

中国广核 (003816.SZ)

全国核电龙头，业绩持续增长的现金“牛”

买入

核心观点

核电龙头公司，核电装机容量全国第一。公司主营业务为建设、运营及管理核电站，销售该等核电站所发电量。截至2023年12月，公司管理运营的在运机组达27台，装机容量30.57GW，占中国大陆在运机组装机容量53.59%；核准及在建机组11台，装机容量13.25GW。

能源低碳转型趋势下，核电成长空间巨大。核电链是全生命周期碳排放最小的发电技术之一，且可作为电力系统基荷能源，具有大规模替代火电的潜力。在我国水电开发临近上限、气电受限于天然气资源劣势的情况下，核电在电力系统中的占比有望进一步提高，预计到2035年，核能发电量在总发电量的占比有望达到10%，相比2022年翻倍。

有望量价上升，具备降本空间。2023年我国核电利用小时数7661小时，多年来保持稳定且有上升趋势，随着核电核准常态化，发电量有望持续稳定增长。从长期来看，市场化电价有望继续上升，核电市场化交易比例有望提高，电价有上浮弹性。从成本构成来看，核电项目进入平稳运营期后占比最高的固定成本主要受项目造价及融资成本影响，当前“华龙一号”机组造价1.6万元/kW，测算度电净利润约0.088元，随着借款还本和折旧完成，远期核电度电净利润可达0.204元。随着技术不断成熟和迭代，若造价降至1.5万元/kW，度电净利润将提升至0.095元。

业绩增长压制因素消除，静待投产稳定期。台山机组检修期间严重拖累了公司业绩增长，2023年11月27日台山1#机组恢复并网发电，公司核电业务回归稳健。2026年公司有望进入每年新增投产两台核电机组的投产稳定期。在我国每年核准6-8台核电机组的前提下，公司每年新增在建及核准待建机组有望维持在2-4台水平。按照每年核准2台机组，每台机组装机容量1200MWe，利用小时数7500小时，厂用电率6.5%和含税电价0.42元/千瓦时测算，投产首年满负荷运行情况下，将为公司带来约63亿元的营收，受益于机组投产前五年不征收乏燃料处置金和所得税“三免三减半”优惠政策，带来净利润约24亿元。

盈利预测与估值：我们预计2023-2025年公司归母净利润分别为108.5/124.9/132.2亿元，同比增长8.9%/15.1%/5.9%；EPS分别为0.21/0.25/0.26元。通过多角度估值，预计公司合理估值4.78-4.94元之间，较当前股价有24%-30%的溢价，首次覆盖，给予“买入”评级。

风险提示：电价下调，用电量增速不及预期，政策不及预期，核安全风险。

盈利预测和财务指标

	2021	2022	2023E	2024E	2025E
营业收入(百万元)	80,679	82,822	89,011	97,375	104,208
(+/-%)	14.3%	2.7%	7.5%	9.4%	7.0%
归母净利润(百万元)	9733	9965	10850	12488	13224
(+/-%)	1.8%	2.4%	8.9%	15.1%	5.90%
每股收益(元)	0.19	0.20	0.21	0.25	0.26
EBIT Margin	29.3%	28.8%	29.3%	29.9%	29.7%
净资产收益率 (ROE)	9.6%	9.3%	9.6%	10.4%	10.4%
市盈率 (PE)	20.5	20.0	18.4	16.0	15.1
EV/EBITDA	12.9	13.1	12.3	12.1	12.4
市净率 (PB)	1.98	1.86	1.76	1.66	1.56

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

注：摊薄每股收益按最新总股本计算

公司研究·深度报告

公用事业·电力

证券分析师：黄秀杰 021-61761029
huangxiujie@guosen.com.cn
S0980521060002

证券分析师：李依琳 010-88005029
liyilin1@guosen.com.cn
S0980521070002

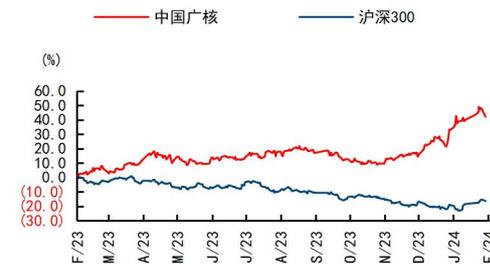
证券分析师：郑汉林 0755-81982169
zhenghanlin@guosen.com.cn
S0980522090003

联系人：崔佳诚 021-60375416
cuijiacheng@guosen.com.cn

基础数据

投资评级	买入(首次评级)
合理估值	4.78 - 4.94元
收盘价	3.81元
总市值/流通市值	192400/192400百万元
52周最高价/最低价	4.06/2.71元
近3个月日均成交额	475.08百万元

市场走势



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

相关研究报告

内容目录

核电双寡头之一，在运核电规模全国第一	5
聚焦核电主业，核电装机全国第一	5
盈利能力恢复，经营性现金流充沛	8
机组核准常态化，核电项目收益率有望提高	11
“双碳”目标下，核电大有可为	11
核电盈利模式分析	14
装机容量和发电量持续稳定增长，电价有上浮弹性	15
成本相对稳定且有降本空间，项目收益率有望提升	17
世界核电复苏势头强劲及核电技术迭代催化，我国核电发展仍有提速空间	22
业绩增长压制因素消除，静待机组投产高峰期	25
台山 1#机组恢复并网发电，业绩增长压制因素消除	25
防城港 4#机组投产在即，太平岭核电站有注入预期	26
持有稀缺核电牌照，进入投产稳定期后业绩有望持续稳定增长	26
盈利预测	27
假设前提	27
未来 3 年盈利预测	29
盈利预测的敏感性分析	29
估值与投资建议	30
绝对估值：4.78-5.20 元	30
绝对估值的敏感性分析	31
相对法估值：4.51-4.94 元	31
投资建议	32
风险提示	32
附表：财务预测与估值	34

图表目录

图 1: 中国广核发展历程	5
图 2: 中国广核股权结构图	5
图 3: 中国广核集团旗下上市公司	6
图 4: 中国广核发电量情况 (亿千瓦时)	7
图 5: 中国广核上网电量情况 (亿千瓦时)	7
图 6: 中国广核营业收入及增长率情况 (亿元)	8
图 7: 中国广核归母净利润及增长率情况 (亿元)	8
图 8: 中国广核毛利率、净利率、ROE 情况	9
图 9: 中国广核主要业务毛利率情况	9
图 10: 中国广核营业收入构成 (亿元)	9
图 11: 中国广核三费率情况	10
图 12: 中国广核资产负债率情况	10
图 13: 中国广核现金流情况 (亿元)	10
图 14: 中国广核经营性净现金流金额和占营收及利润的比例	10
图 15: 中国广核与中国核电装机容量比较 (GW)	11
图 16: 我国核电链温室气体排放构成	12
图 17: 不同电力技术全寿期碳排放当量 (g/kWh)	12
图 18: 我国历年核电发电量及核电机组利用小时数	12
图 19: 核电机组参与电网日负荷跟踪的运行方式	12
图 20: 中国核电电力行业营业成本构成	13
图 21: 中国广核销售电力行业营业成本构成	13
图 22: “华龙一号”能动与非能动安全系统原理图	13
图 23: 核电研究框架	14
图 24: 核电盈利拆分 (元/kWh)	15
图 25: 核电发电量在全国电力生产量中的占比	16
图 26: 核电机组核准数量	16
图 27: 三代核电机组运营周期自由现金流变化情况	19
图 28: 三代核电机组运营周期自由现金流变化情况 (元/kW·年)	19
图 29: 内部收益率对电价和利用小时数的敏感性分析	19
图 30: 内部收益率对电价和机组造价的敏感性分析	19
图 31: 全球铀市场实际价格 (美元/磅)	21
图 32: 2050 年全球核电装机预测	22
图 33: 我国核电未来装机预测 (MW)	23
图 34: 剔除台山机组影响后公司归母净利润情况 (亿元)	25
图 35: 2023 年我国在运核电机组装机分布	27
图 36: 2023 年我国在建及核准待建核电机组装机分布	27

表1: 中国广核运营及管理在运机组情况	6
表2: 中国广核在建机组情况	7
表3: 2023 年中国广核发电量情况	8
表4: 三代核电项目经济性分析核心参数假设	17
表5: 三代核电项目运营周期财务指标 (单位千瓦核电项目)	18
表6: 三代核电项目运营周期财务指标 (单位千瓦核电项目) (续表)	18
表7: 核电项目折旧方法	20
表8: 核电项目增值税、所得税税收优惠政策	21
表9: 主流核电技术发展历程	24
表10: 公司业务关键假设及测算	29
表11: 未来 3 年盈利预测表 (百万元)	29
表12: 2023 年归母净利润随水电售电电价及水电利用小时的敏感性分析 (百万元)	30
表13: 公司盈利预测假设条件 (%)	30
表14: 资本成本假设	30
表15: 绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析 (元)	31

核电双寡头之一，在运核电规模全国第一

聚焦核电主业，核电装机全国第一

中国广核电力股份有限公司于2014年3月25日成立，公司主营业务为建设、运营及管理核电站，销售该等核电站所发电量，组织开发核电站的设计及科研工作。2014年12月10日，公司在香港联交所主板上市；2014年12月17日，公司行使超额配售选择权，共计发行H股股票101.49亿股；2019年8月26日，公司在深圳证券交易所中小板挂牌上市，成为国内首家同时在A股和H股上市的核电企业。目前公司总股本504.99亿股，其中A股393.35亿股，H股111.63亿股。

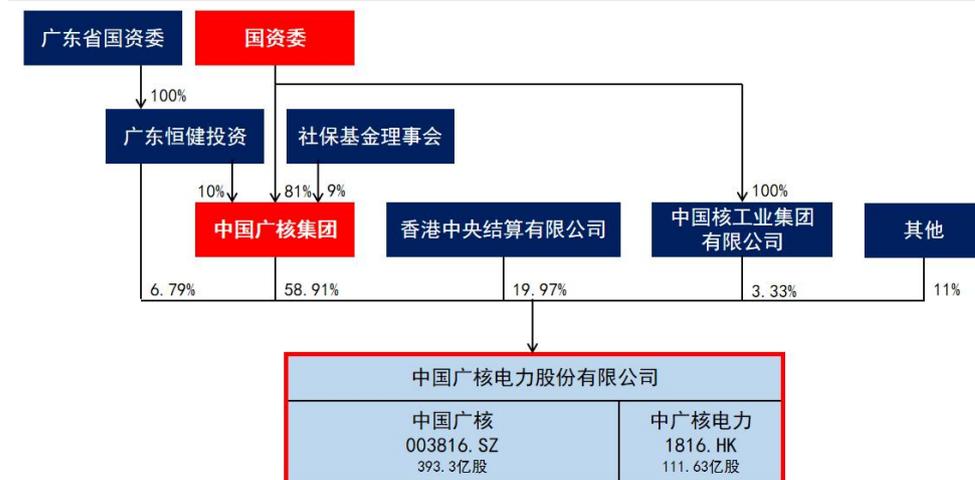
图1：中国广核发展历程



资料来源：公司官网、招股说明书，国信证券经济研究所整理

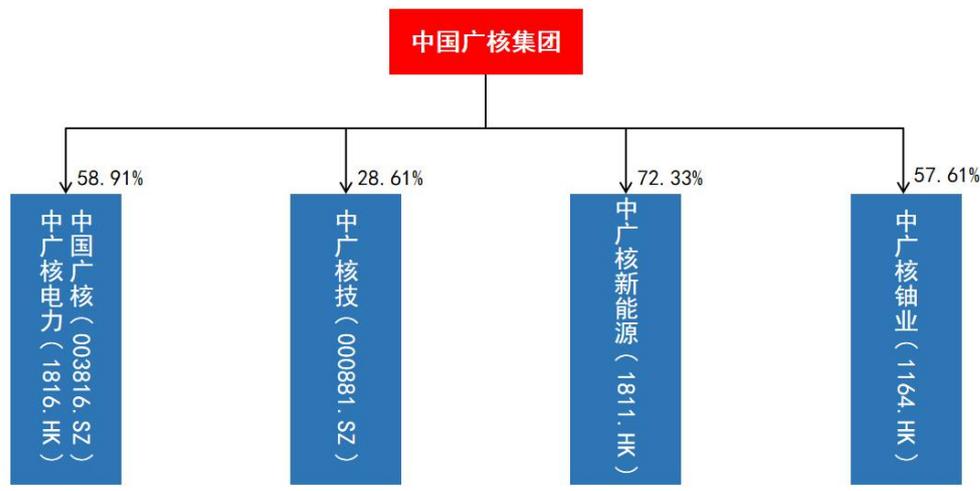
公司实控人为国务院国有资产监督管理委员会，控股股东为中国广核集团有限公司。目前，中国广核集团有限公司直接持有公司58.91%股权，香港中央结算有限公司直接持有公司19.97%股权，公司实际控制人为国资委。集团旗下上市公司还包括中广核技、中广核新能源、中广核矿业，中国广核/中广核电力是公司旗下整合的唯一核电平台，主营核电业务，同时涉及核电站等电力设施建设的建筑安装和设计服务业务。

图2：中国广核股权结构图



资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

图3: 中国广核集团旗下上市公司



资料来源: 公司公告, Wind, 国信证券经济研究所整理

公司在运机组装机容量位居全国第一, 发电量及上网电量有所回升。截至 2023 年 12 月, 公司管理运营的在运机组达 27 台, 装机容量 30.57GW, 占中国大陆在运机组装机容量 53.59%; 核准及在建机组 11 台, 装机容量 13.25GW。公司在集团《核能产业中长期发展战略及“十四五”规划》中提出, 到 2035 年, 建成具有全球竞争力的世界一流核能企业。产业综合竞争力大幅增强, 核电在运装机规模超过 7000 万千瓦, 在运在建总装机规模全球第一; “十四五”期间争取每年开工建设 2-3 台新机组。在核电核准重启并常态化的趋势下, 公司每年有望核准 2-4 台新增机组。目前公司在建机组中, 预计 2024、2025 年每年投产 1 台机组, 2026 后进入每年 2 台机组的投产节奏。

