



公共事业与环保组

分析师：张君昊（执业 S1130524070001）

zhangjunhao1@gjzq.com.cn

海外视角看：入市核电复兴由何驱动？

投资建议：

- 核电于 AI 算力-电力系统中的地位预期提升，美国市场化核电兴衰历程提供前车之鉴、国内核电入市机制一定程度上体现了电价稳定预期。当前，年协电价博弈进入尾声，我们继续看好核电运营商稳健成长，建议关注：中国核电、中国广核，同时建议关注核燃料、核电新技术设备等上/中游环节。（完整推荐见文内）

行业观点：

1. 本轮美国核电复兴由何驱动？

- 高密度清洁能源转型、大国核技术博弈、AI 算力基建带动电力基建，三重因素共同作用下，形成核电复兴预期。

2. 美核电复兴的政策/市场化工具有哪些？

- 美国通过提升存量/新建市场化核电的经济性，提升核电在 AI 算力-电力系统中的重要性，同时重新构建起国内核产业链，掌握核电新技术主动权。这一发展思路与我国不谋而合——以核电反哺核工业。

- ✓ 气价下行、用电需求增长不足、带补贴新能源快速增长带来电价下行，是美国在运市场化核电承压、新建核电少的根因（电价端下行包括电量/容量电价两个市场的走弱）。

- ✓ 由于核电非可再生能源，无法从 RPS 绿证体系中获益，因此 2016 年起五个州陆续开启零碳补贴项目（ZEC）以核电的零碳价值为由，率先针对经营困难的核电提供补贴。22 年后拜登 IRA 清洁能源法案从联邦层面为核电提供税收补贴、提升了与带补贴新能源同台竞价的公平性，且新建/重启/新技术核电补贴力度 > 在运。

- ✓ 数据中心-核电 PPA 签订案例，突出核电可靠性溢价/环境溢价。Talen 与 Constellation 两家核电运营商 24 年内分别与 Amazon、Microsoft 签订了核电 PPA，根据两方测算，PTC 价格（IRA 税收补贴后电价）以外的电价收益贡献将占到 40%~50%，对于两类溢价的前景看好。

3. 国内核电入市前景如何？

- 与美国相比，国内核电牌照集中度更高，在成本控制和厂址顶层规划方面优于美国。从目前核准情况看未来 5~10 年国内核电装机端增长具有持续性，新机投运前 5 年受益于税收优惠与免计提乏燃料费、盈利较好。目前国内市场化核电收益结构为单一电能量收益、以差价合约作为主流的价格维稳工具、价格水平总体处于核准价上下；伴随容量机制成熟后向容量市场进一步转型、核电可靠性溢价有望体现在收益结构内；零碳目标驱动下，AI 数据中心-核电多年 PPA 等新模式值得期待。

4. 国内核电新技术落地节奏如何？

- 国内核电新技术投资围绕核电“三步走”战略，从三代核电（热堆）到四代核电（快堆）到聚变堆。国内四代核电技术目前处于国际领先地位，高温气冷堆已商用并完成了第二台机组核准（电-汽联供），落地最快；中核玲珑一号 SMR 商用堆（全球首个）预计于 2026 年并网，将是下一个重点落地项目。此外，快堆与聚变堆预计分别于 2035 年、2050 年建成商用堆。

风险提示

- 电力供需趋于宽松风险；核燃料成本上升风险；核电核准持续性不及预期风险；核电新技术突破不及预期风险等。



内容目录

1、本轮美国核电复兴由何驱动？	5
2、美核电复兴的政策/市场化工具有哪些？	10
2.1 电量/容量电价内卷致美国市场化核电承压	11
2.2 ZEC/IRA 补贴:零碳价值为由、弥补亏损为实	15
2.3 借助数据中心供电 PPA, 可靠性/环境溢价再提升	19
3、国内核电入市前景如何？	21
4、国内核电新技术落地节奏如何？	26
5、投资建议	31
6、风险提示	36

图表目录

图表 1: 1900 年以来各阶段能源转型驱动因素各异 (占比, %)	5
图表 2: 以温室气体排放作为清洁性依据, 核电与风/光均为领先电源类型	6
图表 3: 核裂变技术带来核电高能量密度优势	6
图表 4: 美对华出口限制重点在先进技术出口	6
图表 5: 美国 COP29 再度明确三倍核电计划	7
图表 6: 国内核电“三步走”战略	7
图表 7: 更高性能的 AI 计算平台在功耗上有所进步	8
图表 8: AI 搜索带来耗电量近 10 倍的提升	8
图表 9: 近 10 年美国用电 CAGR 近似无增长	8
图表 10: 高盛预测 22~30 年美国用电 CAGR 升至 2.4%	8
图表 11: 预计国内算力增长驱动 IDC 用电增长约 27%	9
图表 12: PJM 市场上可再生能源有效容量无法满足夏季高峰负荷	9
图表 13: ERCOT 市场在风/光出力不足时电价飙升	9
图表 14: 核电出力平稳、满足数据中心可靠性要求	10
图表 15: 谷歌数据中心 PUE 降至 1.1	10
图表 16: 与当地能源管理公司签订绿电 PPA 资产包, 区域间调配运算需求, 实现实时绿电匹配	10
图表 17: 为实现 24/7 零碳目标, 谷歌尝试区分可做需求侧响应的运算需求, 做需求时移	10
图表 18: 美国 7 大区域输电组织 (RTO) 区位	11
图表 19: 在运核电多数位于管制地区	12
图表 20: 退役核电多数位于市场化地区	12
图表 21: 1990 年后美国在运核电总数持续下行	12



图表 22:	气电燃料成本下降导致的核电市场化电量跟降是最主要的解释因子 (%)	12
图表 23:	2010~2020 十年间美国气机燃料成本接近减半	13
图表 24:	美七大电力批发市场 (RTO) 批发电价走势与天然气价格高度相似	13
图表 25:	核电固定投资高、建设周期长	13
图表 26:	考虑税收抵免, 当前新开工核电 LCOE 仍将接近 71 \$/MWh	13
图表 27:	PJM 市场电源装机容量结构	14
图表 28:	PJM 容量市场中标容量结构	14
图表 29:	25/26 交付年 UCAP 计算规则变化、有效供给缩小	14
图表 30:	规则变化导致 25/26 交付年容量价格飙升, 前期均价约 100 \$/MW·天	14
图表 31:	电价端虽承压, 电量消纳表现稳健	15
图表 32:	核电电量占比稳定约 20%	15
图表 33:	美股核电运营商近两年股价表现强势	15
图表 34:	美国放松管制市场上绿证不同交易形式影响履约认定 (强制/自愿)	16
图表 35:	美国 RPS 与 REC 体系架构	16
图表 36:	强制性市场绿证交易规模与价格均显著高于自愿性市场	16
图表 37:	美国 RGGI 碳拍卖结算价持续走高	17
图表 38:	三州 ZEC/CMC 补贴政策比较	17
图表 39:	最新一期 NY ZEC 补贴价格 18 \$/MWh	18
图表 40:	固定电价部分占比提升, 稳定核电收益预期	18
图表 41:	IRA 法案以保障能源安全和国内制造业为由计划对清洁能源补贴 645 亿美元	18
图表 42:	IRA 法案对在运/新建/重启核电项目的补贴支持情况	19
图表 43:	PTC 价格考虑通胀率而年增	19
图表 44:	24 年来 PJM 市场签署的两个核电-数据中心供电协议区位情况	20
图表 45:	两个项目处于 PJM 市场价格洼地, 23 年批发电量现货均价不超过 31 \$/MWh	20
图表 46:	Talen 公司发电资产组合	20
图表 47:	Constellation 公司发电资产组合	20
图表 48:	PPA 溢价与 CFE 绿色溢价预计占总收入的 40%~50%	21
图表 49:	Constellation 公司预计享受可靠性/零碳溢价的电量占比将进一步上升	21
图表 50:	三种预测口径下 2030 年前国内核电年新增装机预计 3~10GW	22
图表 51:	国内核电市场化比例约 50%	22
图表 52:	拉长尺度看国内煤价仍处于高位	23
图表 53:	旺季煤价跌入中长期价格合理区间	23
图表 54:	中国核电 (部分) 市场化机组结算电价 (左轴, 元/KWh)、VS 核准电价偏差 (右轴, 元/KWh)	23
图表 55:	中国广核 (部分) 市场化机组结算电价 (左轴, 元/KWh)、VS 核准电价偏差 (右轴, 元/KWh)	23
图表 56:	中国核电 19~23 年度电盈利波动约 2 分	24



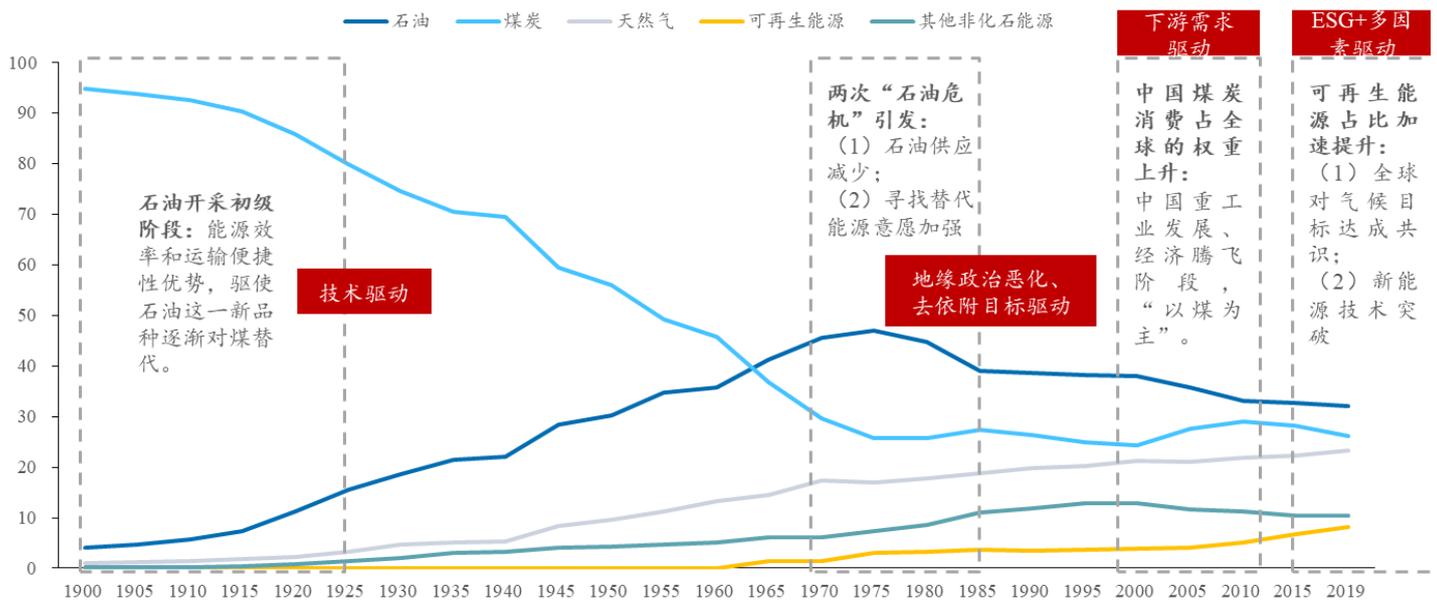
图表 57:	广东核电市场化电量安排	24
图表 58:	浙江核电市场化电量安排	24
图表 59:	25/26 年 PJM 容量市场中标价格对应美国 23 年新建气机全成本回收约 13 年	25
图表 60:	IEA-WEO 预测下中国核电发展具备成本优势	25
图表 61:	国内核电沿海分布	26
图表 62:	国内核电进入密集投运期	26
图表 63:	新投产机组度电盈利表现较好	26
图表 64:	核电技术路径图谱	27
图表 65:	主要国家小堆类型参数表	27
图表 66:	NuScale 77MW 模块化小堆参数	28
图表 67:	SMR 为数据中心供电具备 5 大优势	28
图表 68:	玲龙一号反应堆核心模块安装图 (1)	28
图表 69:	玲龙一号反应堆核心模块安装图 (2)	28
图表 70:	U238 探明储量庞大	29
图表 71:	快堆-压水堆二元核能体系可解决压水堆乏燃料处理问题	29
图表 72:	国内预测口径下 2060 年国内 U235 消耗量将升至 6 万吨/年	29
图表 73:	快堆替代可降低 U235 需求	29
图表 74:	中核集团霞浦快堆已建成落地	30
图表 75:	聚变堆主循环原理示意图	30
图表 76:	氘氚 (D-T) 反应示意图、中子与锂 (${}^6\text{Li}$) 反应示意图	30
图表 77:	核电“三步走”战略	31
图表 78:	中国核电未来三年装机预测	31
图表 79:	中国广核未来三年装机预测	31
图表 80:	牌照垄断下核电央企集中度高	32
图表 81:	华龙一号国产化率水平近 90%	33
图表 82:	三代核电设备价值占比 50%	33
图表 83:	核电设备价值中心在核岛	33
图表 84:	核岛设备价值量拆分	33
图表 85:	ITER 装置及我国承制的部件示意图	33
图表 86:	ITER 装机预期成本构成	33
图表 87:	中核度电燃料成本与天然铀现货价 (年平均) 趋势相同	34
图表 88:	在产铀矿年供应与需求匹配情况	34
图表 89:	考虑规划新产能落地后年供应与需求匹配情况	34
图表 90:	核能产业链上下游核心环节与上市公司	35
图表 91:	相关公司估值情况	35



