务状况以及特定需求等,并完整理解和使用本报告内容,不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。

东吴证券研究所
苏州工业园区星阳街 5 号

邮政编码: 215021

传真: (0512) 62938527

公司网址: <http://www.dwzq.com.cn>