表1: 中国广核运营及管理在运机组情况

在运核电厂	省份	机组	装机容量(MW)	堆型
大亚湾核电厂	广东	1号机组	984	压水堆 M310
		2号机组	984	压水堆 M310
岭澳核电厂	广东	1号机组	990	压水堆 M310
		2号机组	990	压水堆 M310
岭东核电厂	广东	1号机组	1086	压水堆 CPR1000
		2号机组	1086	压水堆 CPR1000
宁德核电厂	福建	1号机组	1089	压水堆 CPR1000
		2号机组	1089	压水堆 CPR1000
		3号机组	1089	压水堆 CPR1000
		4号机组	1089	压水堆 CPR1000
阳江核电厂	广东	1号机组	1086	压水堆 CPR1000
		2号机组	1086	压水堆 CPR1000
		3号机组	1086	压水堆 CPR1000+
		4号机组	1086	压水堆 CPR1000+
		5号机组	1086	压水堆 ACPR1000
		6号机组	1086	压水堆 ACPR1000
台山核电厂	广东	1号机组	1750	压水堆 EPR
		2号机组	1750	压水堆 EPR
防城港核电厂	广西	1号机组	1086	压水堆 CPR1000
		2号机组	1086	压水堆 CPR1000
		3号机组	1188	压水堆 HPR1000
红沿河核电厂 (来自联营企业)	辽宁	1号机组	1119	压水堆 CPR1000
		2号机组	1119	压水堆 CPR1000
		3号机组	1119	压水堆 CPR1000

4号机组	1119	压水堆 CPR1000
5号机组	1119	压水堆 CPR1000
6号机组	1119	压水堆 CPR1000

资料来源：中国广核公司公告，国信证券经济研究所整理

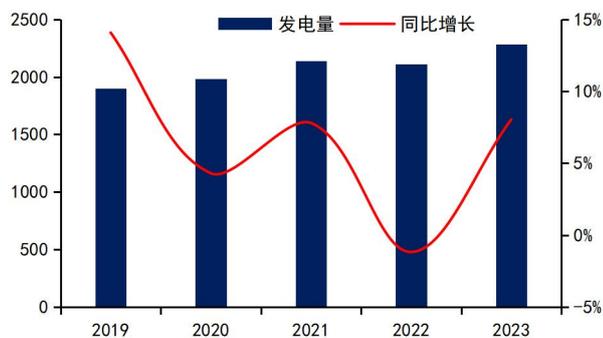
表2：中国广核在建机组情况

核电厂	省份	股权情况	在建机组	装机容量(MW)	堆型	预期投产时间
防城港核电厂	广西	控股	4号机组	1188	压水堆 HPR1000	2024年上半年
陆丰核电厂	广东	控股	5号机组	1200	压水堆 HPR1000	2027年
			6号机组	1200	压水堆 HPR1000	2028年
宁德核电厂	福建	联营	5号机组	1210	压水堆 HPR1000	-
			6号机组	1210	压水堆 HPR1000	-
惠州核电厂	福建	集团委托管理	1号机组	1202	压水堆 CPR1000	2025年
			2号机组	1202	压水堆 CPR1000	2026年
			3号机组	1202	压水堆 CPR1000	-
			4号机组	1202	压水堆 CPR1000	-
苍南核电厂	浙江	集团委托管理	1号机组	1208	压水堆 CPR1000	2026年
			2号机组	1208	压水堆 CPR1000	2027年

资料来源：中国广核公司公告，国信证券经济研究所整理

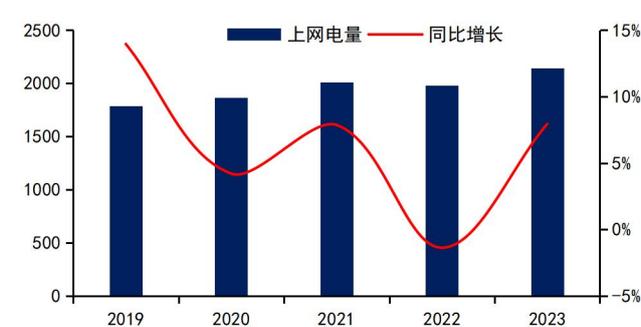
2023年公司发电量约为2282.90亿千瓦时，同比上升8.03%。上网电量约为2141.46亿千瓦时，同比上升7.95%。公司发电量增长主要系防城港3号机组投产，红沿河6号机组商业运行时间较2022年投产首年增加及台山核电站换料大修时间减少等因素所致。预期伴随未来在建机组投产，发电量将快速增长。

图4：中国广核发电量情况（亿千瓦时）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图5：中国广核上网电量情况（亿千瓦时）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

表3: 2023 年中国广核发电量情况

在运核电厂	装机容量 (MW)	发电量 (亿 kWh)	发电量同比	上网电量 (亿 kWh)	上网电量同比
大亚湾核电厂	1968	151.54	-6.10	144.89	-6.12
岭澳核电厂	1980	155.17	3.96	148.67	3.97
岭东核电厂	2174	181.79	4.39	171.19	4.39
宁德核电厂	4356	344.82	2.86	323.60	3.04
阳江核电厂	6516	531.88	0.25	500.33	0.21
台山核电厂	3500	160.14	20.18	149.52	20.48
防城港核电厂	3360	256.62	44.49	232.51	40.21
红沿河核电厂 (来自联营企业)	6714	500.93	10.89	470.75	12.31

资料来源: 中国广核公司公告, 国信证券经济研究所整理

盈利能力恢复, 经营性现金流充沛

营业收入与归母净利润均有所提升。2023Q3, 公司实现营业收入 598.42 亿元 (+2.44%), 营业收入上升主要原因在于上网电量较上年同期增加约 103.18 亿千瓦时且对中广核风电业务的施工量减少。同期内, 公司归母净利润为 97.00 亿元 (+10.36%), 归母净利润同比实现增长的原因在于上网电量同比增加且财务费用同比减少。

图6: 中国广核营业收入及增长率情况 (亿元)



资料来源: Wind, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

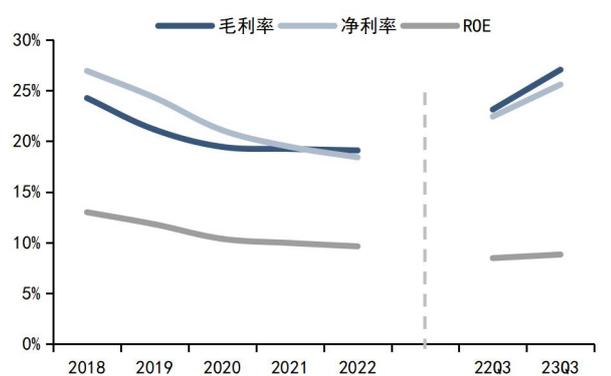
图7: 中国广核归母净利润及增长率情况 (亿元)



资料来源: Wind, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

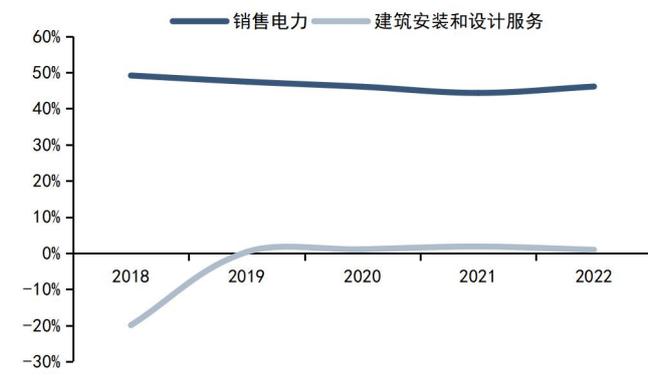
公司盈利能力略有恢复, 核电业务相对稳定。近年来公司毛利率、净利率、ROE 呈现下降趋势, 主要系上市公司体内无新增机组投产, 台山机组停机检修所致, 及建筑安装和设计服务业务毛利率低且收入占比逐年提升。随着防城港 3#机组投产, 2023 年 Q3, 公司毛利率、净利率、ROE 分别为 27.04%、25.58%、8.82%, 分别同比增加 3.92、3.16、0.35pct, 盈利能力有所恢复。分业务来看, 电力销售业务毛利率波动幅度较小, 均保持在 44%以上, 2022 年为 46.10%, 较 2021 年有所回升; 建筑安装和设计服务毛利率偏低, 近四年来维持在 1%左右, 虽然 2022 年营收占比达 27%, 但仅贡献 0.7%的毛利润, 拖累公司整体毛利率。

图8: 中国广核毛利率、净利率、ROE 情况



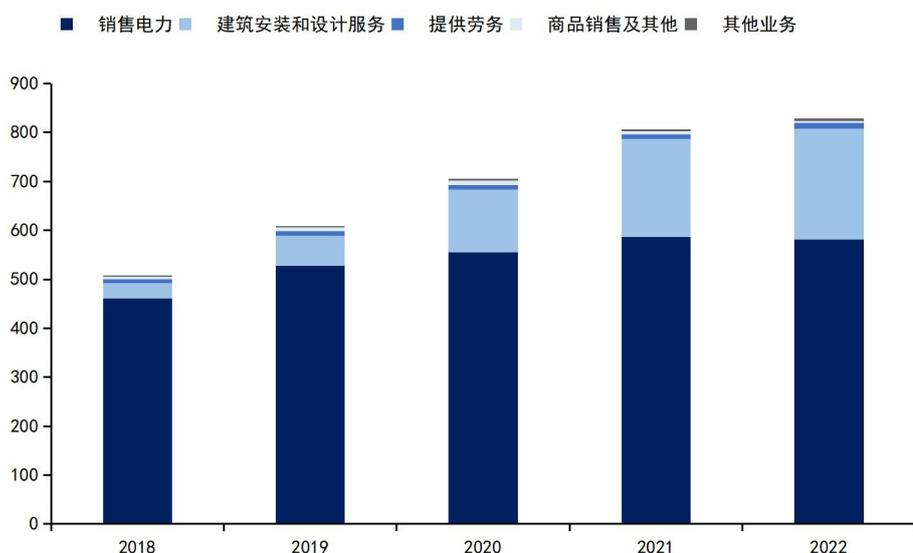
资料来源: Wind, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图9: 中国广核主要业务毛利率情况



资料来源: Wind, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

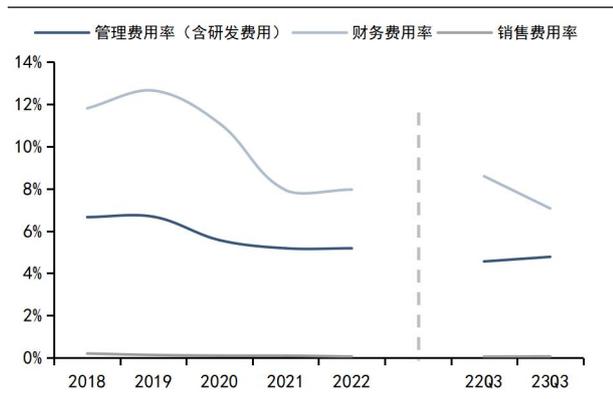
图10: 中国广核营业收入构成 (亿元)



资料来源: Wind, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

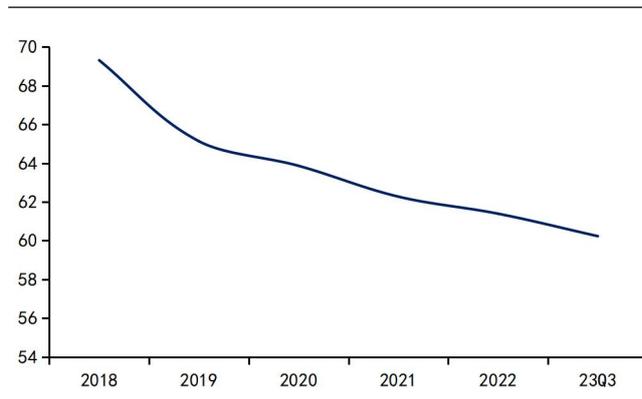
公司费用率和资产负债率均有所下降。2023Q3, 公司销售费用率、管理费用率(含研发费用)、财务费用率分别为 0.06%、4.77%、7.07%。管理费用率(含研发费用)、销售费用率分别同比增加 0.22、0.01pct; 财务费用率下降 1.53pct, 财务费用下降主要系偿还到期债务以及贷款利率下降, 公司整体费用率水平有所下降。公司资产负债率呈逐年下降趋势, 由 2018 年的 69.31% 下降至 2023Q3 的 60.23%, 负债情况有所转好。

图11: 中国广核三费率情况



资料来源: Wind, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

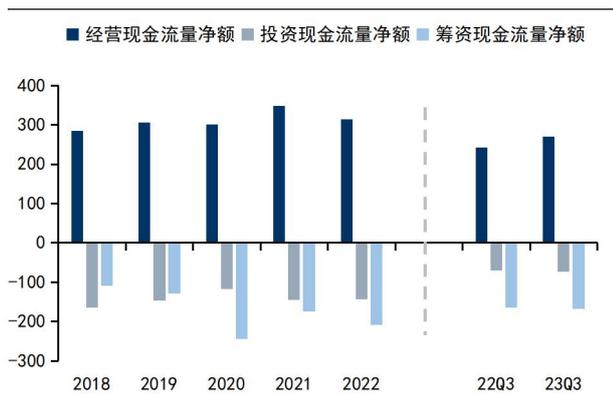
图12: 中国广核资产负债率情况



资料来源: Wind, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

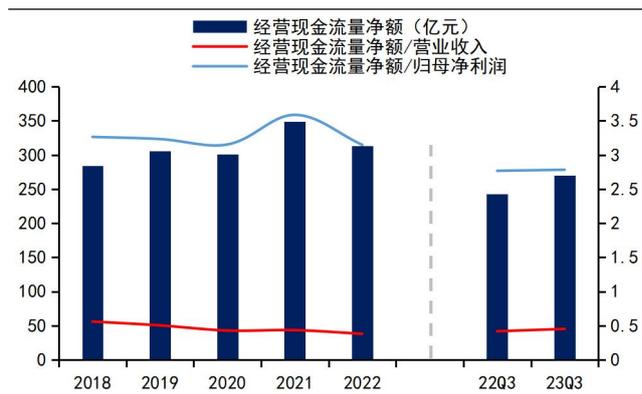
经营性净现金流充沛, 为核电项目建设提供支撑。近五年来, 公司经营性现金流量净额均值为 310.89 亿元, 均超过 300 亿元。因核电站进入运营期后存在大额折旧, 经营现金流量金额远超净利润, 近五年均保持在归母净利润 3 倍以上。2023Q3, 公司经营活动产生的现金流量净额为 269.98 亿元, 同比增长 10.97%, 充沛的现金流为公司核电站维护及项目建设提供有力的支撑, 并保证分红能力。