1、本轮美国核电复兴由何驱动？

- 我们认为：高密度清洁能源转型、大国核技术博弈、AI 算力基建带动电力基建，三重因素共同作用下，形成核电复兴预期。
- 多因素驱动 1900 年以来的能源转型，清洁性是不变的转型方向。但低密度可再生能源因其不稳定性带来的时段性缺电、电价飙升问题于各国均已有案例，尤其是中、美两国在用电量维持个位数正增长的背景下，对高密度清洁能源的追寻更为迫切。从占比来看，石油煤炭天然气在全球能源结构中仍占据重要地位，核电投资的关注度提升。
- ✓ 1900~1975 年：技术驱动“煤转油”。在石油开采初级阶段，石油这一新品种在能源效率和运输便捷性优势，逐渐对煤形成替代。
- ✓ 1970~2000 年：地缘政治恶化、去依附目标驱动“油转气”。两次“石油危机”引发石油供应减少；欧美发达经济体受影响较大、寻找替代能源意愿较强。
- ✓ 2000~2010 年：中国下游需求驱动“用煤回升”。中国的资源禀赋决定了“以煤为主”的能源消费结构，随着 2000 年以来重工业发展，中国处在经济腾飞阶段，中国煤炭消费占全球的权重上升。
- ✓ 2010~2020 年：ESG+多因素驱动可再生能源发展。可再生能源占比加速提升，一方面全球对气候目标达成共识，带来 ESG 投资风气；另一方面新能源技术突破、新的地缘政治问题出现等多因素引发了全球范围内新一轮的能源转型。

图表1：1900 年以来各阶段能源转型驱动因素各异（占比，%）



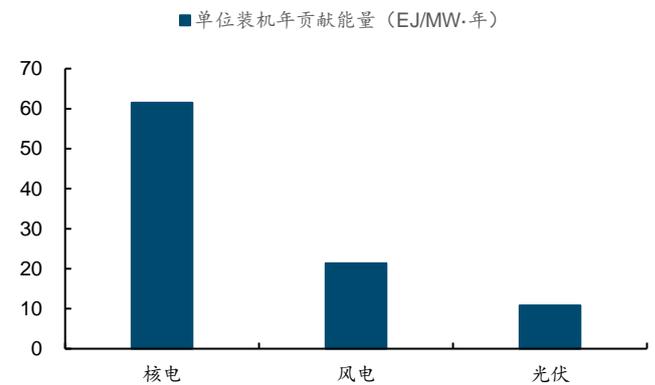
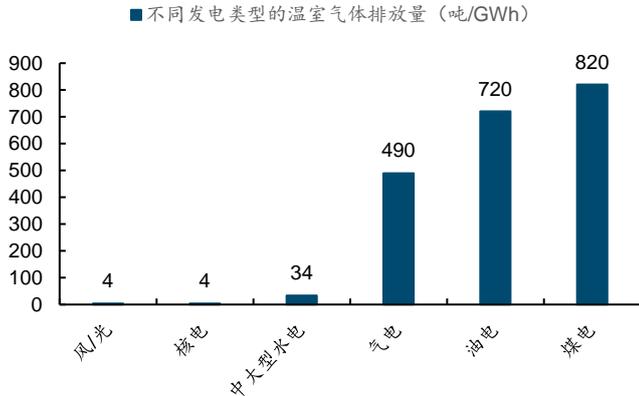
来源：BP、国金证券研究所

- 2023 年 COP28 以来：由美国、法国、英国等二十余国提出的《三倍核能宣言》，提出使 2050 年核能装机容量增至 2020 年的三倍目标，全球核电投资将加速。
- ✓ 电量平衡时期核电安全问题、经济性劣势被放大。放眼全球来看本世纪近 20 年内老牌核电强国（美国、法国等）核电发展放缓，在福岛核事故发生的 10 年内有关核电站邻避效应、核泄漏、核废料处理等老问题重新引发讨论；欧美用电增速持平甚至下滑背景下，核电相比可再生能源更高的发电成本在参与市场化交易过程中体现经济性劣势。
- ✓ 清洁的高能量密度能源是确定性未来方向。核电与风光可再生能源发电同为温室气体排放量最低的电源类型，但前者在能量密度上具有绝对优势，更为符合能源转型过程中对高能量密度能源的追求。



图表2: 以温室气体排放作为清洁性依据, 核电与风/光均为领先电源类型

图表3: 核裂变技术带来核电高能量密度优势



来源: 北极星电力网、国金证券研究所

来源: BP、ifind、国金证券研究所

- 中美大国核能观: 争夺下一代核技术话语权。
- 美国高度重视清洁能源领域的技术竞争。美国政府发布的《关键和新兴技术清单》列出 19 项关键和新兴技术, 囊括了可再生能源技术、核能技术等清洁能源技术。近年来, 中国在清洁能源领域的快速发展倒逼美国采取技术管制措施。美国始终将清洁能源投资视为提高国家竞争力的一种零和博弈, 中国技术产品出口将削弱美国国际技术领导力。保持核行业发展与技术领先驱动美国核电复兴计划。在特朗普 1.0 时期、拜登政府任期及 24 年特朗普团队竞选论调中均体现核电的战略定位, 提升核电在本国能源体系里的地位、同时通过限制出口等手段对华制裁。
- 特朗普 1.0 任期: 维护其全球核技术优势地位, 遏制中国自主设计的三代堆型与四代新技术发展。
- ✓ 特朗普政府提出了一系列方针、政策和框架, 核能新政主要体现在《核能创新与现代化法案》《先进核能技术法案》《先进堆开发与部署愿景和战略》《美国国家安全战略》等若干关键政策文件, 对核电态度较为积极, 意图通过重振美国核能, 确保美国在全球核技术优势地位, 尤其对先进核电技术提出支持。
- ✓ 通过 18 年发布的《美中民用核能合作政策框架》, 提出对涉及华龙一号、CAP1400 等与美国有直接竞争堆型的美国专有设备出口进行管制, 提出对 SMR、先进四代堆的全方位限制出口。

图表4: 美对华出口限制重点在先进技术出口

限制类型	篇幅	限制内容
技术出口许可政策	26 行	推定批准: (1) 已授权技术转移的 AP1000 堆型; (2) 用于运行安全的技术转让; (3) 用于支持市场流通设备/服务而配套的技术转让 推定否决: (1) 中小型堆、非轻水堆相关技术 (四代技术); (3) 对中广核出口
设备与部件出口许可政策	11 行	推定批准: (1) AP1000、CAP1000、CAP1400 市场流通部件 推定否决: (1) 中小型堆、非轻水堆部件; (2) 华龙一号、CAP1400 美国独供部件; (3) 对中广核出口
材料出口许可政策	3 行	推定否决: (1) 对中广核出口

来源: 萨斯奎哈纳核电 (Susquehanna) 与三哩岛核电 (Three Mile Island) 分别由 Talen、Constellation 两家美股上市公司运营、国金证券研究所

- 拜登政府任期: 颁布 IRA 法案补贴国内核电, 拉拢核能发展盟友, 加大出口管制。
- ✓ 通过 IRA 法案对各类清洁能源进行补贴, 扭转核电亏损局面。(后文详述)
- ✓ 23 年 COP28 由美国、法国、英国等二十余国首次联合发布《三倍核能宣言》, 提出使 2050 年核能装机容量增至 2020 年的三倍目标。24 年 COP29 再提三倍核电落地框架, 签署国总数升至 31 个。
- ✓ 8M23 美国核管理委员会 (NRC) 发文进一步收紧出口: 要求出口商在出口特殊核材料



和原材料时，必须获得特定许可证。与此同时，某些发电机、容器和软件，在出口到中国时，也需要获得美国商务部的特定许可证。

- 特朗普 24 年竞选：特朗普表态为“释放包括核能在内的所有能源生产”、“加速新核电机组”。对于核电表态积极，主要从产出效率角度对新能源项目、尤其是美国的海上风电项目提出质疑。

图表5：美国 COP29 再度明确三倍核电计划

24 年拜登对核电最新表态——COP29：《安全和负责任扩张美核能：部署目标和行动框架》	
发展目标	(1) 到 2035 年实现新增 3500 万千瓦在建或投运装机规模，催化形成新核能部署生态； (2) 到 2040 年达到年均部署 1500 万千瓦的建设能力，支持美国 and 全球核能部署。 (3) 到 2050 年新增 2 亿千瓦核电装机容量，将核电总装机规模增至现有水平三倍。
行动计划	发布 9 大实现路径和 30 余项具体行动措施，主要举措包括：建造百万千瓦级大堆，建造小堆，建造微堆，在运机组延寿和改造扩容以及已关闭机组重启，优化许可和审批程序，培养核产业劳动力，完善设备供应链，发展核燃料供应链，加强乏燃料管理。

来源：COP29、国金证券研究所

- 我国核电“三步走”，以核电新技术突破带动核工业发展。为解决核能发展“两大问题”——资源可持续和环境友好性，解决铀资源、厂址资源保障问题、解决乏燃料后处理问题、解决核废物处理处置影响最小化问题；同时在核工业各类应用上取得突破，我国自 20 世纪 80 年代便提出了核能发展“三步走”战略（热堆、快堆、聚变堆）。近 20 年时间，均采用热堆路线、以年核准 8~10 台的节奏有序安全发展核电，快堆建设计划集中在本世纪中期。

图表6：国内核电“三步走”战略

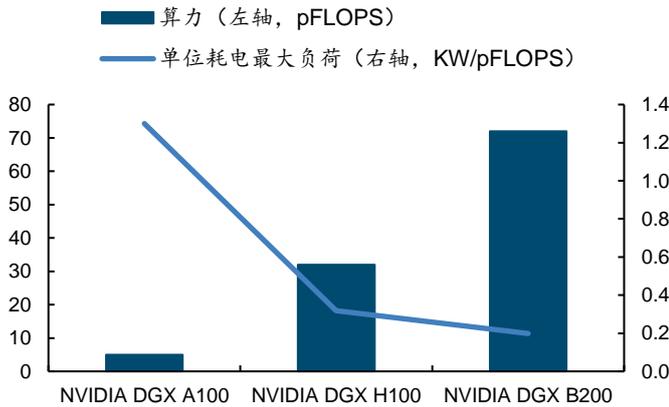
	热堆	快堆	聚变堆
近期 约 20 年时间	稳定核准 8~10 台/年	技术攻关 工程示范	关键技术研发攻关
中期 至 2060 年	安全稳定运行 机组延寿	持续平衡建设 (4~6 台/年)	工程示范
远期 至本世纪末	热堆-快堆二元结构，协调发展		商业应用

来源：2024 核能高质量发展大会、国金证券研究所

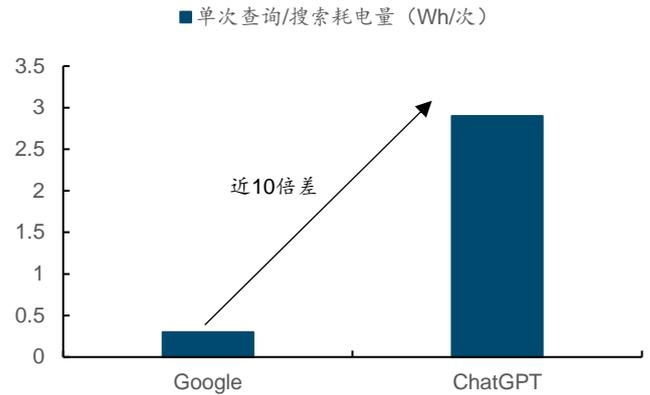
- AI 发展驱动用电增长，电力基建与算力基建并行。
- AI 数据中心发展驱动的用电需求上升将改变美国电力行业现状。尽管 NVIDIA 发布的 AI 计算平台在算力提升的过程中随着技术进步、功耗水平有所下降，但考虑到 AI 搜索相比于传统搜索的单次耗电量有近 10 倍的提升，单机功耗下降不足以改变 AI 用电量总体上升的趋势。