图13: 中国广核现金流情况 (亿元)



资料来源: Wind, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图14: 中国广核经营性净现金流金额和占营收及利润的比例

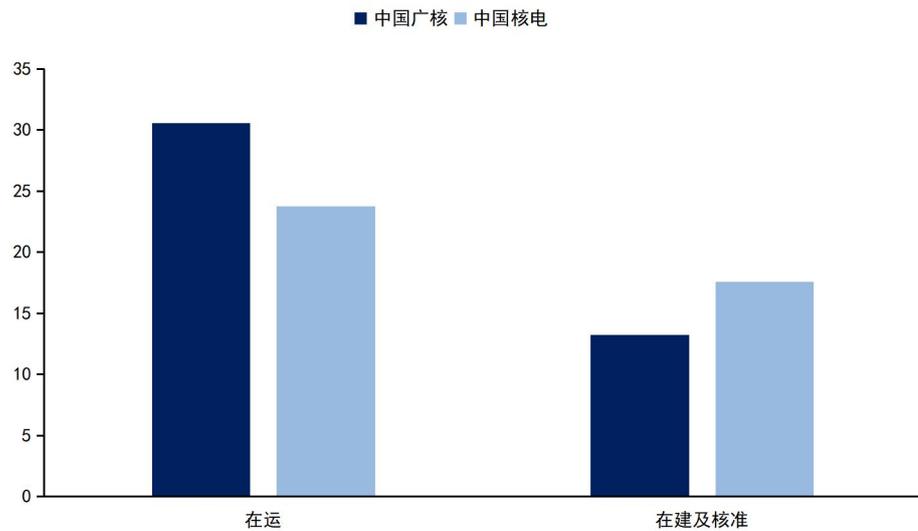


资料来源: Wind, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

中国广核与中国核电为我国核电行业两大主要运营商。2023 年中国广核在运机组 (包括联营公司) 共 27 台, 装机为 30.57GW; 中国核电在运机组共 25 台, 装机为 23.75GW。中国广核在建及核准机组 (包括联营及集团托管) 共 11 台, 装机为 13.25GW; 中国核电在建及核准机组共 15 台, 装机为 17.57GW。

目前我国核电发展的主流堆型为三代核电“华龙一号”, 系中国核工业集团和中国广核集团联合研发, 目前中国核电“华龙一号”首堆福清 5 号和中国广核首堆防城港 3 号均已投产。2023 年全年共核准了 10 台核电机组, 中国广核和中国核电共四台, 中国广核四台机组均为“华龙一号”。

图15: 中国广核与中国核电装机容量比较 (GW)



资料来源: Wind, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

机组核准常态化，核电项目收益率有望提高

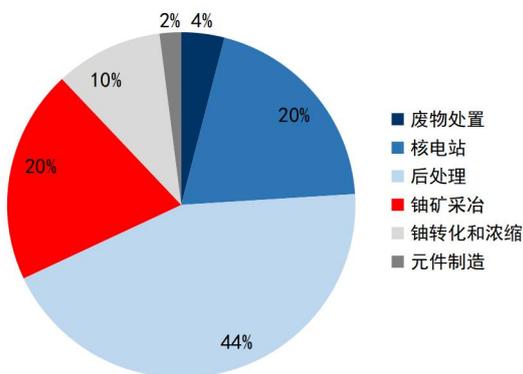
“双碳”目标下，核电大有可为

电力供应结构处于系统性转型阶段，能源变革面临不可能三角难题。自2020年9月习近平总书记提出“双碳”战略以来，我国正式迈入向绿色能源转型时代。以风电、光伏为代表的新能源在解决经济性问题后大规模并网；而传统能源中，火电作为我国基荷能源的主力，因碳排放高与双碳目标相悖，水电开发受自然条件制约，剩余可开发量有限。风光新能源因此在电力系统中的占比持续提高，随之出现了电力系统稳定性削弱的问题。在一段时间内我国能源变革面临低碳清洁、安全稳定和成本低廉三者不可兼得的“不可能三角”难题。

核电具有大规模替代火电成为电网基荷电源，破解不可能三角的潜力。随着“双碳”转型不断推进，一方面高碳排放的火电将逐步由常规电源转型为调节性保障性电源，煤电发电量将迎来下降，火电将从存量逻辑转为减量逻辑；另一方面风光新能源的高比例并网对电力系统提出了更高的调节资源需求。在我国水电开发临近上限、气电受限于天然气资源劣势的情况下，核电有望挑起电力系统基荷电源的重担。

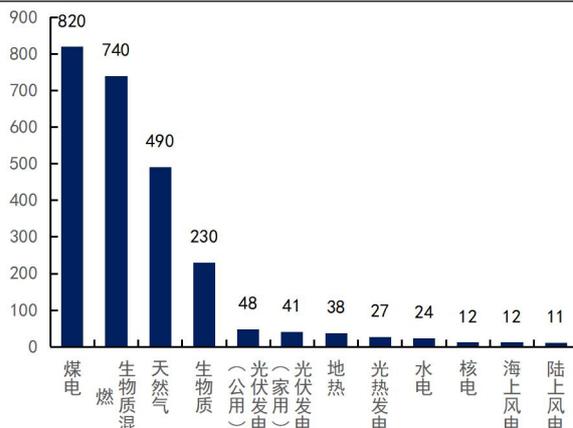
核电链是温室气体排放最小的电能链之一。核电全生命周期碳排放主要来自后处理，核电站建设期间的水泥、碳钢等材料的制造和铀矿采冶等方面。中国工程院的研究显示，核电链的总温室气体排放约11.9gCO₂/kWh，政府间气候变化委员会（IPCC）指出，在考虑铀矿采冶及核电站退役管理后，核电依然是全生命周期碳排放最小的发电技术之一，仅略高于风电。

图16: 我国核电链温室气体排放构成



资料来源: 叶奇蓁, 第二届中国核能高质量发展大会暨深圳国际核能产业创新博览会《中国核能现代化发展之路》, 国信证券经济研究所整理

图17: 不同电力技术全寿命碳排放当量 (g/kWh)



资料来源: 叶奇蓁, 第二届中国核能高质量发展大会暨深圳国际核能产业创新博览会《中国核能现代化发展之路》, 国信证券经济研究所整理

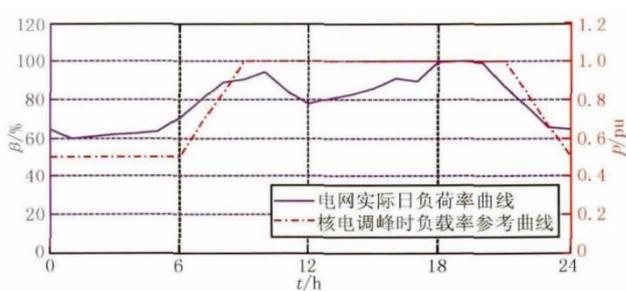
出力稳定, 具备调峰能力。2023年, 我国核电机组利用小时数7661小时, 远高于其他种类的电力设备。高利用小时数下, 核电同时具备负荷跟踪和调峰调频能力, 美、法、德、日等国均有核能电力参与电网调峰运行的相关研究和实践经验。根据中国广核公告, 公司岭澳、岭东、宁德、阳江、防城港、台山、红沿河等机组均可配合电网要求进行减载或停机备用。考虑到核电自身安全、调峰速度与深度限制, 压水堆核电机组一般采取12-3-6-3的日负荷跟踪模式, 即在负荷高峰时段12h满出力, 晚间负荷下降时用3h线性减负荷, 在低功率平台上(一般为50%满功率)上运行6h, 在早间用3h线性加负荷至满出力¹。

图18: 我国历年核电发电量及核电机组利用小时数



资料来源: 中国核能行业协会, 国信证券经济研究所整理

图19: 核电机组参与电网日负荷跟踪的运行方式



资料来源: 叶鹏, 马晓东, 朱钰等. 《核电机组参与电网联合调峰策略研究综述》, 国信证券经济研究所整理

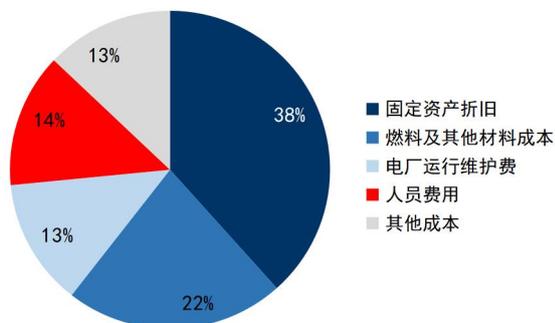
综合成本相对较低且稳定。根据中国核电工程有限公司的测算, 核电的平均发电成本为0.2609元/kWh²; 从中广核和中核实际运行情况来看, 核电平均发电成本为0.20元/kWh。核电运营成本主要来自核燃料成本、固定资产折旧、计提乏燃料处置金和其他运维成本费用, 其中核燃料成本主要受铀价影响, 国际市场铀价相对稳定, 2023年下半年以来在全球核电发展势头强劲的影响下, 铀价明显上升, 但中国广核、中国核电签署了核燃料供应长协, 燃料成本受现货价格波动影响较小; 核电机组平均折旧周期为25-30年, 设计寿命一般为40-60年, 且可进一步延寿, 折旧完成后, 核电盈利能力将进一步提高; 乏燃料处置金根据《核电站乏

¹ 叶鹏, 马晓东, 朱钰等. 《核电机组参与电网联合调峰策略研究综述》

² 胡江, 陈向婷, 郑保军. 《外部成本对两类基荷电源经济性影响的对比分析》

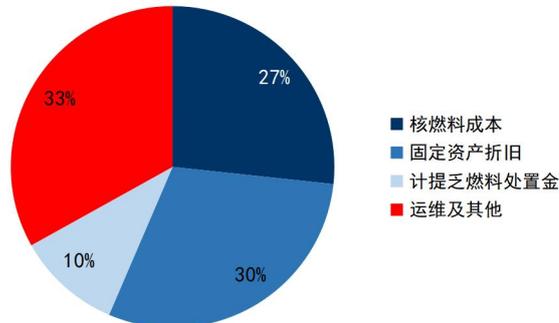
燃料处理处置基金征收使用管理暂行办法》，按照核电站已投入商业运行五年以上压水堆核电机组实际上网销售电量征收，征收标准为 0.026 元/kWh。

图20: 中国核电电力行业营业成本构成



资料来源: Wind, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

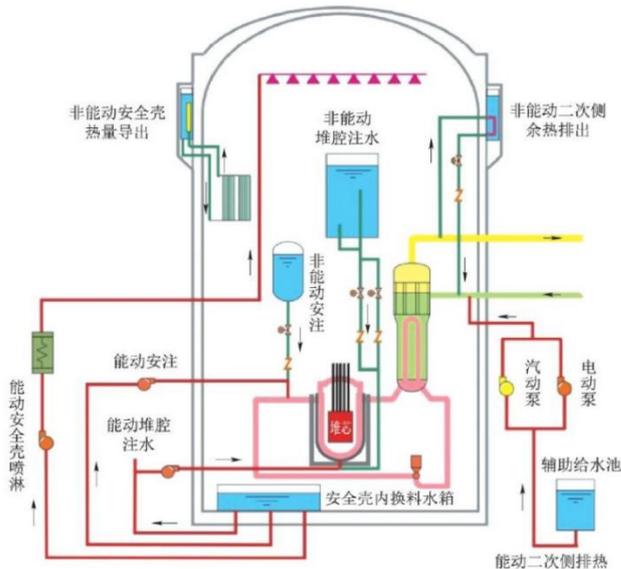
图21: 中国广核销售电力行业营业成本构成



资料来源: Wind, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

安全性不断提升。日本福岛核电站事故引起了世界范围对核电发展战略的重新审视，对核能利用的安全性要求也进一步提高，核电安全成为核能利用的首要问题。我国三代机组华龙一号采用能动与非能动安全系统结合的设计方式，包括辅助给水系统和非能动二次侧余热导出系统、安喷系统和非能动安全壳热量导出系统、能动和非能动的堆腔注水系统、能动和非能动的安注系统等 4 套安全系统³，大幅提高了核电运行安全性。四代机组高温气冷堆号称“不会熔毁的核反应堆”，石岛湾核电站依靠模块式反应堆设计、耐高温全陶瓷包覆颗粒球形核燃料元件和反应堆不停堆在线换料，保证了反应堆“即使突发故障或遭遇严重外部事件，不采取任何干预措施，反应堆堆芯也不会熔毁，放射性物质不会大量外泄”⁴。

图22: “华龙一号”能动与非能动安全系统原理图



资料来源: 宋代勇, 赵斌, 袁霞等. 《“华龙一号”能动与非能动相结合的安全系统设计》，国信证券经济研究所整理

³ 易飞, 顾传俊. 《华龙一号能动与非能动安全系统介绍》

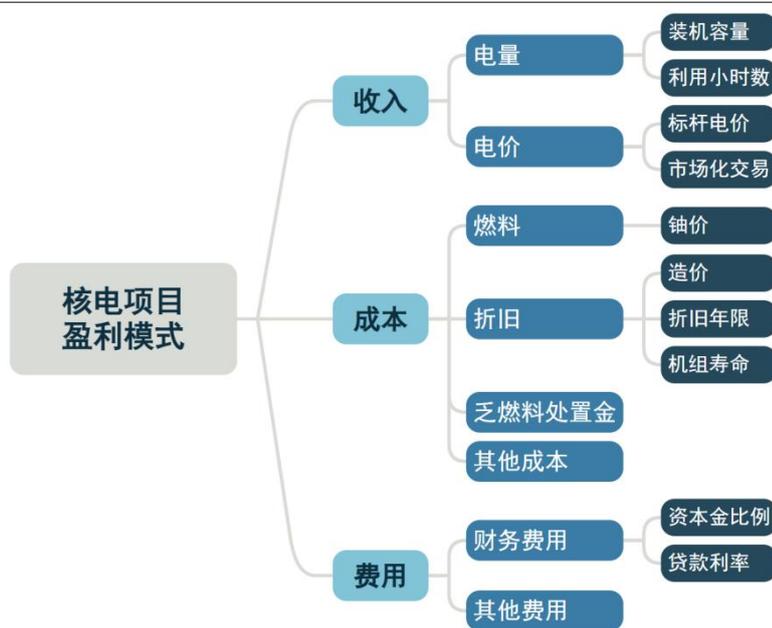
⁴ 光明日报. 《世界首座“不会熔毁的核反应堆”并网发电》

大力发展核电为“双碳”转型必不可少的一环。横向对比其他发电种类，核电具备清洁低碳、综合成本低及出力稳定，利用小时数长等优势，在双碳政策持续推进的趋势下，新能源短期内难以满足用电需求且性质上无法完全替代火电的基荷能源地位，加之核电技术日益成熟，安全性和经济性有所保障，决定了核电将在新型电力系统中发挥重要作用，装机总量将稳健增长。

核电盈利模式分析

核电项目收益有望多维度实现增长。根据核电运营模式，核电项目盈利能力主要受装机容量、利用小时数、电价、造价及折旧等因素的影响。

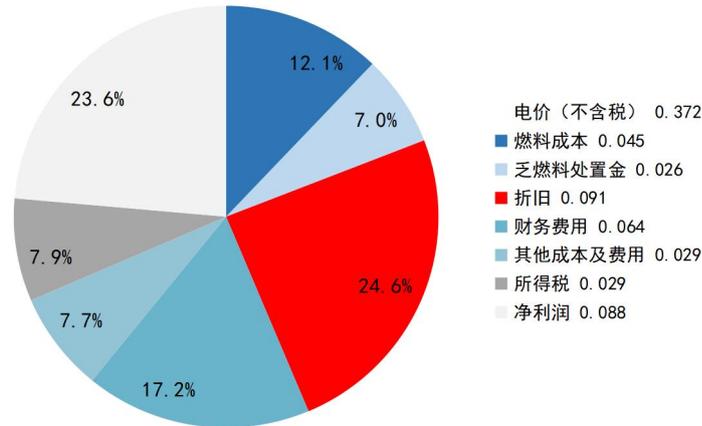
图23: 核电研究框架



资料来源：国信证券经济研究所整理

对核电盈利进行拆分如下：在上网电价为 0.42 元/kWh（含税），利用小时数 7500 小时和厂用电率 6.5%的假设下，扣除 13%增值税后的不含税电价约为 0.372 元/kWh，度电燃料成本约为 0.045 元/kWh，乏燃料处置金为 0.026 元/kWh，按照 25 年无残值直线折旧，折合度电折旧约 0.091 元/kWh，按照 30%资本金比例和 4%贷款利率计算，度电财务成本约 0.064 元/kWh，假设其他成本及费用为 200 元/kWh，折合度电其他成本及费用为 0.029 元/kWh。由此得到核电度电营业利润约为 0.117 元/kWh，扣除 25%所得税后，核电度电净利润约为 0.088 元/kWh，净利率 23.6%。需要指出的是，在核电运行的不同阶段，税收优惠政策、乏燃料处置金征收情况等因素有所差异，可能导致不同阶段的核电净利率有一定差异。

图24: 核电盈利拆分 (元/kWh)



资料来源: 国家发展改革委《关于完善核电上网电价机制有关问题的通知》, 财政部、发改委、工信部《核电站乏燃料处理处置基金征收使用管理暂行办法》, 国家税务总局《关于实施国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》, 中国核电网, 中国核电公司公告, 国信证券经济研究所假设和测算

装机容量和发电量持续稳定增长, 电价有上浮弹性

装机容量和发电量持续稳定增长。截至 2023 年底, 我国运行核电装机容量 5691 万千瓦, 仅占全国发电装机容量的 1.95%, 2023 年运行核电机组累计发电量 4334 亿千瓦时, 占全国累计发电量的 4.86%。由于风光装机量和发电量快速增长, 核电装机和发电量占比分别比 2022 年降低了 0.22 和 0.12pct, 但随着核电核准常态化后机组投产节奏加快并最终趋于稳定, 核电装机容量和发电量将保持持续稳定增长, 据中国核能行业协会等相关预计, 到 2035 年, 我国核电发电量占比有望达到 10%左右⁵; 到 2060 年, 核电发电量占比将达到 18%左右⁶。

机组核准常态化, 装机容量将保持持续稳健增长。“十三五”期间, 受福岛核事故等因素影响, 2016-2018 年核电零核准。2019 年核电核准重启后, 核准速度有所加速, 2019-2023 年共核准 33 台机组, 其中 2022 和 2023 年核准机组数量分别达到 10 台。《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出安全稳妥推动沿海核电建设, 积极有序推进沿海三代核电建设, 预计到 2025 年, 我国核电在运装机规模将达到 7000 万千瓦左右。中国核能行业协会预计“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⁷, 2030 年前我国在运核电装机规模有望超过美国成为世界第一, 到 2035 年, 核能发电量在总发电量的占比达到 10%, 相比 2022 年翻倍⁸。

⁵ 中国能源报《中国核学会理事长王寿君: 2035 年我国核电发电量占比将增至 10%》

⁶ 中国能源报《我国核能多路径利用升级加速》

⁷ 中国核能行业协会《中国核能发展与展望 (2022) 》

⁸ 中国核能行业协会《中国核能发展与展望 (2023) 》

图25: 核电发电量在全国电力生产量中的占比



资料来源: Wind, 国家统计局, 国信证券经济研究所整理

图26: 核电机组核准数量



资料来源: 国务院常务会议, 国信证券经济研究所整理

三代机组大修周期延长, 利用小时数有望保持较高水平。核电机组需要定期换料和大修, 大修周期一般为 12 个月; 随着核电技术提升, 大修周期有所延长, 新型核电机组大修周期约为 18 个月, 大修周期的延长有利于核电机组利用小时数的进一步提高。另一方面, 2017 年 2 月《保障核电安全消纳暂行办法》提出核电优先保障顺序安排核电机组发电; 2019 年 6 月国家发改委《关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》提出, 核电机组发电量纳入有限发电计划, 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。虽然核电需要服从电网调度进行减载或停机备用, 广东省“优价满发”政策也已到期, 但在能源绿色低碳转型的整体趋势下, 核电仍有望保持高水平利用小时数。

核电电价一般执行核电标杆电价与燃煤标杆电价孰低者。2013 年 1 月 1 日以后投产的核电机组执行《国家发展改革委关于完善核电上网电价机制有关问题的通知》(发改价格〔2013〕1130 号) 标杆上网电价政策: 全国核电标杆上网电价确定为 0.43 元/千瓦时; 全国核电标杆上网电价高于核电机组所在地燃煤机组标杆上网电价(含脱硫、脱硝加价)的地区, 新建核电机组投产后执行当地燃煤机组标杆上网电价; 全国核电标杆上网电价低于核电机组所在地燃煤机组标杆上网电价的地区, 执行核电标杆上网电价; 承接核电技术引进、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。

电价上浮空间进一步放开, 电力市场化持续推进。2021 年 10 月 11 日, 发改委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》, 将燃煤发电市场交易价格浮动范围扩大为上下浮动原则上均不超过 20%, 高耗能企业市场交易电价不受上浮 20%限制。电力现货价格不受上述幅度限制。

容量电价可能导致短期存在电价下行风险, 对核电的影响可能较小。2023 年 11 月 8 日, 国家发改委、国家能源局发布了《关于建立煤电容量电价机制的通知》, 确定了各省煤电容量电价水平。受此影响, 广东省 2024 年电力市场化年度交易成交均价 465.62 元/MWh, 较 2023 年下降了 15.9%; 江苏省 2024 年年度交易加权均价 452.94 元/MWh, 较基准价上浮 15.8%, 较 2023 年下降了 2.9%。虽然年度电力交易价格有所下降, 但成交均价仍高于核电标杆电价, 预计容量电价导致的电价下行对核电盈利影响有限。

从长期来看, 市场化电价有望继续上升。根据国外电力体制改革以及低碳化转型经验来看, 低碳化往往伴随着整体电价中枢的上升, 由市场机制实现额外成本在

发电侧、电网侧及用户侧有效率的配置。新能源发电实现平价上网未完全考虑其给电网调峰调频带来的额外成本。我们认为，低碳转型的外部成本需要通过市场化交易传导至终端用户，从而决定了未来电价上涨的趋势。

市场化交易比例提高，电价有上浮弹性。核电参与市场化交易的程度受政策影响较大。江苏省公布 2024 年核电市场化电量为 270 亿千瓦时，其中 240 亿千瓦时为长协，30 亿千瓦时为月度竞价。根据中国核电 2022 年年报，2022 年核电市场化交易的总电量 745.15 亿千瓦时，同比增加 19.76%，占核电总上网电量的 43.67%，同比提高 5.79pct，验证了核电参与市场化交易比例提高的趋势。2023 年我国全社会用电量同比增长 6.7%，用电需求快速增长；另一方面，随着风光新能源电力的持续并网，电力系统对基荷能源的需求也将继续提高，预计核电参与市场化交易的电价也存在一定的上升空间。

成本相对稳定且有降本空间，项目收益率有望提升

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

对单千瓦三代核电经营情况进行模拟预测，主要参数如下：

假设三代核电单位装机成本约为 1.6 万元/kW，资本金比例 30%，贷款利率 4%，等额本息偿还年限 20 年；电价 0.42 元/kWh，利用小时数 7500，对应负荷因子约 86%，测算年营业收入约 2606 元；燃料成本假设为 0.05 元/kWh；折旧采用直线法，25 年无残值；乏燃料处置金 0.026 元/kWh，商运第六年起开始计提；工资及福利费用假设为 100 元/kW；单次大修费率约为造价的 1.35%，大修周期约为 18 个月，假设年化大修费率为 1%。

表4：三代核电项目经济性分析核心参数假设

单位装机成本（万元/kW）	1.6		
资本金比例	30%	乏燃料处理处置基金（元/kWh）	0.026，自商运第六年起开始计提
贷款利率	4%	中低放废物处理处置费（元/MWh）	0.5
上网电价（元/kWh，含税）	0.42	运行维护费	核应急费（元/MWh）
利用小时数	7500		0.2
厂用电率	6.5%	消费性材料/水费（元/MWh）	10
增值税税率	13%	工资及福利费（元/kW）	100
增值税即征即退比例	75%/70%/55%	大修年化修理费率	1%
税金及附加	5%	燃料费用（元/kWh）	0.05
折旧年限	25 年无残值，直线折旧	其他费用（元/kWh）	0.01
本息偿还	20 年等额本息偿还	所得税率	25%，享受三免三减半优惠政策

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

表5: 三代核电项目运营周期财务指标 (单位千瓦核电项目)

年份 (单位/元)	1	2	3	4	5	6	7	...	11	12	...
营业收入	2606	2606	2606	2606	2606	2606	2606	...	2606	2606	...
税金及附加	130	130	130	130	130	130	130	...	130	130	...
其他收益-增值税即征即退	254	254	254	254	254	237	237	...	186	186	...
燃料费用	375	375	375	375	375	375	375	...	375	375	...
运行维护费及其他费用合计	415	415	415	415	415	597	597	...	597	597	...
折旧	640	640	640	640	640	640	640	...	640	640	...
利息支出	448	433	417	401	384	367	348	...	267	245	...
税前利润	851	866	882	898	915	734	752	...	782	804	...
所得税	0	0	0	81	83	62	129	...	149	154	...
税后净利润	851	866	882	818	833	671	623	...	633	650	...
自由现金流	2024	2024	2024	1943	1941	1587	1374	...	1354	1348	...
资本金现金流	1200	1200	1200	1119	1117	763	550	...	530	524	...
无杠杆现金流	2024	2024	2024	2024	2024	1649	1503	...	1503	1503	...
项目 ROE	17.7%	18.0%	18.4%	17.0%	17.3%	14.0%	13.0%	...	13.2%	13.5%	...
净利率	33%	33%	34%	31%	32%	26%	24%	...	24%	25%	...
全投资 IRR	10.56%										
资本金 IRR	19.72%										

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

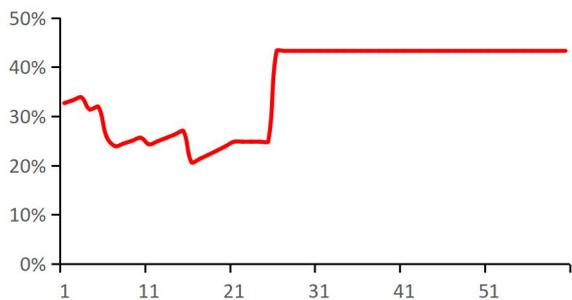
表6: 三代核电项目运营周期财务指标 (单位千瓦核电项目) (续表)

年份 (单位/元)	16	17	...	21	22	...	26	27	...
营业收入	2606	2606	...	2606	2606	...	2606	2606	...
税金及附加	130	130	...	130	130	...	130	130	...
其他收益-增值税即征即退	0	0	...	0	0	...	0	0	...
燃料费用	375	375	...	375	375	...	375	375	...
运行维护费及其他费用合计	597	597	...	597	597	...	597	597	...
折旧	640	640	...	640	640	...	0	0	...
利息支出	147	120	...	0	0	...	0	0	...
税前利润	716	743	...	863	863	...	1504	1504	...
所得税	179	186	...	216	216	...	376	376	...
税后净利润	537	557	...	647	647	...	1128	1128	...
自由现金流	1324	1317	...	1287	1287	...	1128	1128	...
资本金现金流	500	493	...	1287	1287	...	1128	1128	...
无杠杆现金流	1503	1503	...	1503	1503	...	1503	1503	...
项目 ROE	11.2%	11.6%	...	13.5%	13.5%	...	23.5%	23.5%	...
净利率	21%	21%	...	25%	25%	...	43%	43%	...
全投资 IRR	10.56%								
资本金 IRR	19.72%								

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

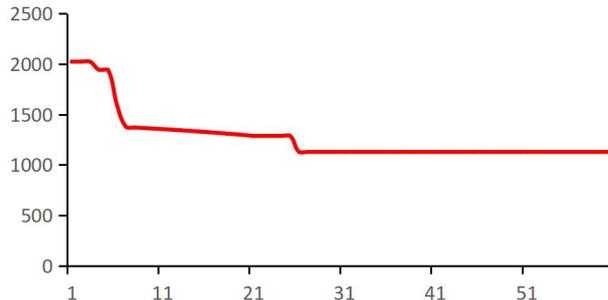
根据上述假设, 我们预计三代核电项目内部收益率为 19.72%, 净利率随运营年限增长而波动, 自由现金流因增值税、所得税优惠政策到期、计提乏燃料处置金等因素阶梯式下降, 财务情况于第 26 年折旧完成后进入平稳期, 对应净利率为 43%, ROE 为 23.5%, 自由现金流 1128 元/(kW·年)。