图表7: 更高性能的AI 计算平台在功耗上有所进步



图表8: AI 搜索带来耗电量近 10 倍的提升

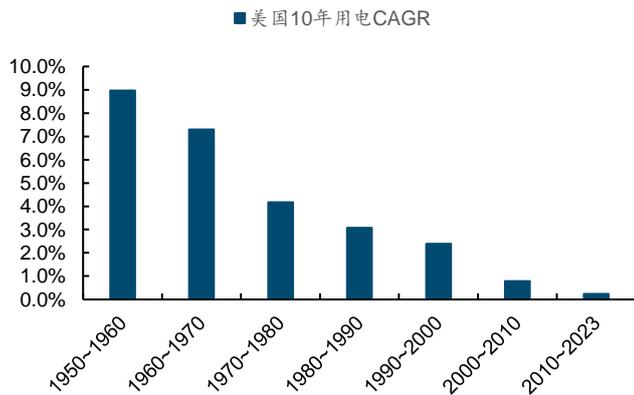


来源: 高盛、国金证券研究所

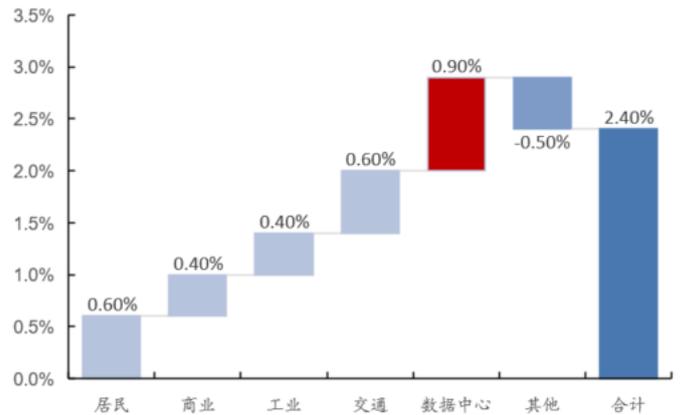
来源: 高盛、国金证券研究所

- 根据高盛的预测, 2022~2030 年美国用电 CAGR 或回升至 2.4%。在 2010~2023 的近 13 年里, 由于制造业外流、人口等多因素影响, 美国用电 CAGR 仅有 0.2%。伴随制造业回流、电气化程度加快以及 AI 计算等新兴产业的发展, 高盛预测美国在 2022~2030 年间用电 CAGR 将重回 2.4%, 其中 AI 数据中心预期贡献 0.9pct, 在几个影响因素中预期贡献量最大。

图表9: 近 10 年美国用电 CAGR 近似无增长



图表10: 高盛预测 22~30 年美国用电 CAGR 升至 2.4%



来源: EIA、Wind、国金证券研究所

来源: 高盛、国金证券研究所

- 中国算力规模全球第二、仅次于美国。我们测算算力增长驱动 IDC 用电增长, 至 25 年占全社会用电量比重将接近 2.5%。
- 至 25 年我国 IDC 用电总需求测算: 根据中国信息通信研究院的数据, 23 年我国新增算力约 28%, 单机架算力提升算力增速略快于机架数增速。假设 24/25 年算力增速扩至 32%/35%, 在运机架总量预计从 23 年的 810 万架增至 1281 万架 (2.5KW 标准机架口径)。假设 24/25 年国内全社会用电增速设为 7%/5.7%, 对应 25 年 IDC 用电占比将继续提升至 2.3%。
- 66%上架率水平下, IDC 年利用小时数接近 7600h, 与核电全年发电小时数高度匹配(考虑平均 18 个月的换料大修周期)。



图表11: 预计国内算力增长驱动 IDC 用电增长约 27%

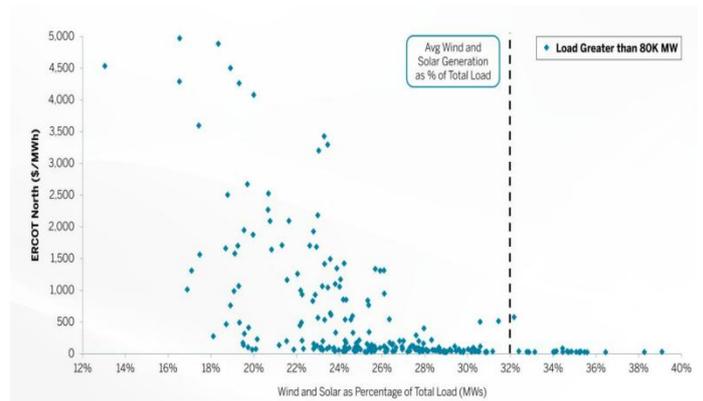
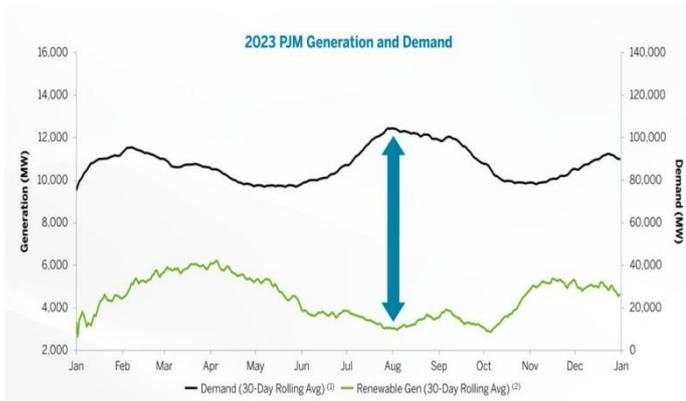
	22A	23A	24E	25E
在运算力 (pFLOPS)	180000	230000	303600	409860
YOY (%)		27.8%	32%	35%
2.5KW 标准机架对应算力 (pFLOPS/架)	0.0276	0.0284	0.03	0.032
在用机架 (架)	6520000	8100000	10120000	12808125
YOY (%)		24.2%	24.9%	26.6%
标准机架功率 (KW/架)	2.5			
平均机架 PUE	1.52	1.48	1.44	1.40
其中: 新增机架 PUE			1.29	1.25
平均上架率 (%)	58.0%	66.0%	68.0%	70.0%
IDC 装机功率 (万千瓦)	1437	1978	2481	3142
平均利用小时数 (h)	8402.2	7583.3	7600	7600
IDC 耗电量 (亿千瓦时)	1207	1500	1886	2388
YOY (%)		24.2%	25.7%	26.6%
全社会用电总量 (亿千瓦时)	86372	92241	98698	104324
YOY (%)		6.8%	7.0%	5.7%
IDC 用电占比 (%)	1.40%	1.63%	1.91%	2.29%

来源: 中国信息通信研究院、国金证券研究所

- 可再生能源有效容量贡献不足, PJM/ERCOT 市场已反映季节性/时段性供需紧张。23 年夏季 PJM 市场上光伏出力偏低、但对应夏季负荷高峰, 可再生能源有效装机容量与负荷需求间差距拉大; 23 年 ERCOT 市场当风光出力占比低于 25% 时 (平均出力占比 32%), 采取稀缺定价机制下的市场电能量电价飙升至 3000 美元/MWh 及更高的水平。

图表12: PJM 市场上可再生能源有效容量无法满足夏季高峰负荷

图表13: ERCOT 市场在风/光出力不足时电价飙升



来源: Constellation 公司公告、国金证券研究所

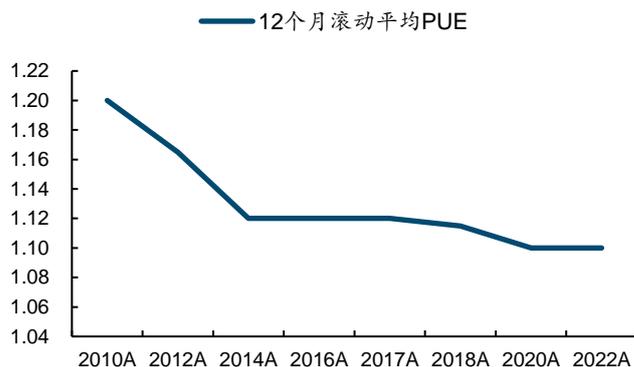
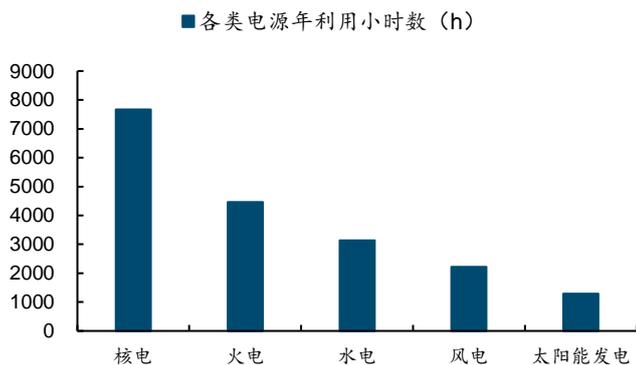
来源: Constellation 公司公告、国金证券研究所

- 数据中心运行阶段重点关注指标包括能源消耗、能效措施、关键性能指标 (KPIs)。
- ✓ 运行连续性是关键指标, 运营中断面临的的可能不仅是经济损失、甚至是法律责任。相比于风光出力不可控, 核电这类可靠性电源与数据中心诉求更为相符。
- ✓ 能耗下降配合零碳目标。亚马逊曾在 2019 年表示到 2040 年将实现净零碳排放; 微软曾在 2020 年表示到 2030 年减排量超过排放量; 谷歌曾在 2021 年表示到 2030 年实现净零排放。然后, 伴随 AI 数据中心大量建设, 三大科技巨头的 24/7 净零排放目标在这两年均面临挑战。



图表14: 核电出力平稳、满足数据中心可靠性要求

图表15: 谷歌数据中心 PUE 降至 1.1



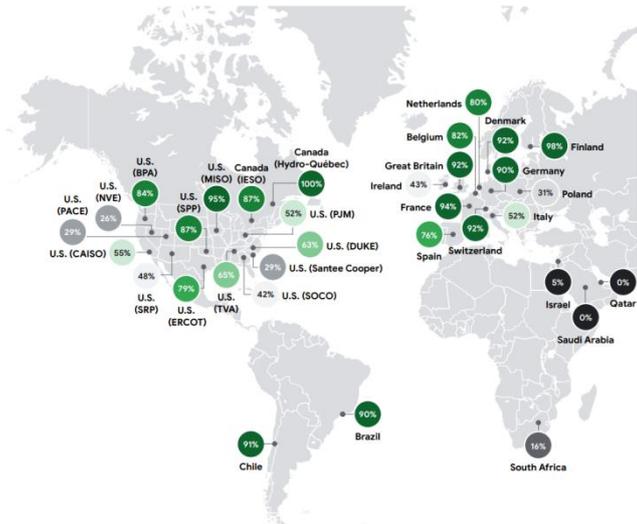
来源: 中电联、国金证券研究所

来源: 《谷歌 2024 环境报告》、国金证券研究所

- 科技巨头为实现零碳目标, 目前主要调用风电/光伏, 但为了减轻风光出力不可控、不可预测的问题, 主要尝试采用运算的区域调配、时移等方式主动需求响应。未来运算需求进一步增加、负荷调节能力达上限、将倒逼应用更稳定的零碳电源——核电。
- Engie 作为谷歌在德国数据中心的供电商(合同能源管理公司), 自 2020 年起以 24/7 零碳覆盖率为指标签署了框架协议, 内嵌多个当地绿电 PPA 协议, 设计了“碳智能计算平台”, 可视化呈现风/光资源包的实时发电情况、市场电价情况等, 帮助优化运算任务的分配, 实现在可再生能源充足的地区进行更多的运算。
- 谷歌设计了一套数据中心碳排放算法, 通过任务时移来避免对瞬时电力负荷需求过大, 在风能和太阳能最充足的时候执行次要任务, 在出力不足时仅用于保障核心功能使用。在电网高负载运行期间, 通过调低服务器最大性能, 形成需求侧响应, 绘制出 Carbon-aware Load。

图表16: 与当地能源管理公司签订绿电 PPA 资产包, 区域间调配运算需求, 实现实时绿电匹配

图表17: 为实现 24/7 零碳目标, 谷歌尝试区分可做需求侧响应的运算需求, 做需求时移





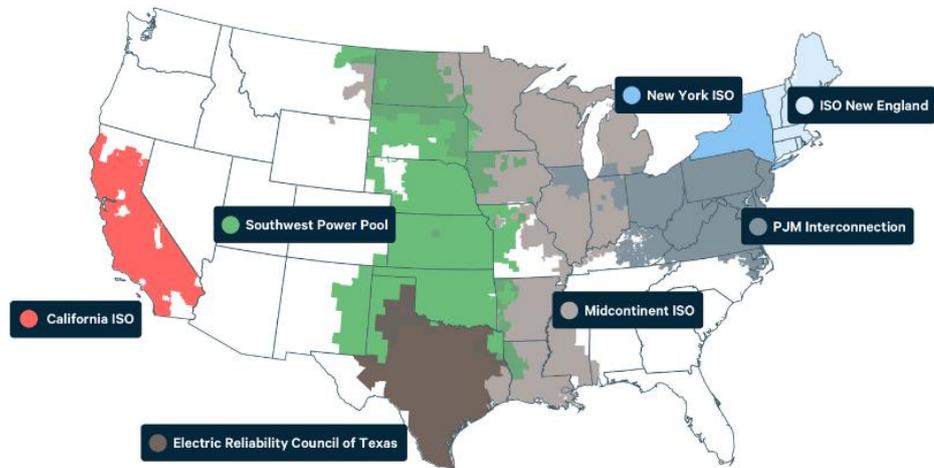
启零碳补贴项目(ZEC)以核电的零碳价值为由,率先针对经营困难的核电提供补贴。22年后拜登IRA清洁能源法案从联邦层面为核电提供税收补贴、提升了与带补贴新能源同台竞价的公平性,且新建/重启/新技术核电补贴力度>在运。

- ✓ 数据中心-核电 PPA 签订案例,突出核电可靠性溢价/环境溢价。Talen 与 Constellation 两家核电运营商 24 年内分别与 Amazon、Microsoft 签订了核电 PPA,根据两方测算,PTC 价格(IRA 税收补贴后电价)以外的电价收益贡献将占到 40%~50%,对于两类溢价的前景看好。

2.1 电量/容量电价内卷致美国市场化核电承压

- 回顾美国核电衰落:1990 年后美国核电机组总数下行、市场化核电承压,与电力市场化推行节奏吻合。
- 1990 年是美国电力市场化的重要节点,在 1990 年以前,美国电力公用事业公司大多采取垂直一体化经营方式,发输配售一体因此用户不具有购电选择权。为了使得电价定价合理,州政府对电价实施监管、基于成本监审及合理收益率行政定价。非市场化地区为电力基础设施建设提供确定性收益保障,但于用户而言可能承担较大的固定成本分摊压力(如南卡罗莱纳州电力用户需要为当地未建成的核电分摊前期投资成本)。
- 1990 年后,美国电力市场化改革开启,竞争加剧。一体化的电力公用事业公司逐步聚焦于更具规模效应且体现自然垄断的输配环节(继续处于管制),独立发电商掌握发电资产,七大区域输电组织(RTO)跨州运行、代替州政府实施市场力监管,联邦能源管理委员会(FERC)监管 RTO 并负责东部和西部两个大区之间的跨区批发交易。
- ✓ 发电侧:自由竞争创造了批发市场——好处是具有更多的电厂投资决策权,区位优势凸显;坏处是需要承担电厂投资风险,收益率变得不确定。
- ✓ 用户侧:购电选择变多形成了零售市场——好处是可获得更低的电价和符合需求的电力结构(例如清洁电力),不再承担电厂投资风险;坏处是对未来供需判断不准确导致签订的长期 PPA 价格与实际存在偏差。

图表18: 美国7大区域输电组织(RTO)区位

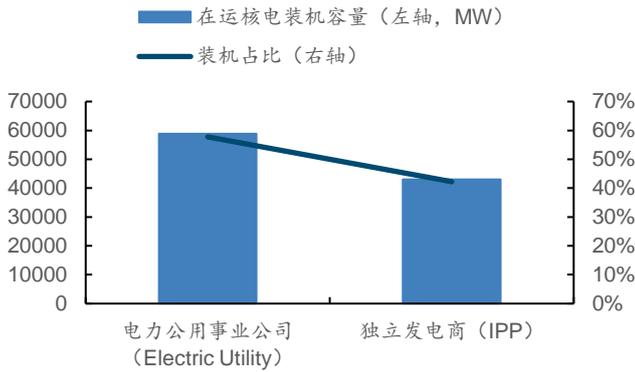


来源: RFF、国金证券研究所

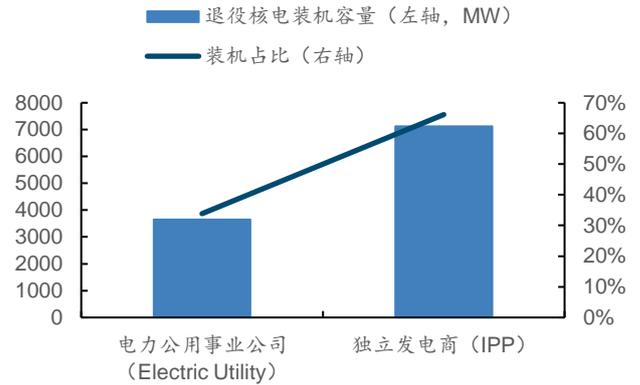
- 多数在运核电位于管制地区,多数退役核电为市场化地区。传统管制市场上发电成本由州委员会管制,可以为发电厂提供保护、使其免受成本上涨影响。而在市场化地区发电资产主要是独立发电商运营,通常无法获得价格保护,在各类电源充分竞争中存在运营成本无法收回的可能性。根据 EIA 统计的截至 10M24 的在运装机数据,近 6 成在运核电为电力公用事业公司(大部分位于管制地区),4 成为独立发电商。而 2013 年至今共有 13 台退役核电,近 7 成为独立发电商,平均服役年限为 42 年。



图表19: 在运核电多数位于管制地区



图表20: 退役核电多数位于市场化地区

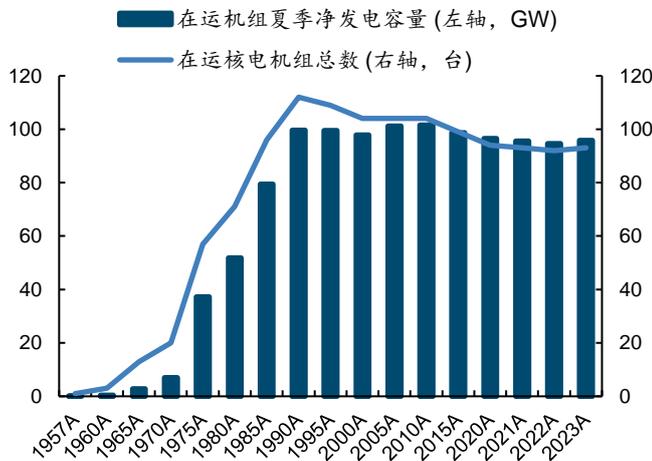


来源: EIA、国金证券研究所

来源: EIA、国金证券研究所

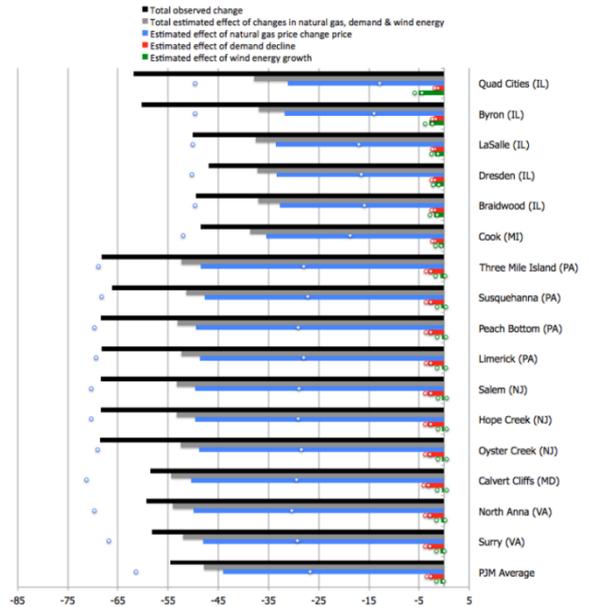
- 电价因素导致关停/计划关停机组增多。根据 MIT 的研究结论, 2013~2018 年间(关停高峰期) 关停或计划关停机组大多在放开管制的电力市场, 批发侧电价充分竞争。就 PJM 市场来看, 该市场覆盖范围内的核电站电价下降主要归因为气电燃料成本(天然气价)下降带来的冲击, 其次归因于用电需求的下滑, 最后归因于可再生能源(主要为风电)电量的提升。

图表21: 1990年后美国在运核电总数持续下行



来源: EIA、国金证券研究所

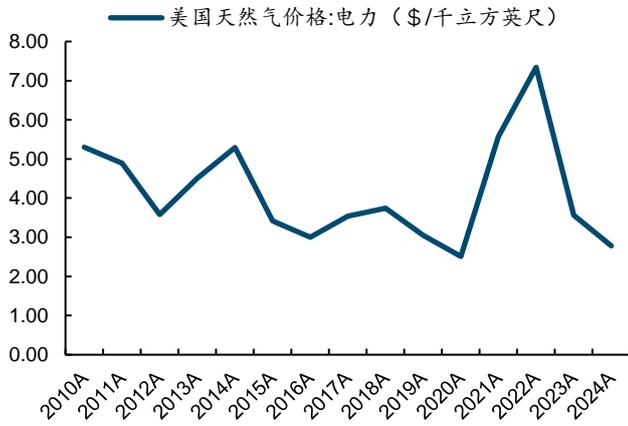
图表22: 气电燃料成本下降导致的核电市场化电量跟降是最主要的解释因子 (%)



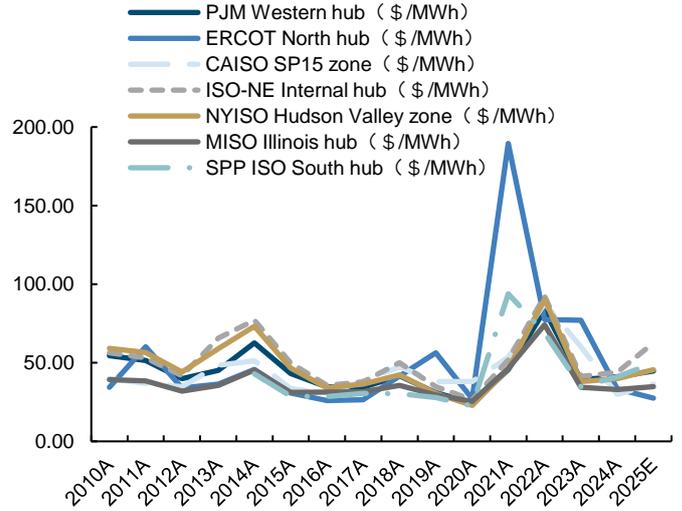
来源: MIT、国金证券研究所



图表23: 2010~2020 十年间美国气机燃料成本接近减半



图表24: 美七大电力批发市场 (RTO) 批发电价走势与天然气价格高度相似

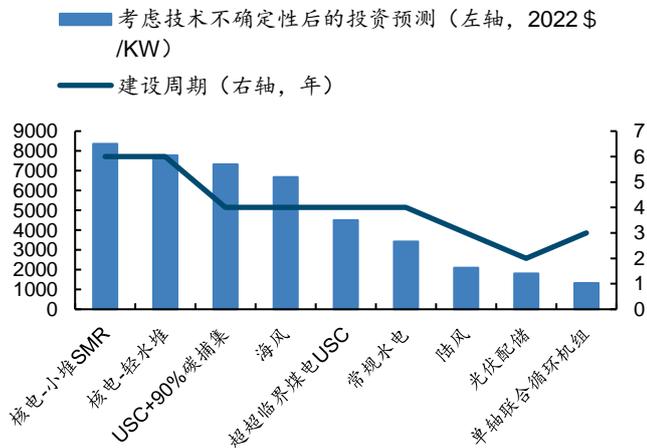


来源: ifind、国金证券研究所

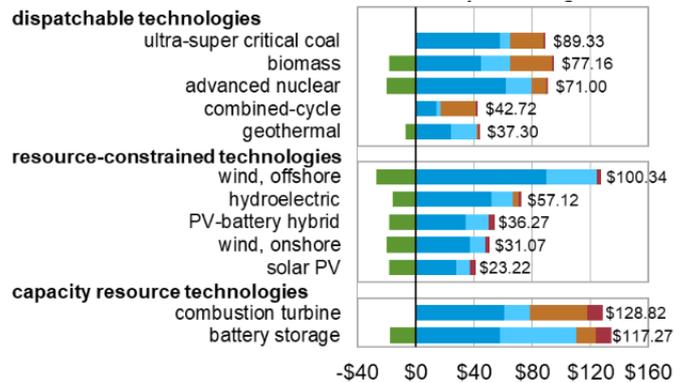
来源: MIT、国金证券研究所

- 相比可再生能源度电成本不具备可比优势、前期固定投资成本高是存量机组关停、并且 2000 年后仅有两台新建的原因。站在当前时点看，考虑核电与新能源享受税收减免政策 (PTC) 后，新建核电 LCOE 仍将接近 71 \$/MWh，虽相比超超临界煤电更具有经济性，但仍高于气机、大幅高于陆上风电和光伏，且高于七大 RTO 批发电价 (电量电价)，直接入市无法盈利。

图表25: 核电固定投资高、建设周期长



图表26: 考虑税收抵免，当前新开工核电 LCOE 仍将接近 71 \$/MWh



来源: EIA、国金证券研究所

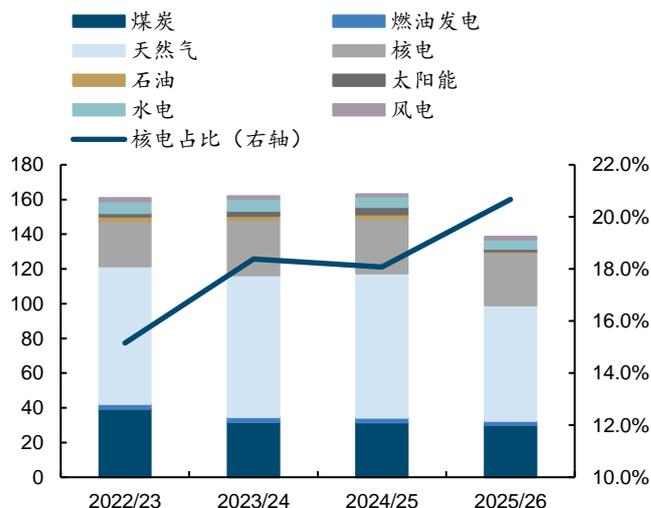
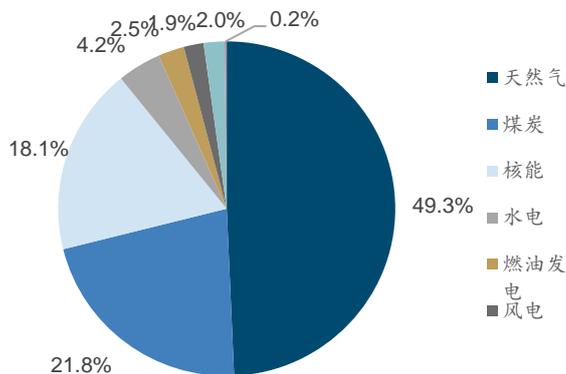
来源: EIA、国金证券研究所