图27: 三代核电机组运营周期自由现金流变化情况



资料来源: 国信证券经济研究所测算

图28: 三代核电机组运营周期自由现金流变化情况 (元/kW·年)



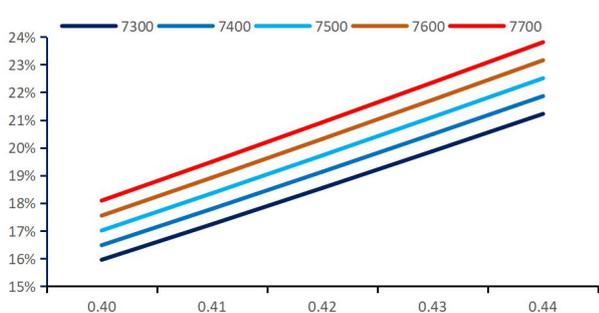
资料来源: 国信证券经济研究所测算

项目投产首年, 增值税即征即退比例 75%, 不征收乏燃料处置金, 项目处于免税期, 净利率为 33%。随着运营年限增加, 债务余额减少, 利息支出降低。**第 4 年**, 进入所得税减半期, 净利率降低至 31%; **第 6 年**, 增值税即征即退比例降低至 70%, 且开始征收乏燃料处置金, 净利率降至 26%; **第 7 年**, 所得税优惠期结束, 净利率降至 24%; **第 11 年**, 增值税即征即退比例降低至 55%, 净利率降至 24%; **第 16 年**, 增值税即征即退优惠期结束, 净利率降至 21%, 达到全运营周期最低水平; **第 21 年**, 债务本息偿还完毕, 利息支出清零, 净利率提升至 25%; **第 26 年**, 项目折旧完成, 净利率提升至 43%, 达到全运营周期最高水平; 此后项目运营进入平稳期。

项目收益率对利用小时数和电价较为敏感。在以上测算结果的基础上, 若上网电价提高 0.01 元/kWh, 资本金内部收益率提升 1.4pct 至 21.1%; 若利用小时数提高 100 小时, 资本金内部收益率提升 0.6pct 至 20.3%。结合前文分析, 我们认为短期内受益于用电量增长和能源低碳转型整体趋势下, 核电用电小时数有望保持稳定并进一步提高; 随着电力市场化改革的推进, 上网电价也有上浮弹性。

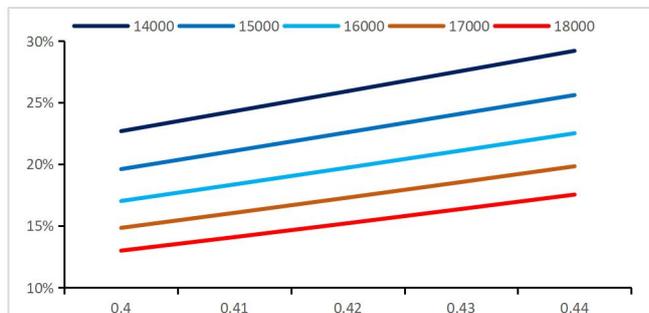
造价下降将明显提升核电项目收益率。三代核电技术为满足更高安全标准, 进一步提升燃料利用效率, 采用更高性能的设备、材料和系统设计, 造价也因此更高。我国首批三代核电机组三门机组 (AP1000) 实际单位装机投资达到 2.68 万元/kW, 随着三代堆型技术的大范围推广运用, 通过优化设计、上游设备制造固化、核心组件国产化率进一步及缩短工期等手段, 三代核电机组造价明显降低, 目前华龙一号造价约为 1.6 万元/kW, AP1000 造价约为 2 万元/kW。预计未来华龙一号造价最终可降低至 1.5 万元/kW。在原有测算的基础上, 其他条件不变, 若造价降低至 1.5 万元/kW, 项目资本金收益率将达到 22.59%, 提升了 2.87pct。

图29: 内部收益率对电价和利用小时数的敏感性分析



资料来源: 国信证券经济研究所测算

图30: 内部收益率对电价和机组造价的敏感性分析



资料来源: 国信证券经济研究所测算

机组寿命长于折旧年限，折旧完成后核电净利率明显上升。上述分析可以看出，折旧是核电项目最大的成本来源，对核电项目盈利能力影响巨大。核电机组折旧年限一般为25-40年，而三代机组设计寿命达60年，且核电机组可进一步延寿。2019年和2020年，美国核管理委员会批准了佛罗里达州和宾夕法尼亚州第一批运行80年的反应堆许可证，目前业界在研讨核电进一步延寿，实现“百年核电”的可行性。由于机组寿命明显长于折旧年限，折旧完成后，核电项目折旧成本消失将引起净利率大幅上升。

表7: 核电项目折旧方法

类别	折旧方法	折旧年限	残值率	年折旧率
机械类-核岛	工作量法	30-60年		当期实际上网电量 ÷ (当期实际上网电量 + 剩余使用寿命预计上网电量)
电气类-核岛	工作量法	15-20年		当期实际上网电量 ÷ (当期实际上网电量 + 剩余使用寿命预计上网电量)
仪控类-核岛	工作量法	10-15年		当期实际上网电量 ÷ (当期实际上网电量 + 剩余使用寿命预计上网电量)
房屋-核岛	年限平均法	25-60年		1.67%-4.00%
核电设施退役费	年限平均法	40/60年		2.50%-1.67%
机械类-常规岛及辅助系统	工作量法	20-30年	5%	当期实际上网电量 ÷ (当期实际上网电量 + 剩余使用寿命预计上网电量)
电气类-常规岛及辅助系统	工作量法	15-20年		当期实际上网电量 ÷ (当期实际上网电量 + 剩余使用寿命预计上网电量)
仪控类-常规岛及辅助系统	工作量法	10-15年		当期实际上网电量 ÷ (当期实际上网电量 + 剩余使用寿命预计上网电量)
房屋-常规岛及辅助系统	年限平均法	30年		3.33%
构筑物-常规岛及辅助系统	年限平均法	25年		4.00%
行政用房屋建筑物	年限平均法	20-50年	5%	1.90%-4.75%
机器设备	年限平均法	5-15年	5%	6.33%-19.00%
运输工具	年限平均法	5年	5%	19.00%
电子设备、办公设备	年限平均法	5年	5%	19.00%
船舶	年限平均法	25年	5%	3.80%

资料来源：中国广核公司公告，国信证券经济研究所整理

铀价近期上升势头较强，长协保障燃料供应。压水堆核电站采用的核燃料主要为铀含量3%的低浓缩铀，我国核电度电燃料成本约0.045-0.048元/kWh。福岛核事故后，世界范围内核电发展放缓，铀需求相对宽松，国际市场价格有一定程度的下行并在多年中保持相对平稳。近年来世界各国重启核电发展趋势下，核电复苏势头强劲，对铀燃料的供应和储备产生了一定压力，铀市场价格明显升高。目前中国广核的天然铀来源主要包括长期贸易合同及自有矿山结合，通过母公司旗下的中广核铀业提供天然铀开发和进口服务。公司通过与铀业公司签订燃料长期供应合同确保核燃料的长期稳定供应，降低铀现货价格波动产生的影响。中国核电也与中核集团下属燃料企业和组件加工企业签订长期协议，锁定燃料采购数量和价格，保障稳定的成本结构和燃料来源。

图31: 全球铀市场实际价格 (美元/磅)



资料来源: Wind, 国际货币基金组织, 国信证券经济研究所整理

前五年不征收乏燃料处置金有利于核电前期盈利, 保持较高现金流。根据《核电站乏燃料处理处置基金征收使用管理暂行办法》, 乏燃料处理处置基金按照核电站已投入商业运行五年以上压水堆核电机组的实际上网销售电量征收, 征收标准为 0.026 元/千瓦时。

税费优惠和前五年不征收乏燃料处置金是核电项目前期保持盈利、维系现金流关键所在。根据《国务院关于调整和完善固定资产投资项目资本金制度的通知》(国发〔2015〕51号)规定, 电力项目最低资本金比例维持 20% 不变。核电项目初期投资举债比例占总投资 70%-80%, 高额债务规模带来的利息费用大额削减项目会计利润, 再加上偿还债务支出以后, 项目前期现金流回流缓慢, 极大制约了项目收益率及企业再投资。

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

表8: 核电项目增值税、所得税税收优惠政策

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

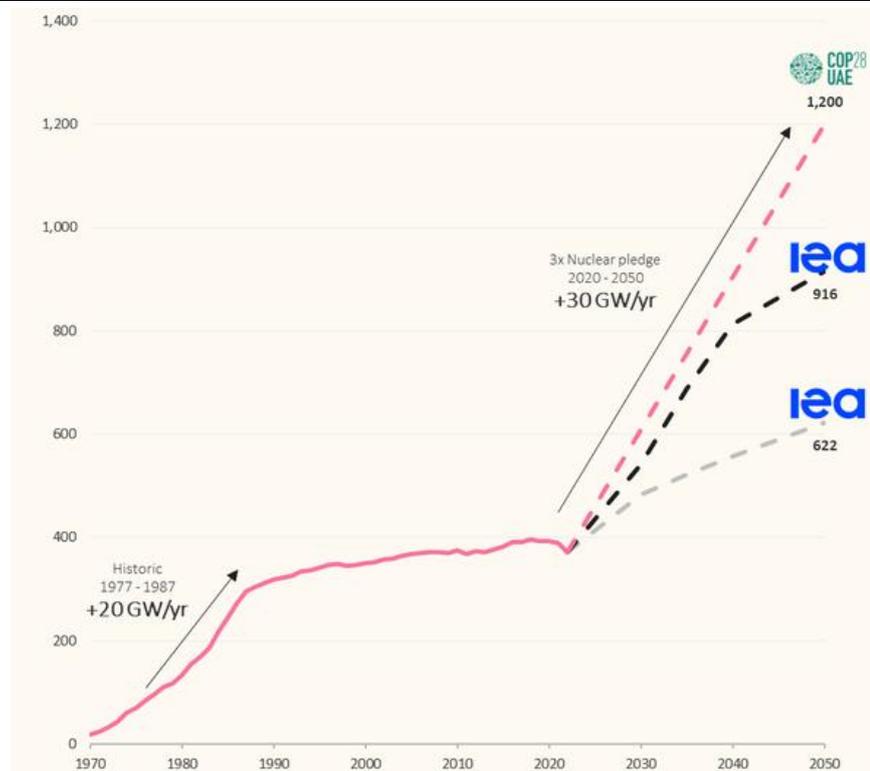
资料来源: 国家发改委, 国信证券经济研究所整理

世界核电复苏势头强劲及核电技术迭代催化，我国核电发展仍有提速空间

世界范围内核能发展重获重视。福岛核事故发生以来，世界各国在核能利用方面愈发谨慎，许多国家延缓甚至暂停了本国核电发展，2023年4月，德国最后三座核电站从电网分离，德国正式“告别”核电。但2022年以来，受俄罗斯天然气断供等因素影响，欧洲面临能源危机，法国、英国等国家重新审视核电作用，并重启核电发展：法国宣布一项新核能战略，表示将新建6座核反应堆，同时启动对新建另外8座核反应堆的可行性研究；英国发布《能源安全战略》，提出到2050年将核电容量增加两倍，为英国提供25%电力；拖期了14年的芬兰Olkiluoto 3核机组投入运营。除欧洲外，韩国也改变原来的弃核政策，重新将核电纳入主要能源清单，计划到2030年将核电在电力结构中的比重提升至33%；日本积极推动国内核电站重启，计划将核能在电力结构中的占比提高至22%。

22国共同签署核电三倍计划，核电在实现碳中和中发挥重要作用。经合组织核能署、世界核协会、政府间气候变化委员会（IPCC）等国际机构所做的分析预测是，全球到2050年要实现温升1.5度以内或者在当年实现碳中和，核电装机需要增加两倍。12月2日，在《联合国气候变化框架公约》第二十八次缔约方大会（COP28）上，多个国家要求2050年前，将世界核电产能提高到2020年水准的3倍，以帮助全球达成净零排放的目标。美国、日本以及多个欧洲国家表示，核能在达成碳中和目标过程中扮演着重要角色。目前，已经有22个国家加入了这一宣言，分别是美国、保加利亚、加拿大、捷克、芬兰、法国、加纳、匈牙利、日本、韩国、摩尔多瓦、蒙古、摩洛哥、荷兰、波兰、罗马尼亚、斯洛伐克、斯洛文尼亚、瑞典、乌克兰、阿联酋和英国。

图32：2050年全球核电装机预测

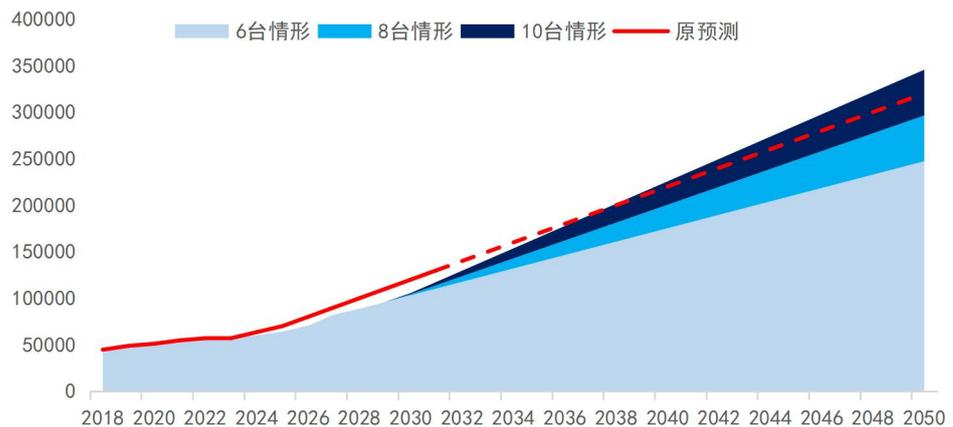


资料来源：Radiant energy group，国信证券经济研究所整理

核电高比例并网已得国外验证，我国核电占比相对偏低。根据国际能源署相关数据，法国是全球核电份额最高的国家，核电发电量占比接近 70%；法国还是欧洲最大的电力净出口国，核电出口对象包括德国、意大利等国。美国是目前世界最大的核电国家，核电发电占比约 19%，但美国新增核电项目推进较为缓慢，机组老化、退役等问题比较严重。我国虽然是世界上核电在建规模最大的国家，但目前核电在电力系统中的占比不到 5%，仍处于较低水平。国外高比例核电并网验证了核电作为电网基荷能源的可行性，在低碳转型的整体趋势下，若我国未来采用核电替代火电，提高核电在电力系统重的占比，核电市场空间仍将进一步提高。