- 气价下行、电力供需宽松格局下，容量市场价格同样表现萎靡。
- 开设容量拍卖的电力市场如 PJM，核电中标容量补偿占比在上升。核电机组需要确保在交付年期间满足容量市场的合规性要求，在电力高峰需求期间提供承诺的 UCAP 容量；遵守 PJM 的调度和运营规则；提供备用支持；必须参与 PJM 的日前市场和实时市场，并在特殊情况下 (如紧急负荷响应) 提供服务。
- ✓ 基于可用容量 (Unforced Capacity, UCAP) 参与容量市场拍卖，核电几近满容量可用。UCAP=装机容量×(1-EFORd)，其中 EFORd (Equivalent Forced Outage Rate during demand) 反映机组在高峰需求期因不可用因素导致的实际出力下降概率。核电机组的 EFORd 通常较低(1%-3%)，因为核电机组具备高稳定性和较少的紧急停机；而风电/光伏中标的可用容量大约仅总装机的一半。25/26 交付年气机中标容量减少，核电中标占比上升。



图表27: PJM 市场电源装机容量结构

图表28: PJM 容量市场中标容量结构



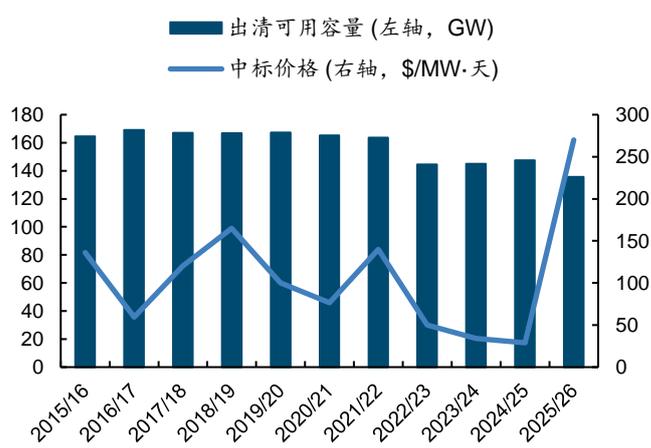
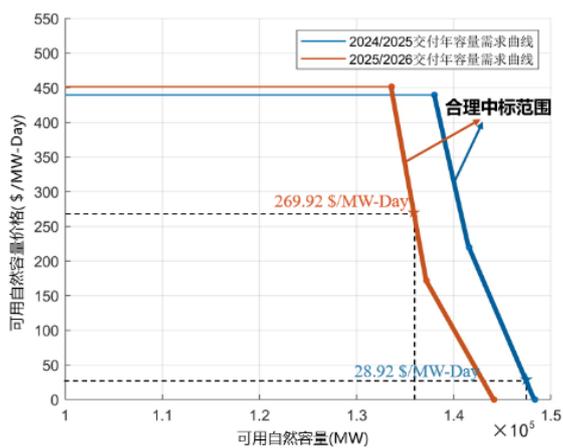
来源: 清华大学能源互联网创新研究院、国金证券研究所

来源: PJM、国金证券研究所

- 规则修订拉高 25/26 交付年容量价格, 度电补偿预计从 4.6 \$/MWh (100 \$/MW·天) 升至 12.3 \$/MWh (270 \$/MW·天)。容量市场的拍卖 (基本拍卖市场和追加拍卖市场) 价格高低取决于: (1) 市场供需关系: 若市场容量紧缺, 价格上升; 若过剩, 价格下降。(2) 区域差异: 在输电约束较大的区域, 中标价格更高。25/26 交付年针对可用容量的计算规则变更、供给收缩, 价格大幅上升。根据清华大学能源互联网创新研究院的规则总结, 在 24/25 交付年及过往交付年, PJM 通过机组等效强迫停运率转换火电机组的装机容量得到可用自然容量; 而从 25/26 交付年起, PJM 将通过等效带载能力求取所有发电机组的可用自然容量, 这也是导致 25/26 交付年的有效供给大幅降低的原因。

图表29: 25/26 交付年 UCAP 计算规则变化、有效供给缩小

图表30: 规则变化导致 25/26 交付年容量价格飙升, 前期均价约 100 \$/MW·天



来源: 清华大学能源互联网创新研究院、国金证券研究所

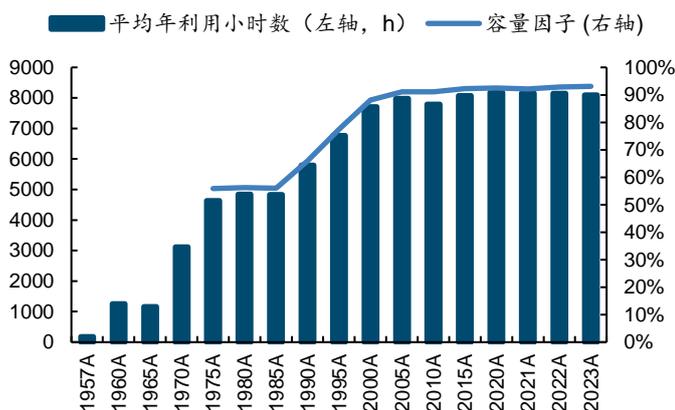
来源: 清华大学能源互联网创新研究院、国金证券研究所

- 值得注意的是, 虽然电价跟降导致利润空间压缩, 但核电电量始终表现稳健、未体现消纳压力, 突出基荷电源定位。美国核电于 1985~2000 年期间容量因子得到大幅提升, 换料大修工期缩短、利用效率提升, 2000 年后平均利用小时数维持在 8000h 的高位, 在各类电源中电量占比稳定约 20%。在面对全社会用电量需求增长乏力、风光可再生能源冲击之下, 核电电量消纳仍有保障, 突出基荷电源的角色定位。

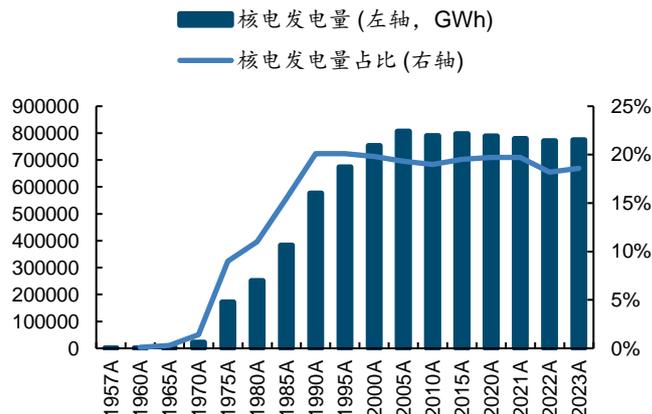


图表31: 电价端虽承压, 电量消纳表现稳健

图表32: 核电电量占比稳定约 20%



来源: EIA、国金证券研究所



来源: EIA、国金证券研究所

- 客观来看, 借助可靠性溢价/零碳环境溢价弥补核电在电能量市场不占优的局面, 成为美国自由竞争电力市场里核电复兴的必然选择。实现途径上既可以来自行政命令方式 (包括联邦 IRA 法案为收益托底、各州 ZEC 补贴提供两类溢价), 也可以来自市场化方式 (与 AI 数据中心签订长期 PPA)。COP28 以来联邦政府表态积极、24 年内核电与 AI 数据中心供电协议落地, 两方因素共振下美国核电公司于资本市场受到青睐。

图表33: 美股核电运营商近两年股价表现强势



来源: ifind、国金证券研究所

2.2 ZEC/IRA 补贴: 零碳价值为由、弥补亏损为实

- 零碳环境价值。ZEC/CEC 零碳补贴逐步铺开。美国针对可再生能源转型及对应的可再生能源环境溢价变现主要以可再生能源配额制 RPS 为抓手。与欧盟直接以碳市场 EU ETS 为抓手、不单设绿电交易市场、碳-电高度耦合的设计有所不同, 美国模式与国内现状更为接近。
- 美国的 RPS 与 REC 体系分别对应强制市场与自愿市场, 各州制定的可再生能源配额目标仅可通过“证电合一”的绿电绿证交易市场 (强制市场) 完成, “证电分离”的绿证交易为绿证管理资源缺乏而又有环保意愿的公司和个人提供购买途径 (自愿市场)。针对两类绿证形式, 衍生出的不同交易形式做出了更进一步划分, PPA 与 vPPA 分别对应了强制市场和自愿市场。



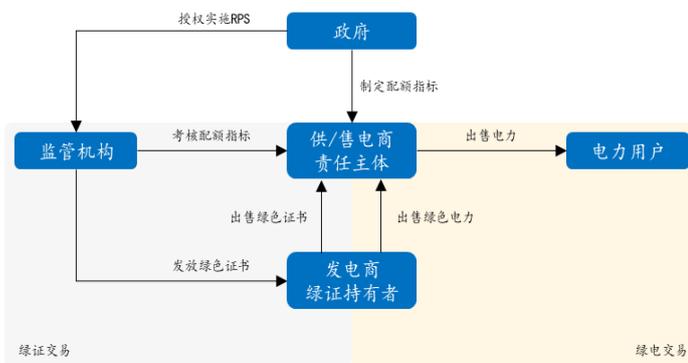
图表34：美国放松管制市场上绿证不同交易形式影响履约认定（强制/自愿）

绿证形式	开发方式	交易形式	合同形式	买方意愿
证电分离	购买	从电力市场购电，从绿证市场购买绿证	证/电分属不同合同	自愿性市场
		从发电公司购买	虚拟购电合同	
证电合一	购买	从发电公司购买	实物购电合同	强制性市场+自愿性市场
		从供电公司（含售电公司、政府授权公司）购买	多种不同的合同形式	
	自建	发用同地（on-site）		
		发用不同地（off-site）		

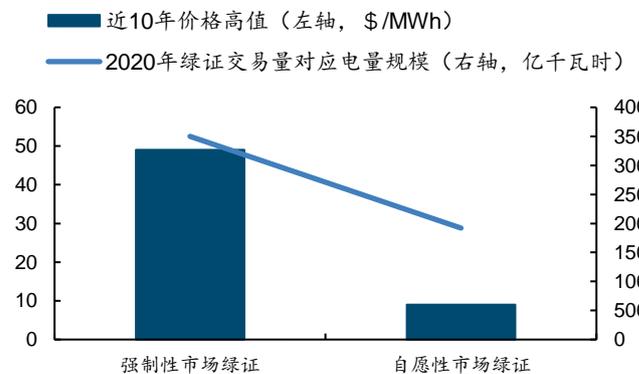
来源：北极星电力网、国金证券研究所

图表35：美国 RPS 与 REC 体系架构

图表36：强制性市场绿证交易规模与价格均显著高于自愿性市场



来源：北极星电力网、国金证券研究所

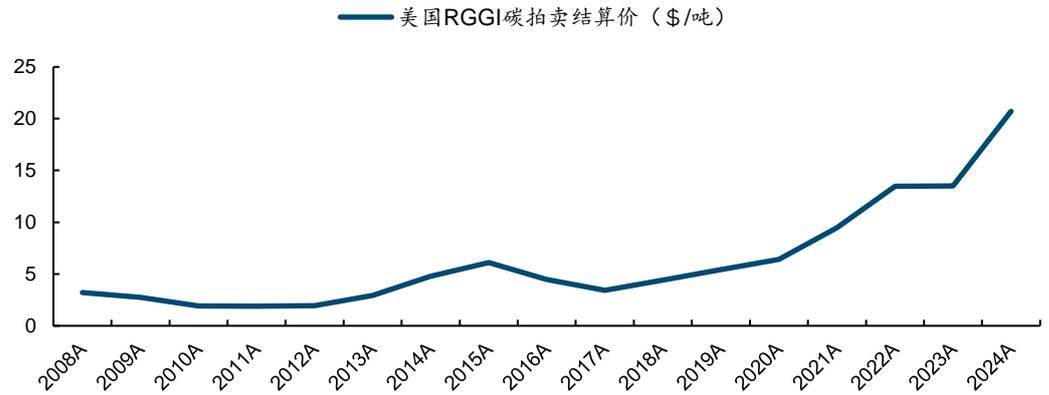


来源：北极星电力网、国金证券研究所

- 核电并非可再生能源，美国截至目前并未向核电核发绿证（RECs），因此无法像风电光伏那样通过绿电交易/绿证交易作为可再生能源配额制（包括 RPS 强制市场与自愿市场）的履约途径。甚至由于 RPS 体系的存在，风光可再生能源对电能量电价的诉求进一步降低，这对核电电价不利。
- 核电环境价值目前主要从零碳角度变现。由于美国尚未形成全国统一的强制碳市场，仅以区域性市场为主，典型包括区域温室气体倡议（简称 RGGI）、加州碳排放交易体系（简称 CCTP）。因此核电的零碳价值一方面体现为相比煤电/气电节省的发电碳成本，另一方面通过各州发放核电零碳补贴的行政方式落实。
- ✓ RGGI 碳价走高，煤机未进行 CCS 改造或拉高发电成本近 16 \$/MWh，核电相对优势凸显。RGGI 市场目前主要覆盖 25MW 以上的火电发电机组，在创立之时便明确了 90% 的配额通过有偿拍卖发放，并通过拍卖底价、成本控制储备（CCR）、排放控制储备（ECR）工具控制碳价稳定。由于 2021~2030 年间配额上限年降幅度扩大至 3%，加速了碳价上涨。我们以前文所述的煤机/气机碳排 820/490 吨/GWh 测算，20 \$/吨的碳价将对应 16.4/9.8 \$/MWh 的碳成本。



图表37: 美国 RGGI 碳拍卖结算价持续走高



来源: ifind、国金证券研究所

- ✓ 前一批 5 州的 ZEC 项目进入执行末期, ZEC 项目补贴亏损属性较强。2016 年, 美国伊利诺伊和纽约州先后通过立法对核电提供补贴。2019 年, 新泽西和俄亥俄州也通过类似的法案, 为州内核电站提供补贴。横向比较来看, 补贴均针对经营困难机组, 设置一定的价格帽, 以弥补未收回成本为目的。成本由当地负责售电的公用事业公司承担, 最终体现在电力用户的附加费中、或允许参与以前仅限于可再生资源的清洁能源市场提供资金。其中康涅狄格州采取 PPA 方式, 伊利诺伊州 CMC 补贴采用中标价倒减算法而非固定金额补偿。

图表38: 三州 ZEC/CMC 补贴政策比较

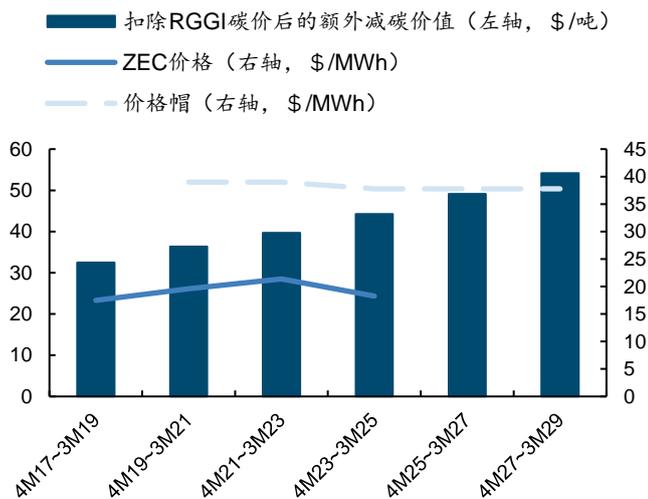
	纽约州 NY ZEC 补贴	伊利诺伊州 IL ZEC 补贴	新泽西州 NJ ZEC 补贴	伊利诺伊州 IL CMC 补贴
政策内容	负荷服务商 (LSE) 需强制购买针对特定核电机组电量对应的零碳信用证	公用事业公司强制购买针对特定核电机组所有电量对应的零碳信用证	公用事业公司强制购买针对特定核电机组所有电量对应的零碳信用证	类 IL ZEC 补贴, 差别在于公用事业公司 ComEd 是唯一买方, 且仅适用于 PJM 市场内核电机组
适用范围	1) 对减排有贡献 2) 陷入财务困境机组 3) 对电力用户有贡献 (可选)	1) 对减排有贡献 2) 陷入财务困境机组	1) 对减排有贡献 2) 陷入财务困境机组 3) 每 3 年重新申请	1) 对减排有贡献 2) 陷入财务困境机组
申报数据	多年经营成本数据; 未来经营风险和收益预测	近 6 年经营成本数据; 未来经营风险和收益预测	近 3 年经营成本数据; 未来经营风险和收益预测; 减排贡献	证明未来经营存在困难
政策年限	12 年 (2 年为调价周期, 17~29 年)	10 年 (17~27 年)	3 年为周期滚动	5 年 (22~27 年)
ZEC/CMC 价格	前 2 年定价 17.48 \$/MWh (后续考虑通胀调整)	前 6 年定价 16.5 \$/MWh (后续考虑全社会减排成本上升而增加)	至 5M25 定价 10 \$/MWh	1) 竞标总电价-核电平均日前电能量价格-ComEd 区域容量电价-其他收益 (如 PTC) 2) 差价可正可负
价格调整机制	1) 37.78 \$/MWh-参考价格指数 2) 需扣减 RGGI 碳价	31.4 \$/MWh-市场价格指数	6M25-5M28 (第三周期) 暂停发放 ZEC 补贴, 有第四周期	
补贴预算上限	年补贴总额 480M \$	年补贴总额 225M \$	年补贴总额 270M \$	22-27 年分别设置价格帽: 30.3/32.5/33.43/33.5/34.5 \$/MWh

来源: Constellation 公司公告、国金证券研究所

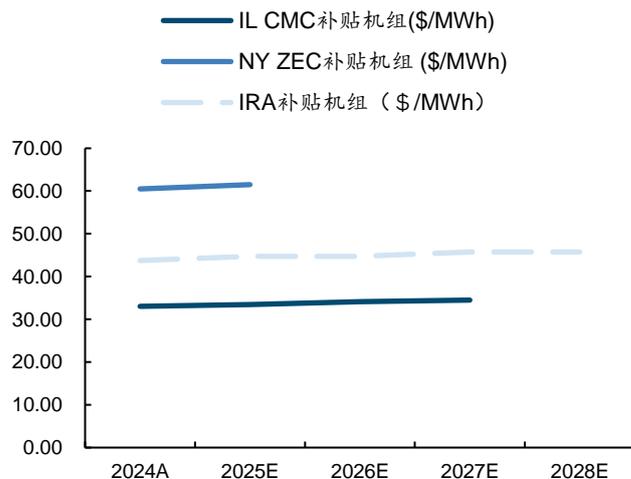
- ZEC 补贴相比绿证价格波动性更小, 占综合电价比例提升、稳定了收益预期。根据 Constellation 公司对体内机组的梳理: IL CMC 补贴机组基本顶格签订综合电价; NY ZEC 补贴价在 23~25 周期因电量/容量市场电价上升而下调至 18 \$/MWh、仍占预测综合电价的 30%; 剩余机组享受 IRA 补贴、综合电价预期随通胀率稳步上升。



图表39: 最新一期 NY ZEC 补贴价格 18 \$/MWh



图表40: 固定电价部分占比提升, 稳定核电收益预期



来源: Constellation 公司公告、国金证券研究所

来源: Constellation 公司公告、国金证券研究所

- 联邦 IRA 补贴推出, 为其余各州市场化核电贡献了托底收益, 避免了仅对新能源补贴带来的市场失灵问题。
- 拜登时期发布的 IRA 法案旨在一方面削弱中国新能源产品出口竞争力, 另一方面通过补贴刺激本国清洁能源转型。正如前文所述, 不止低碳, 维护国家能源安全与核电技术领先优势地位的目标驱动美国核电复兴计划, 这使其对核电的战略定位高于风电/光伏。我们预计 IRA 法案中针对本国核电发展的相关支持条例或能得到延续或避免出现补贴大幅削弱的情景。

图表41: IRA 法案以保障能源安全和国内制造业为由计划对清洁能源补贴 645 亿美元

法案内容	政策工具	政策条款	政策适用范围	补贴金额
保障能源安全和国内制造业	生产税收抵免	清洁氢生产税收抵免	氢能源	645 亿美元
		新型先进制造业税收抵免	太阳能组件、风力涡轮机、海上风力组件等	
		核电生产税收抵免	核电	
		可再生能源生产税收抵免	地热、风能、填埋气体、水动力设施等	
		清洁电力生产税收抵免	清洁电力技术	
		延长能源投资税收抵免	微电网、动态玻璃、太阳能设备、地热设备等	
降低能源成本		燃料税收抵免、清洁车辆信贷、碳管理		100 亿美元
实现经济去碳化		住宅能源、能源创新、海上能源		720 亿美元
维护社区正义和环境公平		社区能源投资		100 亿美元
农林建设		农林建设		276 亿美元

来源: IRA 法案、CNKI、国金证券研究所

- 现行 IRA 法案下核电市场电价位于目标价区间时触发补贴机制, 补贴差价。24 年为市场电价处于 25~43.75 \$/MWh 的机组提供至多 15 \$/MWh 的补贴, 补贴后最高价为 45 \$/MWh, 后续随通胀率调整。这意味着 IRA 法案为核电电价提供托底保障。考虑到新建核电成本显著更高, 补贴金额上升至 27.5 \$/MWh (PTC) 或补贴投资金额的 30% (ITC), 有效期为项目投产后 10 年内, 且不随市场电价波动退坡。

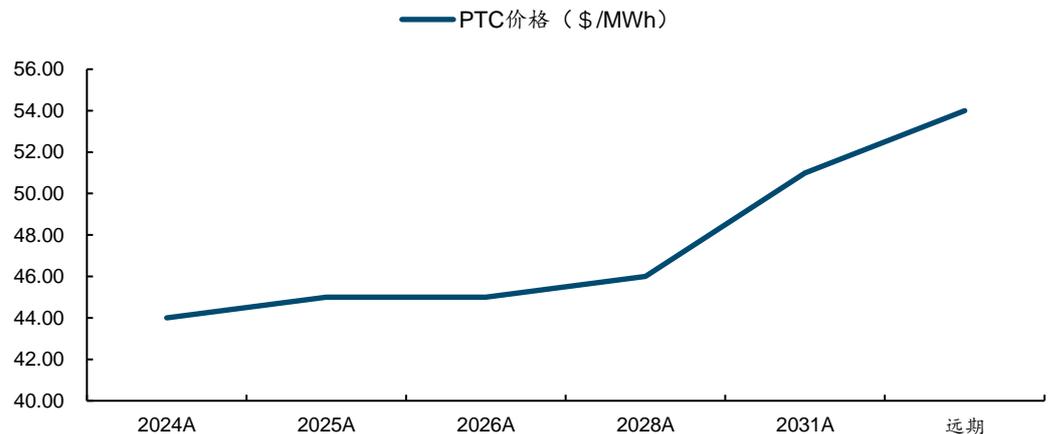


图表42: IRA 法案对在运/新建/重启核电项目的补贴支持情况

补贴类型	补贴方案	补贴金额	通胀调整	有效期	条件与限制
在运核电	PTC (45U)	15 \$/MWh	2025 年起随 GDP 平减指数	2024-2032 年	若市场电价 > 25 \$/MWh, 补贴按 80% 比例退坡 若市场电价 ≥ 45 \$/MWh, 补贴退为 0
新建核电 (含 SMR) 二选一	PTC (45Y)	27.5 \$/MWh	2025 年起随 GDP 平减指数	项目投产后 10 年内	不随市场电价波动退坡 补贴时间限制为项目投产后 10 年内
	投资税收抵免 (ITC)	初始投资金额的 30%	无调整	无明确时间限制	需符合特定劳工标准 (工资及本地雇佣要求) 需符合安全和环境要求
重启核电 (同新建)	退役核电重启支持	与 ITC/PTC 相同	2025 年起随 GDP 平减指数	具体项目审批时间决定	需满足安全和技术升级要求 通常需要 3-5 年重启周期

来源: IRA 法案、美国国会官网、国金证券研究所

图表43: PTC 价格考虑通胀率而年增



来源: Constellation 公司公告、国金证券研究所

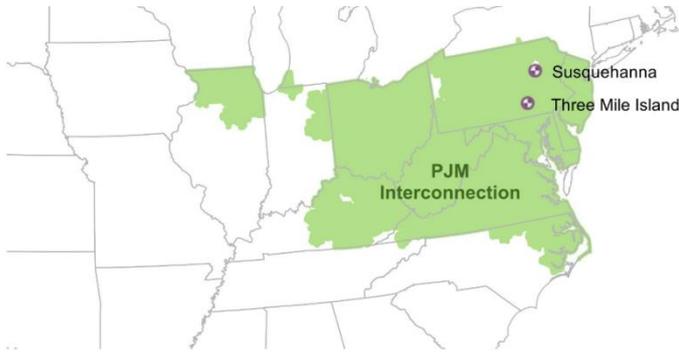
2.3 借助数据中心供电 PPA, 可靠性/环境溢价再提升

- 伴随数据中心对用电需求的增长, 24 年 PJM 市场上已有两例数据中心与核电签订供电协议的案例, 协议为长期 PPA, 相比直接参与市场具有更高的确定性以及更高的溢价。通过区位比对可见, 萨斯奎哈纳核电 (Susquehanna) 与三哩岛核电 (Three Mile Island) 均处于 PJM 市场价格相对较低地区, 独立发电商签订长期 PPA 锁定收益的意愿更强。