目前核电增速低于预期，发展仍需提速。按照目前我国核电在运及在建机组情况测算，预计核电装机容量将在 2026 年实现 7000 万千瓦目标，2032-2033 年实现 1.2 亿千瓦目标，在未来每年核准 6 台机组，单机容量 1200MW 情形下，2050 年核电装机容量预计达到 2.47 亿千瓦，核准 8 台情形下达到 2.96 亿千瓦，均落后于相关预期（到 2025 年，我国核电在运装机规模达到 7000 万千瓦左右，核电发电量占总发电量 8%；到 2035 年我国在建及在运核电装机达 2 亿千瓦，发电量占总发电量 10%），其原因一方面是新建核电站建设周期略长于预期，另一方面是对 2025 年以后核电增速预估较高。

图33: 我国核电未来装机预测 (MW)



资料来源：国务院常务会议，中国广核、中国核电公司公告，中国核能行业协会，国信证券经济研究所整理

核电产业链长，具有投资带动效应。由于核能利用的技术复杂性，世界上仅美、法、俄等国及我国拥有核工业全产业链，核电产业链涵盖核电研发设计、核电建造、天然铀生产、核燃料加工、装备制造、核电运营、核电退役、乏燃料及核废物管理等环节，产业关联度高，产业链长，具备知识密集、资金密集和人才密集等特征⁹。核电站具有初始投资高的特征，目前三代核电机组造价约 200 亿/台，核电产业每年可直接拉动千亿规模投资，并带动相关产业链的发展，对地方经济和产业结构调整也有相当程度的拉动作用。

核能综合利用快速发展，有望开创新的核能收益增长点。核能利用包括供热供汽、海水淡化、核能制氢、同位素生产等多种形式，《中国核能发展报告（2023）》指出，核技术应用产业有望成为我国新的经济增长点。核能供热是核能综合利用最主要的途径，据统计全世界在运核反应堆中超过十分之一的机组已实现热电联供，我国海阳、秦山、红沿河核电站已实现 559 万平方米核能供暖；田湾核电站

⁹ 中核集团《拥有完整的核电产业链有多难？世界上有哪些国家做到了？》

供汽改造有序推进。从经济性来看，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，且可以提高核能利用效率，以海阳核电 900MW 供暖为例，供暖季机组效率可由 37% 提升至 56%¹⁰。同位素生产方面，2021 年国家原子能机构联合科技部等 7 部门正式发布《医用同位素中长期发展规划（2021-2035 年）》，秦山核电拥有国内唯一商用重水堆核电机组，并于 2022 年 4 月投入了全球首批商用堆碳-14 同位素靶件材料，预计两年后可完成碳-14 同位素生产，2022 年底启动了首批商用堆钷-90 玻璃微球生产靶件研制，后续还将安排碘-131、锶-89 等同位素的生产。海南昌江多用途模块式小堆示范工程已进入核岛安装阶段，在发电的同时还将为周边企业提供蒸汽及海水淡化服务。

核电技术持续迭代，四代技术有望提高核能利用水平。我国坚持“热堆-快堆-聚变堆”的核能发展“三步走”战略。目前我国以华龙一号为代表的三代机组技术日益成熟，并积极推动核能发展“第二步”的布局和实施。目前我国四代核电技术快速发展并已初步落地，2023 年 12 月 6 日，石岛湾高温气冷堆已投入商业运行，成为全球首座具有第四代核电技术主要特征的核电站。此外，霞浦示范快堆 1、2 号分别于 2017 年、2020 年开工建设；中科院上海应用物理研究所的 2MWt 液态燃料钍基熔盐实验堆（TMSR-LF1）环境影响报告书（运行阶段）已获生态环境部批复。快堆的发展将有利于提高核燃料使用效率，减少核废料，提高核能利用安全性，有望进一步推动我国核能行业发展。

表9：主流核电技术发展历程

技术类型	起始时间	主要特点	主要堆型
第一代核电技术	20 世纪 50 年代至 60 年代中期	多为早期原型机，使用天然铀燃料和石墨慢化剂。作为试验原型堆，证实核能发电可行性，发电容量在 30 万千瓦以内，设计较松散，体积较大，设计中缺乏系统、规范科学的安全标准作为指导和准则，因而存在许多安全隐患，发电成本也比较高	美国希平港核电站、德累斯顿核电站、英国卡德霍尔生产发电两用的石墨气冷堆核电厂、苏联 APS-1 压力管式石墨水冷堆核电站、加拿大 NPD 天然铀重水堆核电站等
第二代核电技术	20 世纪 60 年代至 90 年代	是较为成熟的商业化反应堆，使用浓缩铀燃料，以水作为冷却剂和慢化剂，其堆芯熔化概率和大规模释放放射性物质的概率分别为 10^{-4} 和 10^{-5} 量级。反应堆寿命约 40 年。在第一代核技术的基础上实现了商业化、标准化等，单机组的功率水平在第一代核电技术基础上大幅提高，达到百万千瓦级，世界在运核电机组多为第二代技术或其改进型	压水堆（PWR）、沸水堆（BWR）、加压重水堆（PHWR）、石墨气冷堆（GCR）、石墨水冷堆（LWGR）等
第三代核电技术	20 世纪 90 年代至今	第三代核电技术指满足美国“先进轻水堆型用户要求”（URD）和“欧洲用户对轻水堆型核电站的要求”（EUR）的压水堆型技术核电机组，具有更高安全性和更高功率，其堆芯熔化和大规模释放放射性物质的概率分别为 10^{-7} 和 10^{-8} 量级，反应堆寿命约 60 年	先进沸水堆（ABWR）、非能动先进压水堆（AP600/AP1000）、欧洲压水堆（EPR）、华龙一号、国和一号等
第四代核电技术	21 世纪	2000 年美国提出第四代核反应堆，目标是满足安全、经济、可持续发展、减少核废料、降低燃料风险、防止和扩散，预计形成封闭核燃料产业链，提高核燃料使用效率，更充分利用铀资源，提高核能使用的安全性。目前石岛湾高温气冷堆核电等站是全球首座将四代核电技术成功商业化的示范项目	高温气冷堆（HTGR）、钠冷快堆（CFR600）、钍基熔盐堆（TMSR）等

资料来源：中国广核募集说明书，国信证券经济研究所整理

聚变能源有望加快商业化进程。可控核聚变越来越受到世界各国的关注，2023 年内，美国宣布了聚变能源商业化十年愿景、迄今为止世界最大聚变实验装置日本 JT-60SA 正式运行，欧洲联合环（JET 装置）最后一次试验刷新了聚变最大输出记

¹⁰ 福建省生态环境厅《核能利用 不只是发电》

录，维持了 5.2 秒聚变反应并产生 69MJ 能量。国内方面，2023 年 12 月 29 日，以“核力启航 聚变未来”为主题的可控核聚变未来产业推进会召开，宣布成立了可控核聚变创新联合体，并举行了中国聚变公司（筹）的揭牌仪式，正式发布了第一批未来能源关键技术攻关任务；2024 年 1 月 29 日，工信部等七部门联合发布《关于推动未来产业创新发展的实施意见》指出，重点推进未来能源等产业发展，聚焦核能、核聚变等重点领域。由于聚变与裂变具有相似性质，且也存在一定的放射性危害，若未来聚变发电实现商业化，中国核电、中国广核等具备核电运营经验和人才储备的核电运营商有望率先受益。

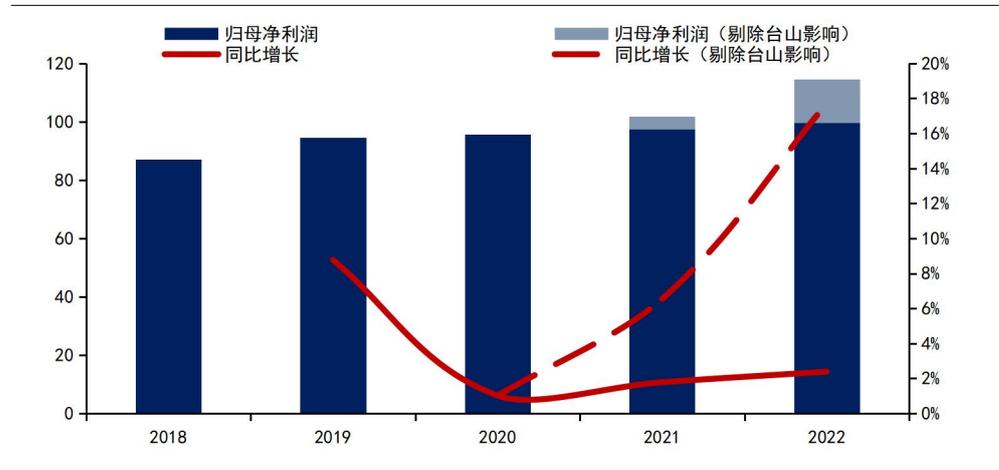
业绩增长压制因素消除，静待机组投产高峰期

台山 1#机组恢复并网发电，业绩增长压制因素消除

公司非全资子公司台山核电合营公司的台山核电站 1#、2#机组为全球首两台投入商运的 EPR 机组。EPR 机组是法国开发的第三代核电技术，法国电力国际公司及其子公司 EDF（中国）投资有限公司合计持有台山核电 30% 股份。2021 年 7 月 30 日，台山 1#机组进行停机检修，查找燃料缺陷原因，更换缺陷燃料，2022 年 8 月 15 日，台山 1#机组完成检修并恢复并网发电。台山 1#机组的停机检修导致台山核电子公司拖累公司业绩增长，2021 年和 2022 年台山核电子公司净利润分别为 -6.5 亿元和 -21.3 亿元。2023 年一季度，台山 1#机组进行年度换料大修，并调整增加了部分检查和试验工作，为 EPR 机组长期稳定运行积累数据和经验，2023 年上半年台山 1#机组利用小时数仅 604 小时，发电量 10.57 亿千瓦时，远低于 2#机组的 3879 小时和 67.88 亿千瓦时。2023 年 11 月 27 日，台山 1#机组恢复并网发电，台山核电站及周边环境检测正常。

公司对台山核电子公司持股比例为 70%，若剔除台山核电对公司归母净利润的影响，公司 2021 和 2022 年归母净利润增速分别恢复至 6.5% 和 17.7%。台山计划电价为 0.435 元/千瓦时（含税），两台机组额定装机容量均为 1750MWe，参考公司其他机组利用小时数，按照 8000 小时测算，若两台机组满负荷运行，每年可为公司带来约 108 亿营收；考虑到 EPR 机组造价相对较高，且两台机组分别于 2018 和 2019 年投产，免征乏燃料处置金即将结束，按照 15% 净利率估计净利润约为 16.2 亿元，归母净利润 11.3 亿元。

图34：剔除台山机组影响后公司归母净利润情况（亿元）



资料来源：Wind，公司公告，国信证券经济研究所整理

防城港 4#机组投产在即，太平岭核电站有注入预期

防城港 3#和 4#机组是中广核首两台“华龙一号”机组，装机容量分别为 1187.6MWe。2023 年 3 月 25 日，3#机组完成 168 小时试运行试验并正式投入商业运行。根据中国核能行业协会披露的数据，2023 年全年 3#机组利用小时数 6529 小时，发电量 77.54 亿千瓦时，上网电量 72.66 亿千瓦时，其中测试期间累计发电量 8.02 亿千瓦时，上网电量 7.47 亿千瓦时。按照防城港 1#和 2#机组的计划电价 0.4063 元/千瓦时（含增值税）测算，预计防城港 3#机组为公司 2023 年增加了 23.4 亿元营业收入，参考防城港核电子公司 2021 和 2022 年净利率水平，预计将增加公司约 7 亿元净利润。

2024 年 1 月 8 日至 10 日，国家核安全局委托生态环境部华南核与辐射安全监督站对防城港核电厂 4 号机组首次装料的准备情况进行核查；22 日至 26 日，国家核安全局对 4 号机组运行许可证颁发前核安全和环境保护设施情况进行了综合检查，并于 2 月 1 日印送了《广西防城港核电厂 4 号机组运行许可证颁发前综合检查报告》，报告提出了 6 项整改要求并指出“检查达到了预期目的”。公司 2023 年半年报披露，预计防城港 4 号机组将于 2024 年上半年投入运行。

假设 2024 年防城港核电站 3#机组利用小时数可达 8000 小时，4#机组利用小时数 6000 小时，按照厂用电率 6%测算，预计 2024 年防城港核电站可比 2023 年增加 91.1 亿千瓦时上网电量，并增加营业收入 32.8 亿元，增加净利润约 10 亿元。

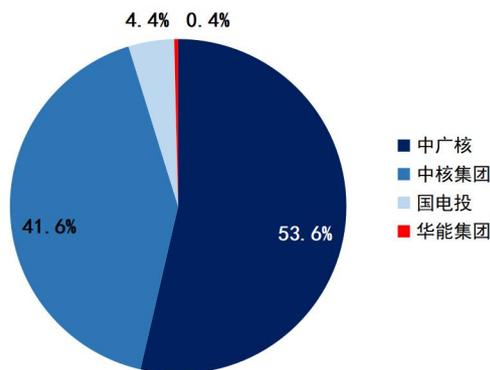
公司控股股东中国广核集团根据避免同业竞争承诺函，承诺保留项目在核准开工后 5 年内，在满足资产注入条件后注入到上市公司。目前中广核集团委托管理的在建机组中，太平岭核电站核准时间为 2019 年 1 月 30 日，1#机组开工时间为 2019 年 12 月 26 日；三澳核电站核准时间为 2020 年 9 月 2 日，1#机组开工时间为 2020 年 12 月 31 日。由此预计，控股股东将在 2024 年对太平岭核电站进行资产注入。太平岭核电站 1 号和 2 号机组为华龙一号，装机容量分别为 1202MWe，根据公司 2023 年半年报披露，预计将分别于 2025、2026 年投入运行。2023 年 12 月 29 日，国务院常务会议最新核准了太平岭 3 号和 4 号机组，目前尚未披露预期投产时间。太平岭核电项目规划建设 6 台华龙一号机组，未来有望进一步得到核准并扩大装机规模。

持有稀缺核电牌照，进入投产稳定期后业绩有望持续稳定增长

由于核电行业的特殊性及核电技术的复杂性，存在极高的技术、行政准入壁垒。我国经国务院正式核准的核电项目（除示范工程、研究堆外），2020 年以前均由中广核、中国核电和国家电投三家集团公司分别或合作开发运营。截至 2023 年底，中广核（不含联营企业红沿河核电 41.8%；含联营 53.6%）及中国核电（41.6%）装机规模合计达 90%以上，是我国核电开发运营的两家龙头企业。除少量在建项目，核电站基本属于中国广核及中国核电上市公司控股。

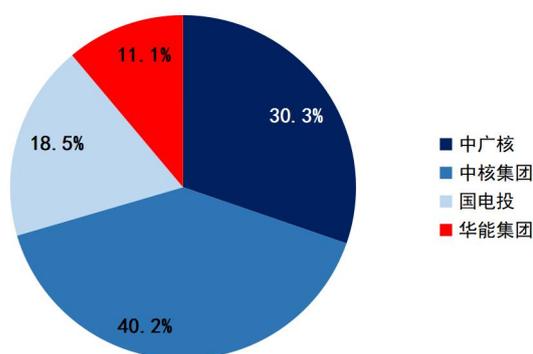
国家电投相对运营电站数量及规模较小，且未来主流三代机组技术路线“国和一号”首堆尚未投商运。华能集团则在 2020 年取得首个控股大型压水堆核电项目—海南昌江核电二期的核准，项目于 2021 年 3 月正式开工，成为我国“十四五”开工建设的第一个核电项目；2022 年取得了石岛湾核电厂扩建一期工程核准。因此国家电投及华能集团，属于具有核电开发能力的，并参与少量项目开发，逐步发展的两家集团公司，且核电部分资产目前不属于上市公司体系内。因此目前来看，我国核电开发运营方面呈现主次分明的“2+2”格局的趋势。

图35: 2023 年我国在运核电机组装机分布



资料来源: 中国核能行业协会, 国信证券经济研究所整理 注: 红沿河核电站仅列入中广核装机

图36: 2023 年我国在建及核准待建核电机组装机分布



资料来源: 国务院常务会议, 国家核安全局, 中国广核、中国核电公司公告, 国信证券经济研究所整理 注: 不包含霞浦快堆

在此基础上, 在我国每年核准 6-8 台核电机组的前提下, 公司每年新增在建及核准待建机组有望维持在 2-4 台水平。按照核电平均 5-6 年的建设周期和公司现有在建机组建设情况推测, 2026 年公司有望进入每年新增投产两台核电机组的投产稳定期。按照每年核准 2 台机组, 每台机组装机容量 1200MWe, 利用小时数 7500 小时, 厂用电率 6.5%和含税电价 0.42 元/千瓦时测算, 预计达到投产稳定期后公司营收将维持每年约 62.6 亿元的增长幅度, 受益于机组投产前五年不征收乏燃料处置金和所得税“三免三减半”优惠政策, 预计每年净利润增长 24.1 亿元。

盈利预测

假设前提

公司电力业务营收主要受核电装机容量、利用小时数和上网电价三个因素共同决定, 成本端相对稳定, 在我国能源低碳转型和持续推动核电产业发展的趋势下, 预计未来核电装机容量将保持持续稳定增长, 利用小时数保持相对稳定, 上网电价受益于核电参与市场化交易比例增加而具有上浮空间; 建筑安装和设计服务业务主要覆盖公司核电项目及集团风电项目, 随着公司在建项目规模的增加, 公司建安业务规模有望继续扩大。

我们的盈利预测基于以下假设条件:

核电装机容量: 根据公司在建机组建设情况和投产预期, 预计防城港 4 号机组于 2024 年上半年投产, 惠州太平岭 1 号机组于 2025 年投产, 2026 年惠州太平岭 2 号机组和苍南三澳 1 号机组投产, 2027 年陆丰 5 号机组和苍南三澳 2 号机组投产, 2028 年陆丰 6 号机组投产。后续机组投产预期尚未正式披露, 我们假设宁德 5 号机组将于 2028 年投产, 2029 年宁德 6 号和惠州太平岭 3 号和一台 2024 年新增核准的机组投产, 2030 年惠州太平岭 4 号机组和一台 2024 年新增核准的机组投产。此后公司将保持每年投产两台新增机组的节奏。已核准机组装机容量按照额定容量测算, 假设新增核准机组容量 1200MWe。

核电利用小时数: 参考公司机组往年运行情况, 2023 年公司核电平均利用小时数约为 7470 小时, 扣除台山机组后平均利用小时数约为 7968 小时; 由于公司在运机组一般轮流展开大修, 且每年安排大修次数相对稳定, 暂不考虑大修对不同年份之间利用小时数产生的影响, 假设稳定运行的机组年度利用小时数 8000 小时。其中台山核电由于往年运行情况不佳, 1 号机组 2024 年利用小时数可能仍将低于

其他机组，假设为 7500 小时，随着机组运行常态化并验证 EPR 机组安全性，台山机组利用小时数将与其他机组持平；红沿河机组过往利用小时数较其他核电站相比偏低，假设 2024 年利用小时数为 7500 小时。此外，随着能源低碳转型的不断推进，火电逐步退役和转型为调节性资源，风光发电持续并网，以及社会用电量的持续增长，预计未来电力系统对核电的需求将进一步增长；同时随着核电运营继续积累经验和三代机组技术日益成熟，核电机组的利用率有望进一步提高，假设 2026 年起，核电利用小时数提高至 8050 且逐年提升 10 小时。

上网电价：公司部分机组发电量参与市场化交易，目前公司电量参与市场化交易比例相对稳定，2023 年上半年约为 55.5%，与上年同期 55% 基本持平；各省市场化交易电价涨跌互现，平均含税电价约为 0.4022 元/千瓦时，较上年同期 0.4009 元/千瓦时增加了约 1.3 厘。分地区看，广东、福建平均市场电价略低于上年同期，广西、辽宁平均市场电价略高于上年同期。随着电力市场化改革继续推进，核电参与市场化交易比例有望提升，核电上网电价仍存在上浮弹性。短期内，假设公司各核电站 2023-2025 年电价保持 2022 年同等水平，2026 年起，核电电价每 5 年提高 0.005 元/kWh（含税）。

核电运营成本：可变成本方面，公司签署了核燃料供应长协，燃料成本受现货价格波动影响相对较小；乏燃料处置金从机组商运第六年起征收，征收标准为 0.026 元/kWh。参考公司各机组往年运营情况，假设公司核电机组的可变成本为 0.075 元/kWh，商运前五年的机组可变成本为 0.049 元/kWh。固定成本方面主要是机组折旧，除大亚湾 1 号、2 号机组于 1994 年投产，岭澳 1 号和 2 号分别于 2002 和 2003 年投产外，其他机组均于 2010 年及以后投产运行，尚未临近折旧完成期限。参考公司各机组往年运营情况及新建华龙一号机组造价水平，假设新增机组固定成本为 1.0 元/kW，原有稳定运行机组固定成本分别与往年测算结果一致，约为 0.9 元/kW。随着“华龙一号”技术逐渐成熟，机组造价有望进一步降低，假设 2024 年后新增核准的机组固定成本降低至 0.9 元/kW。

建筑安装和设计服务业务：公司建筑安装和设计服务业务主要服务于核电站建设和集团风电项目建设。受益于核电核准常态化，预计未来一段时期内公司核电在建规模将保持增长趋势，建安业务规模有望持续增长。假设 2023-2025 年建安业务营收增速保持为 10%，2026 年及以后有所降低，维持在 5% 的增长水平。毛利率方面，参考公司建安业务往年毛利率平均水平，假设为 1.0%。

对外投资收益：公司对外投资收益主要来自红沿河核电站、中广核一期基金和财务公司。红沿河核电站与其他核电站采用相同方式测算净利润，中广核一期基金和财务公司参考 2018-2022 年平均水平估算净利润。

资本开支及在建工程转固：公司作为核电运营上市公司，具有重资产、资本开支高的属性。公司固定资产新建项目投资主要来自新建机组投资。公司新增投产机组以华龙一号为主，假设机组平均造价 1.6 万元/kW，平均建设周期 5-6 年，并在投产当年一次性完成转固；随着“华龙一号”技术逐渐成熟，机组造价有望进一步降低，假设 2024 年后新增核准的机组平均造价降低至 1.5 万元/kW。负债方面，假设在建项目贷款覆盖率为 80%，贷款利率参考往年水平，假设为 3.7%。

资产注入：根据控股股东承诺，预计惠州太平岭核电站有望于 2024 年注入，苍南三澳核电站将于 2025 年注入。我们假设标的资产的总资产按照机组造价及建设进度估算，按照 1.2xPB 对标的资产进行作价评估，标的资产资产负债率为 20%，同时假设资产注入全部采用现金方式购买，暂不考虑发行股份或债券的购买方式。

财务费用：参考公司往年财务费用情况，假设公司贷款利率约为 3.7%，每年约有 10% 的长期贷款到期。公司财务费用增长主要来自核电站建设和子公司注入导致的

负债增加，按照上述资本开支和资产注入假设测算新增财务费用。

所得税率：核电机组享受“三免三减半”的所得税优惠政策，且公司在运的阳江、台山、防城港等核电站均有机组处于所得税优惠期。根据各机组所得税优惠期限及机组实际盈利情况，假设 2023-2025 年公司所得税率分别为 17.7%/17.0%/16.5%，2026 年及以后保持 16.5%不变。

表10: 公司业务关键假设及测算

	2022	2023E	2024E	2025E
核电业务				
装机容量 (MW)	22666	23584	25042	26244
发电量 (亿千瓦时)	1661	1782	1947	2063
上网电量 (亿千瓦时)	1559	1671	1831	1941
平均电价 (元/千瓦时, 含税)	0.421	0.425	0.424	0.423
营业收入 (百万元)	58105	62888	68698	72724
YoY	-1%	8%	9%	6%
毛利率	46%	47%	48%	48%
建筑安装和设计服务业务				
营业收入	22697	24967	27464	30210
YoY	14%	10%	10%	10%
毛利率	1%	1%	1%	1%
对外投资收益	1677	1536	1556	1512
所得税率	18.5%	17.7%	17.0%	16.5%

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理和测算

未来 3 年盈利预测

按上述假设条件，综合考虑公司台山 1 号机组并网发电、新增机组投产、惠州太平岭和苍南三澳资产注入及公司在建机组规模扩大，财务费用有所提高等因素，我们预计 2023-2025 年公司营业收入分别为 890.1/973.8/1042.1 亿元，同比增速 7%/9%/7%；归母净利润分别为 108.5/124.9/132.2 亿元，同比增长 8.9%/15.1%/5.9%；2023-2025 年 EPS 分别为 0.21/0.25/0.26 元。

表11: 未来 3 年盈利预测表 (百万元)

	2022	2023E	2024E	2025E
营业收入	82822	89011	97375	104208
营业成本	55281	59141	63993	68513
销售费用	47	51	56	60
管理费用	2420	2601	2845	3045
财务费用	6592	6523	6761	7643
营业利润	18845	20851	23615	24564
利润总额	18699	20726	23491	24439
归属于母公司净利润	9965	10850	12488	13224
EPS	0.20	0.21	0.25	0.26
ROE	9.3%	9.6%	10.4%	10.4%

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所预测

盈利预测的敏感性分析

我们的预测模型中，2024 年公司稳定运行的机组平均利用小时假设为 8000 小时（除台山和红沿河核电站及新投产的防城港 4 号机组外），2024 年平均上网电价为 0.424 元/kWh（含税）。现将公司 2023 年的归母净利润与核电利用小时、上网电价做敏感性分析，利用小时数在原始值 8000 的基础上提高 100 小时，会使归母净利润较原始估值提升 2.4%；电价在原始值 0.423 的基础上上浮至 0.430 元/千瓦时，就会使归母净利润较原始估值提升 6.2%。

表12: 2023年归母净利润随水电售电电价及水电利用小时的敏感性分析（百万元）

归母净利润	平均上网电价（元/千瓦时，含税）				
	0.41	0.42	0.424	0.43	0.44
7800	10177	11412	11891	12647	13882
核电利用	7900	10457	11705	12190	12953
小时数	8000	10737	11998	12488	13260
(h)	8100	11017	12291	12786	13566
	8200	11297	12585	13085	13873

资料来源：国信证券经济研究所预测

估值与投资建议

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

绝对估值：4.78-5.20元

输入条件：基于公司历史财务报表中反映的公司资本结构和财务状况情况，我们假定目标权益资本比为50%，4年期的日度数据计算贝塔系数为0.88，无风险利率采用10年期国债到期收益率3.0%，风险溢价为7.00%，债务资本成本为3.65%，计算得出WACC值为6.08%。

FCFF估值结果：在永续增长率为2%的假设条件下，测算出中国广核对应每股权益价值为4.73-5.16元，高于目前股价24%-35%。

表13: 公司盈利预测假设条件（%）

	2022	2023E	2024E	2025E
营业收入增长率	2.7%	7.4%	9.0%	6.9%
毛利率	35%	33%	34%	34%
管理费用/营业收入	2.9%	2.9%	2.9%	2.9%
销售费用/营业收入	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
研发费用/营业收入	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%
营业税及附加/营业收入	0.97%	0.97%	0.97%	0.97%
所得税税率	18.48%	17.70%	17.00%	16.50%
股利分配比率	44.1%	44.1%	44.1%	44.1%

资料来源：公司公告、国信证券经济研究所假设

表14: 资本成本假设

无杠杆 Beta	0.50	T	17.7%
无风险利率	3.00%	Ka	6.47%
股票风险溢价	7.00%	有杠杆 Beta	0.88
公司股价（元）	3.81	Ke	9.16%
发行在外股数（百万）	50499	E/(D+E)	50.0%
股票市值(E, 百万元)	200479	D/(D+E)	50.0%
债务总额(D, 百万元)	191122	WACC	6.08%
Kd	3.65%	永续增长率（10年后）	2%