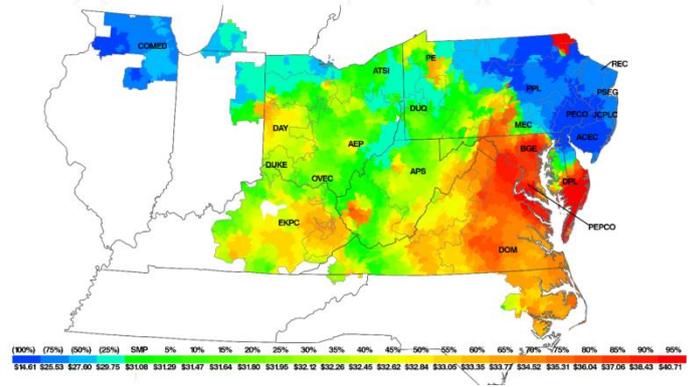


图表44: 24年来PJM市场签署的两个核电-数据中心供电协议区位情况

图表45: 两个项目处于PJM市场价格洼地, 23年批发电量现货均价不超过31\$/MWh



来源: EIA、国金证券研究所



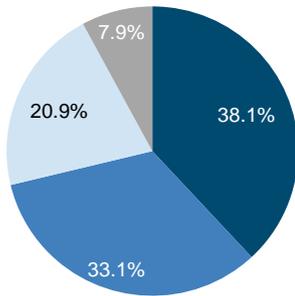
来源: 2023PJM市场报告、国金证券研究所

- 两处核电站背后的运营商发电资产多元化。萨斯奎哈纳核电 (Susquehanna) 与三哩岛核电 (Three Mile Island) 分别由 Talen、Constellation 两家美股上市公司运营, Susquehanna 为 Talen 旗下唯一的核电场站, Talen 主营为气电与煤电; Constellation 则以市场化核电运营为主, 核电场站分布于 PJM 区域内的纽约州、伊利诺伊州及其他不含 ZEC 补贴地区。

图表46: Talen 公司发电资产组合

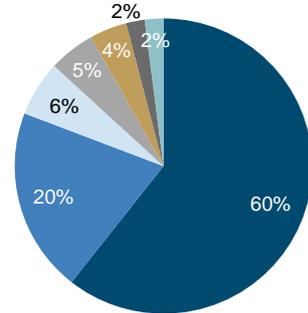
图表47: Constellation 公司发电资产组合

■ 气电 ■ 煤电 ■ 核电 ■ 燃油发电



来源: Talen 公司官网、国金证券研究所

■ 核电 ■ 气电 ■ 油气混合发电 ■ 水电 ■ 油电 ■ 风电 ■ 太阳能

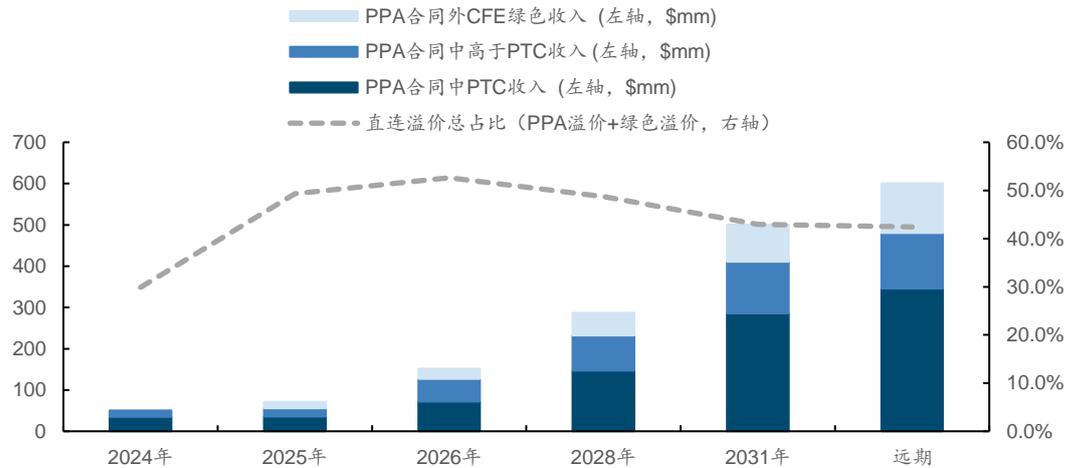


来源: Constellation 公司官网、国金证券研究所

- ✓ Talen-Amazon 协议: 计划直连供电+签订 10 年 PPA, 合同参考 PJM 电能量/容量价格, 25 年价格预计为 65~80 \$/MWh, 高出 PTC 价格约 20~35\$/MWh, 并额外签署 carbon-free energy 协议 (CFE)。未来若发电许可证续期成功, AWS 拥有两个 10 年的续期选择。该模式下不会触发 PTC 补贴, 测算 PTC 价格以外部分将贡献 40~50% 的收入, 体现核电的可靠性溢价和环境溢价。



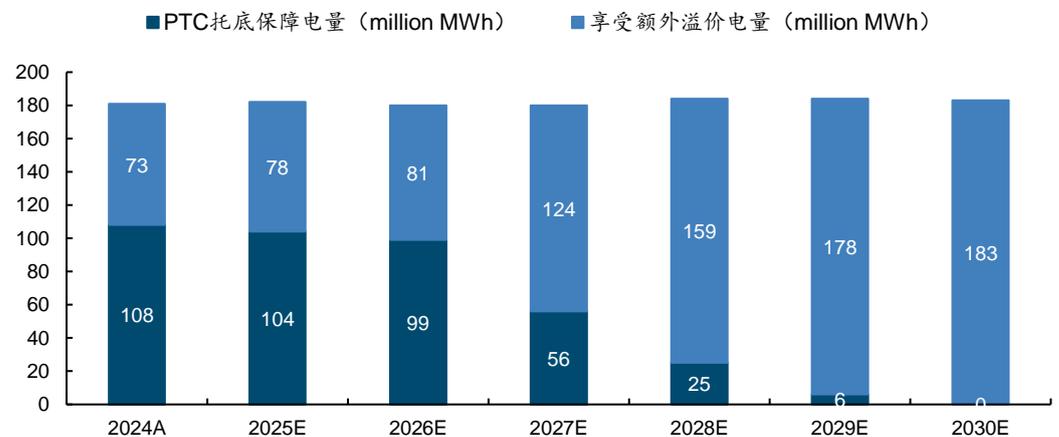
图表48: PPA 溢价与 CFE 绿色溢价预计占总收入的 40%~50%



来源: Talen-Amazon 供电协议、国金证券研究所

- ✓ **Microsoft-Constellation Energy 协议**: 计划并网运行+签订 20 年 PPA。计划重启三哩岛核电并于 28 年并网, 并网前 10 年享受 IRA 法案中对重启/新建核电的 PTC 固定补贴 27.5 \$/MWh。目前 Constellation 公司在运核电年发电量约 1.8 万亿 KWh, 受 IRA 法案托底的电量占 60%、剩余 40%享受额外溢价 (主要为纽约州/伊利诺伊州/新泽西州 ZEC 补贴, 体现可靠性、零碳、高负荷曲线匹配度等电能量市场无法体现的价值), 根据其规划享受溢价的电量比例会随着 AI 数据中心的兴起、清洁能源政策的推广而逐年上升。

图表49: Constellation 公司预计享受可靠性/零碳溢价的电量占比将进一步上升



来源: Constellation 公司公告、国金证券研究所

3、国内核电入市前景如何?

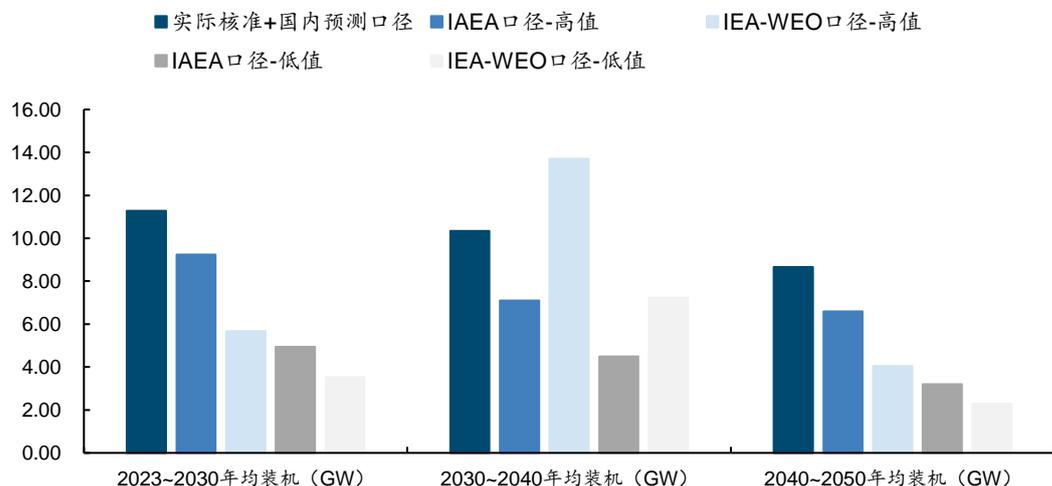
- 我们认为: 与美国相比, 国内核电牌照集中度更高, 在成本控制和厂址顶层规划方面优于美国。从目前核准情况看未来 5~10 年国内核电装机端增长具有持续性, 新机投运前 5 年受益于税收优惠与免计提乏燃料费、盈利较好。目前国内市场化核电收益结构为单一电能量收益、以差价合约作为主流的价格维稳工具、价格水平总体处于核准价上下; 伴随容量机制成熟后向容量市场进一步转型、核电可靠性溢价有望体现在收益结构内; 零碳目标驱动下, AI 数据中心-核电多年 PPA 等新模式值得期待。
- 顶层规划下, 国内核电装机增长预期有持续性。
- ✓ 我国已投运核电机组 5808 万千瓦, 核准在建 5505 万千瓦, 在运在建装机规模跃居世界首位。但从在运装机的电量贡献看, 美国核电占总电量比例稳定在 20%电量; 国内



核电电量占比仅约 5%，此轮核准高峰在 8~10 台/年的节奏下、考虑 5~6 年的建设周期，预计 2030 年电量占比可至 7.3%。

- ✓ 国内核电装机增长预计有持续性。比较国内预测口径（结合核准数据）、IAEA 预测口径、IEA-WEO 预测口径，2030 年前国内核电年新增装机预计为 3.5~11.3GW，2030~2040 年间预计为 4.5~13.7GW，2040~2050 年间预计为 2.3~8.7GW。

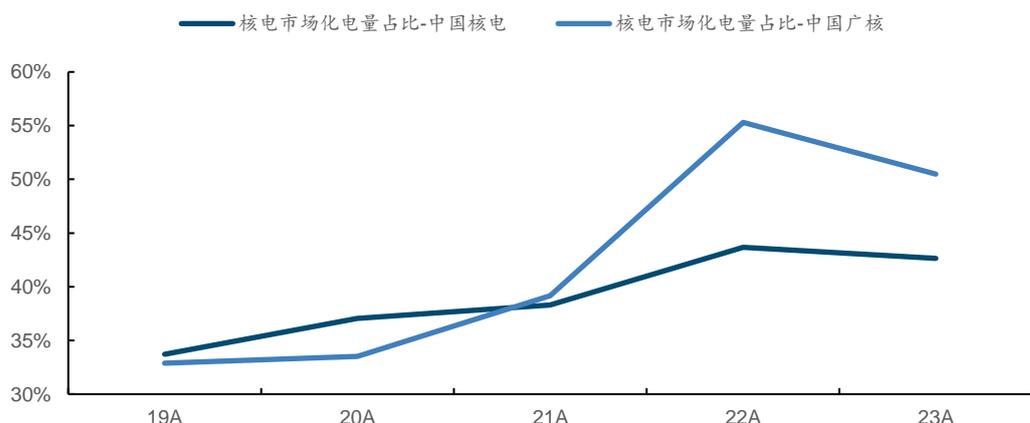
图表50：三种预测口径下 2030 年前国内核电年新增装机预计 3~10GW



来源：2024 核能高质量发展大会、IAEA、IEA-WEO、国金证券研究所 注：IEA-WEO 口径披露值 2030~2040 年分段为 2030~2035，2040~2050 年分段为 2035~2050

- 国内核电市场化探索前行。2013 年以前核电机组根据成本监审单独核价，2013 年《关于完善核电上网电价机制有关问题》出台后对新建核电机组实行标杆上网电价 0.43 元/KWh 与当地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝加价）孰低原则定价，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可定价上浮。此后，再无国家层面电价机制文件更新，但核电市场化进程在各省“自下而上”推进。

图表51：国内核电市场化比例约 50%

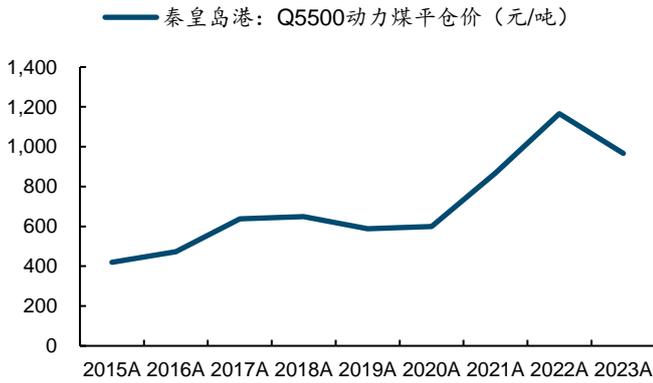


来源：中国核电/中国广核公司公告、国金证券研究所

- 国内市场化核电收益来源为电能量市场，类似天然气价之于美国核电的影响，国内煤价对市场化核电电价也有扰动。“十四五”以来煤价处于高位，支撑了核电市场化电价上浮，而在 19/20 年秦皇岛港 Q5500 煤价分别为 589、600 元/吨的背景下，核电机组存在平均不超过 3 分的折价（VS 核准价）。影响幅度有限得益于当时入市电量占比不超过 40%。当前，短期煤价再度跌落至 770 元/吨以下之中长期煤价合理区间，部分机组近两年充分享受市场化溢价、或有价格回调。