资料来源：国信证券经济研究所假设

绝对估值的敏感性分析

该绝对估值相对于 WACC 和永续增长率较为敏感，表 19 是公司绝对估值相对此两因素变化的敏感性分析。

表 15: 绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析（元）

		WACC 变化				
		5.98%	6.03%	6.08%	6.13%	6.18%
永续增长率变化	2.15%	5.53	5.39	5.26	5.13	5.00
	2.10%	5.43	5.29	5.16	5.04	4.92
	2.05%	5.33	5.20	5.07	4.95	4.83
	2.00%	5.23	5.11	4.98	4.86	4.74
	1.95%	5.14	5.02	4.90	4.78	4.66
	1.90%	5.05	4.93	4.81	4.69	4.58
	1.85%	4.96	4.84	4.73	4.61	4.50

资料来源：国信证券经济研究所测算

相对法估值：4.51-4.94 元

我们认为能源低碳转型趋势下，核电具有巨大成长空间。随着新建机组不断投产，公司业绩有望保持持续稳定增长。当前核电价值存在一定程度的低估，核电具有与水电相似的现金牛属性，回报率相对稳定。相比于水电，核电发电量不受自然条件影响，盈利能力更加稳定，且待开发资源充足，成长空间更大。随着核电核准常态化，核电保持持续稳定增长的确信性较强，远期折旧完成后，核电盈利能力将进一步提高。截至 2024 年 2 月 19 日，万得火电、水电、绿电和核电指数的 PB (LF) 估值分别为 1.43/2.15/2.44/1.71x，核电资产价值存在一定程度的低估。随着国务院国资委全面推开央企上市公司市值管理考核，中国特色估值体系下，核电估值水平有望得到修复。

我们选取核电和水电上市公司作为可比公司，2023-2025 年可比公司对应的 PE 估值均值分别为 21/17/15X，其中水电公司 PE 估值均值分别为 23/18/16X。根据我们测算，2023 年公司归母净利润为 108.5 亿元，参考可比公司估值水平，考虑到核电价值存在一定程度低估的现状，按照低于水电、高于当前核电 PE 水平，给予公司 2023 年 21-23 倍 PE，高于中国广核和中国核电当前估值，略低于水电公司平均估值，对应权益市值 2278.7-2495.7 亿元，对应 4.51-4.94 元/股合理价值，较目前股价有 18%-30%的溢价空间。

表 16: 可比公司估值表

代码	公司简称	股价	总市值 亿元	EPS				PE				ROE	PEG	投资评级
				22A	23E	24E	25E	22A	23E	24E	25E			
003816.SZ	中国广核	3.97	1,995	0.20	0.21	0.25	0.26	20.02	18.38	15.97	15.08	9%	1.54	买入
可比公司														
601985.SH	中国核电	8.79	1,639	0.47	0.55	0.61	0.67	18.78	15.92	14.47	13.11	12%	1.24	买入
600900.SH	长江电力	25.55	6,212	0.94	1.22	1.40	1.48	27.27	21.01	18.25	17.28	15%	0.85	买入
600025.SH	华能水电	9.40	1,660	0.35	0.43	0.48	0.52	26.86	21.98	19.71	18.10	9%	1.78	无
600116.SH	三峡水利	7.43	142	0.25	0.29	0.46	0.59	29.72	25.86	16.32	12.66	8%	1.10	买入
均值								25.66	21.19	17.19	15.29			

资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理 注：可比公司取自 Wind 一致预期。

投资建议

综合上述估值，我们认为公司股票价值在 4.78-4.94 元之间，较当前股价有 24%-30% 的溢价。我们认为，能源低碳转型趋势下，公司装机容量和发电量增长确定性较强，核电有望量价齐升，且具备降本空间，项目收益率有望继续提高；远期随着机组折旧完成，净利率将明显提高。首次覆盖，给予“买入”评级。

风险提示

估值的风险

我们采取绝对估值和相对估值方法计算得出公司的合理估值在 4.78-4.94 元之间，但该估值是建立在较多假设前提的基础上计算而来的，特别是对公司未来几年自由现金流的计算、加权资本成本（WACC）的计算、TV 增长率的假定和可比公司的估值参数的选定，都加入了很多个人的判断：

- 1、可能由于对公司显性期和半显性期收入和利润增长估计偏乐观，导致未来 10 年自由现金流计算值偏高，从而导致估值偏乐观的风险；
- 2、加权资本成本（WACC）对公司估值影响非常大，我们在计算 WACC 时假设无风险利率为 3.0%、风险溢价 7.00%，可能仍然存在对该等参数估计或取值偏低、导致 WACC 计算值较低，从而导致公司估值高估的风险；
- 3、我们假定未来 10 年后公司 TV 增长率为 2%，主要系我们认为未来核电行业成长确定性较强。若核电行业未来 10 年后发生较大的不利变化，公司持续成长性实际很低或负增长，从而导致公司估值高估的风险；
- 4、相对估值时我们选取了与公司业务相同或相近的公司进行比较，选取了可比公司 2023 年平均动态 PE 作为相对估值的参考，同时考虑公司增发的因素、公司成长性，对行业平均动态 PE 进行修正；
- 5、我们对公司未来进行的惠州太平岭、苍南三澳两座核电站的资产注入进行了一定假设，假设标的资产总资产按照机组造价及建设进度估算，按照 1.2xPB 对标的资产进行作价评估，标的资产资产负债率为 20%，且全部采用现金方式购买，暂不考虑发行股份或债券的购买方式。未来资产注入的实际价值、交易对价、交易方式等方面可能对估值产生影响，若资产注入无法实施，可能导致对公司未来盈利预测偏高。

最终，我们选取核电行业的中国核电和水电行业的长江电力、华能水电、川投能源、三峡水利作为可比公司，可比公司 2023-2025 年对应的 PE 估值均值分别为 22/20/17X，给予公司 2023 年 21-23 倍 PE。可能未充分考虑市场整体变化带来的估值偏高的风险。

盈利预测的风险

在对公司发电、售电业务的未来盈利预测中，我们设定了很多参数，这些参数为基于历史数据及对未来变化的个人判断：

- 1、我们假设公司核电机组未来年度利用小时数为 8000 小时（除台山、红沿河和新投产机组外），且假设 2026 年起，核电利用小时数提高至 8050 且逐年提升 10 小时。若未来公司核电机组利用水平不及预期，可能导致业绩降低；

2、在我们的假设中，公司未来每年将新增 2 台新建机组，及核电机组建设周期为 5-6 年。若未来政策不及预期，或核电机组建设速度偏慢，公司业绩增速可能放缓；

3、我们认为，中远期来看核电电价具有上升弹性，并假设公司各核电站 2023-2025 年电价保持 2022 年同等水平，2026 年起，核电电价每 5 年提高 0.005 元/kWh（含税）。若核电上网电价不及预期，可能导致公司业绩降低；

4、我们估计核电机组的造价约为 1.6 万元/kW，且在未来有望降低至 1.5 万元/kW，假设公司在建项目资本金投入比例为 80%，贷款利率为 3.7%。若核电造价高于预期，或贷款利率高于假设，可能导致对公司业绩和自由现金流的预测偏高；

4、我们假设公司建筑安装和设计服务 2023-2025 年营收增速保持为 10%，2026 年及以后有所降低，维持在 5%的增长水平，毛利率假设为 1.0%，若未来公司建安业务增速不及预期或毛利率低于假设，可能导致对公司的盈利预测偏高。

经营及其它风险

1、电力系统改革影响收益风险。根据《电力并网运行管理规定》，按照“谁受益、谁承担”的原则，用户要承担必要的辅助服务费用或按照贡献获得相应的经济补偿。公司核电机组按照两个细则考核标准或现货市场交易规则承担辅助服务费用，未来随着新能源发电的高比例并网，辅助服务费用的分摊或将上升，影响公司核电业务收益；

2、燃料价格上升风险。公司通过核燃料长协在一定程度上避免了铀现货价格的影响，若未来公司度电核燃料成本上升，可能导致营业成本增加，盈利减少；

3、政策风险。核电前期盈利和现金流比较依赖增值税和所得税优惠政策，及前五年不征收乏燃料处置金的相关规定；公司中远期增长受到每年得到核准的机组数量影响。若未来政策发生不利变化，可能导致公司经营情况恶化，成长性受挫；

4、宏观经济下行风险。若宏观经济下行，将可能会影响电力消费需求，导致电力消纳不及预期；同时，电力供需格局偏松，将可能导致电价下行，影响公司收入和净利润水平；

5、核安全风险。安全性是核能利用的首要问题，若未来公司机组出现安全事故，可能导致停产检修，减少公司营收，增加检修成本和相关费用，影响公司盈利能力；

6、舆情风险。若未来世界范围内有核电机组发生严重安全事故，可能对核电产生不利舆情影响，并引起对核电风险的重新评估，可能导致存量机组利用率下降、新建机组拖期、核准进度停滞，还可能导致行业对核电安全性的要求进一步提高，从而增加核电建设和运营成本，影响公司盈利能力。

附表：财务预测与估值

资产负债表（百万元）						利润表（百万元）					
	2021	2022	2023E	2024E	2025E		2021	2022	2023E	2024E	2025E
现金及现金等价物	15828	14841	15286	15745	16217	营业收入	80679	82822	89011	97375	104208
应收款项	12602	14987	14528	15759	16722	营业成本	53895	55281	59141	63993	68513
存货净额	15248	17775	19211	20860	22370	营业税金及附加	610	806	890	974	1042
其他流动资产	24288	22901	24523	26731	28502	销售费用	79	47	51	56	60
流动资产合计	67966	70505	73548	79095	83811	管理费用	2426	2420	2601	2845	3045
固定资产	298871	302627	305395	346287	398076	财务费用	6401	6592	6523	6761	7643
无形资产及其他	5203	5205	5359	5305	5247	投资收益	1367	1677	1536	1556	1512
投资性房地产	15536	17021	17021	18305	18934	资产减值及公允价值变动	(251)	33	(225)	(233)	(245)
长期股权投资	12418	13658	14477	15296	16116	其他收入	(69)	(542)	(265)	(454)	(609)
资产总计	399993	409016	409621	464288	522183	营业利润	18314	18845	20851	23615	24564
短期借款及交易性金融负债	39095	33301	36501	74618	111301	营业外净收支	(188)	(145)	(125)	(125)	(125)
应付款项	22367	28062	30396	33081	35554	利润总额	18126	18699	20726	23491	24439
其他流动负债	15858	14770	15905	17220	18403	所得税费用	2442	3456	3669	3993	4032
流动负债合计	77320	76132	82802	124919	165258	少数股东损益	5951	5278	6208	7009	7183
长期借款及应付债券	161910	164567	154621	149568	151874	归属于母公司净利润	9733	9965	10850	12488	13224
其他长期负债	9853	10386	10909	11433	11956						
长期负债合计	171762	174953	165531	161001	163830	现金流量表（百万元）					
负债合计	249083	251086	248333	285920	329087	净利润	9733	9965	10850	12488	13224
少数股东权益	50000	50902	54373	58292	65626	资产减值准备	57	(284)	258	8	12
股东权益	100911	107028	76122	120076	127470	折旧摊销	11182	10427	10418	11060	11720
负债和股东权益总计	399993	409016	409621	464288	522183	公允价值变动损失	57	(284)	258	8	12
						财务费用	6401	6592	6523	6761	7643
关键财务与估值指标						营运资本变动	4083	1080	872	(1089)	(588)
每股收益	0.19	0.20	0.21	0.25	0.26	其它	9799	10465	8200	9117	10135
每股红利	0.08	0.09	0.09	0.11	0.12	经营活动现金流	34911	31368	30855	31591	34516
每股净资产	2.00	2.12	2.24	2.38	2.52	资本开支	(14441)	(11840)	(13598)	(27515)	(34929)
ROIC	6%	6%	6%	7%	6%	其它投资现金流	0	0	0	0	0
ROE	10%	9%	10%	10%	10%	投资活动现金流	(14569)	(14379)	(14417)	(28334)	(35748)
毛利率	33%	33%	34%	34%	34%	权益性融资	1021	404	0	0	0
EBIT Margin	29%	29%	29%	30%	30%	负债净变化	(771)	4153	(9047)	(22307)	(15211)
EBITDA Margin	43%	41%	41%	41%	41%	支付股利、利息	(4242)	(4393)	(4784)	(5506)	(5830)
收入增长	14%	3%	7%	9%	7%	其它融资现金流	(7883)	(15183)	3200	38117	36683
净利润增长率	2%	2%	9%	15%	6%	融资活动现金流	(17491)	(20896)	(15993)	4904	9458
资产负债率	75%	74%	73%	74%	76%	现金净变动	3699	(987)	445	8161	8226
股息率	2.1%	2.2%	2.4%	2.8%	2.9%	货币资金的期初余额	12128	15828	14841	15286	15745
P/E	20.5	20.0	18.4	16.0	15.1	货币资金的期末余额	15828	14841	15286	23447	23971
P/B	2.0	1.9	1.8	1.7	1.6	企业自由现金流	21257	19108	19187	6617	2085
EV/EBITDA	12.9	13.1	12.3	12.1	12.4	权益自由现金流	12603	8079	7971	16816	17175

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

免责声明

分析师声明

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

国信证券投资评级

投资评级标准	类别	级别	说明
报告中投资建议所涉及的评级（如有）分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后6到12个月内的相对市场表现，也即报告发布日后的6到12个月内公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。A股市场以沪深300指数（000300.SH）作为基准；新三板市场以三板成指（899001.CSI）为基准；香港市场以恒生指数（HSI.HI）作为基准；美国市场以标普500指数（SPX.GI）或纳斯达克指数（IXIC.GI）为基准。	股票 投资评级	买入	股价表现优于市场代表性指数20%以上
		增持	股价表现优于市场代表性指数10%-20%之间
		中性	股价表现介于市场代表性指数±10%之间
		卖出	股价表现弱于市场代表性指数10%以上
	行业 投资评级	超配	行业指数表现优于市场代表性指数10%以上
		中性	行业指数表现介于市场代表性指数±10%之间
		低配	行业指数表现弱于市场代表性指数10%以上

重要声明

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

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

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

证券投资咨询业务的说明

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

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

国信证券经济研究所

深圳

深圳市福田区福华一路 125 号国信金融大厦 36 层
邮编：518046 总机：0755-82130833

上海

上海浦东民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 12 层
邮编：200135

北京

北京西城区金融大街兴盛街 6 号国信证券 9 层
邮编：100032