图表52：拉长尺度看国内煤价仍处于高位



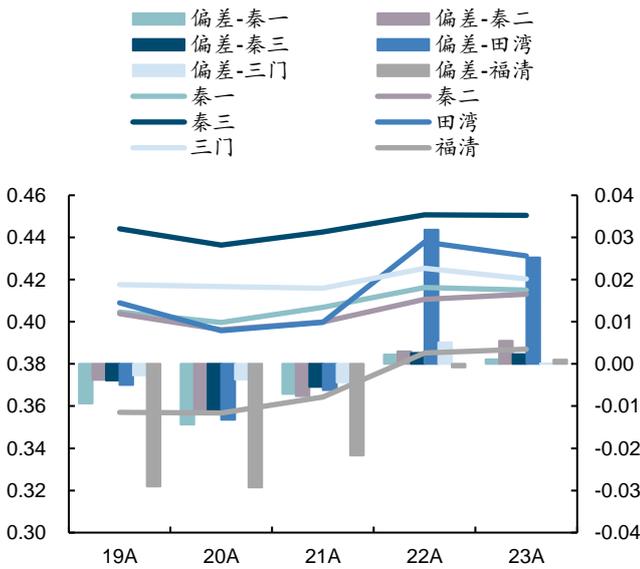
图表53：旺季煤价跌入中长期价格合理区间



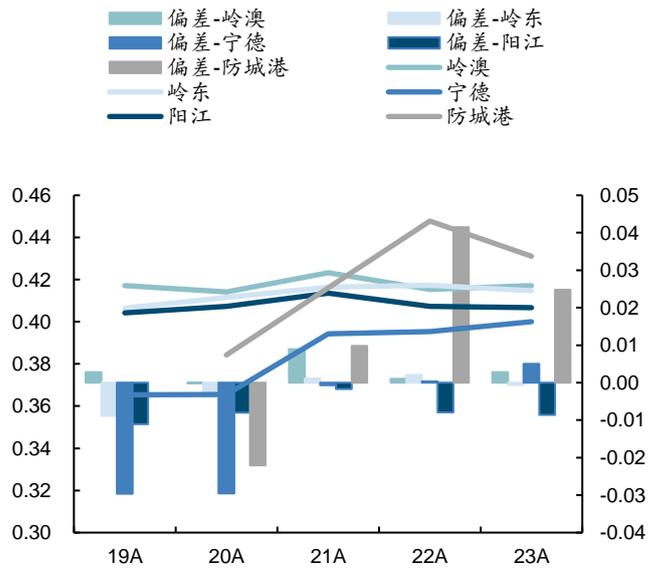
来源：ifind、国金证券研究所

来源：ifind、国金证券研究所

图表54：中国核电（部分）市场化机组结算电价（左轴，元/KWh）、VS 核准电价偏差（右轴，元/KWh）



图表55：中国广核（部分）市场化机组结算电价（左轴，元/KWh）、VS 核准电价偏差（右轴，元/KWh）



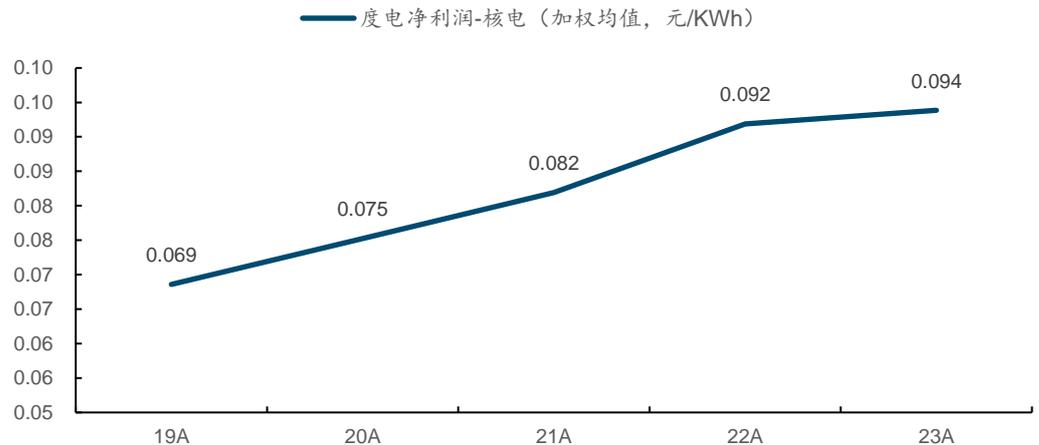
来源：中国核电公司公告、国金证券研究所 注：偏差=各机组加权平均结算电价-加权平均核准电价

来源：中国广核公司公告、国金证券研究所 注：偏差=各机组加权平均结算电价-加权平均核准电价

- 核电度电盈利总体稳定。根据中国核电公司公告中对各子公司净利润及上网电量的梳理，可见按电量加权平均后19~23年盈利总体提升，提升幅度约度电2分。我们判断部分机组电价得以上浮、新机投运初期盈利能力较高等多因素促成这一结果。



图表56: 中国核电 19~23 年度电盈利波动约 2 分



来源: 中国核电公司公告、国金证券研究所

- 国内多省采用差价合约机制稳定电价。美国 IRA 法案针对存量机组的补贴类似单向差价合约、以弥补亏损为主要目标因此“折价补偿、溢价不回收”，而国内核电差价合约则本身诞生于“溢价回收”背景下，两者出发点有别。国内引入差价合约机制核电省份中的广东、浙江在近三年市场化交易方案中均直接采用了政府授权差价合约的机制，使得结算电价处于核准价附近，起到平抑价格波动作用。国际上同样计划采用该方案的还有法国，在本轮欧盟电改中计划以差价合约代替现行的核电调控价机制 (ARENH)，推动核电定价更加市场化。

图表57: 广东核电市场化电量安排

广东核电市场化电量安排	
23 年入市规则	岭澳核电和阳江核电全部机组进入市场，直接参与市场交易
24 年入市规则	安排岭澳、阳江核电年度市场化电量约 195 亿千瓦时。执行溢价回收机制，超过燃煤基准价 (含脱硫脱硝) 0.463 元/KWh 部分执行 85% 回收比例
25 年入市规则	安排岭澳、阳江核电年度市场化电量约 273 亿千瓦时。执行单向差价合约 (合约价为核电核准价，溢价部分执行 90% 回收比例) + 变动成本补偿机制

图表58: 浙江核电市场化电量安排

浙江核电市场化电量安排	
23 年入市规则	秦山一核全年市场化交易电量占其年发电量的 50%。三门核电全年市场化电量占其年发电量的 10%。 核电中长期交易电量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回收 (负值置零)。
24 年入市规则	秦山一核、三门核电优先发电用于保障居民、农业用电价格不变；秦山核电 (二期、三期、方家山) 用于平衡电网代理购电和兜底售电用户电量需求，多余电量通过月度集中交易投放市场。
25 年入市规则	秦山核电 (二期、三期、方家山) 不参与市场交易或未明确，其余执行 90% 政府授权合约价 (批复价或承诺价) + 10% 现货电价。

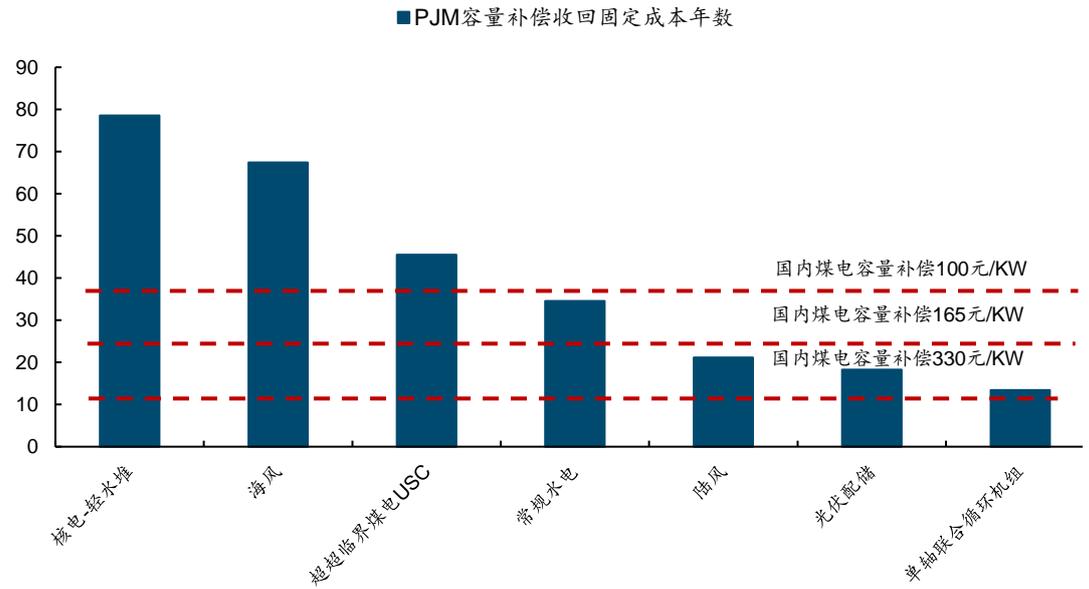
来源: 广东省发改委、国金证券研究所

来源: 浙江省发改委、国金证券研究所

- 国内容量补偿机制暂未引入核电，零碳价值亦有望在未来得到体现。目前我国从煤电开始试行容量补偿机制，暂以政府定价方式落地。这引发了对核电这类出力曲线平稳但尚未获取容量补偿电源的市场化电量电价担忧，电源间制度公平性有望在未来拉齐。
- ✓ 美国 PJM 容量市场经验：低成本可靠电源掌握定价主动权，市场竞争激烈，规则设计影响结果。若将容量补偿机制理解为对电源投资固定成本的回收，即使 25/26 拍卖年份因 PJM 容量市场规则变更、容量电价上涨至 270 \$/MW·天，也仅能满足投资成本最低的单轴联合循环机组 (气电) 控制在 13 年回本，核电回本年数高达 79 年。从我国当前煤价容量机制设计来看，330 元/KW·年全容量补偿对应新建煤机回本周期约 12 年，与现价下的美国气电处境相似。
- ✓ 山东为前期容量补偿先行省份，海阳核电于 11M23 入市。根据山东省能监办发文，提及研究建立核电机组优先电量与电力市场衔接方式、容量补偿机制、参与中长期市场和现货市场方式。



图表59: 25/26年PJM容量市场中标价格对应美国23年新建气机全成本回收约13年



来源: EIA、PJM、国金证券研究所 注: 假设电源投资成本全部通过容量补偿机制回收

- 与美国相比, 国内核电更具备成本优势、区位优势。
- ✓ 国内核电成本控制较好。根据 IEA-WEO 对全球主要地区核电成本的预测, 中国的核电建设成本约为美国的一半 (实际华龙一号堆型已降至约 15000 元/KW), 近两年投运的项目因技术成熟度提升、建设工期大多控制在 5~6 年。
- ✓ 均为沿海核电, 分布于主要经济发达区, 对电量消纳能力、电价接受能力均处于较高水平。

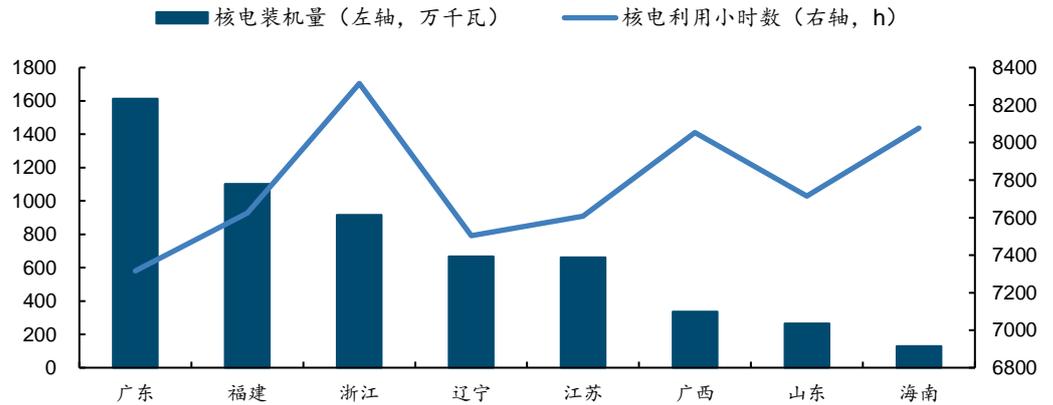
图表60: IEA-WEO 预测下中国核电发展具备成本优势

年份	建设成本 (\$/KW)			容量系数 (%)			运行成本 (\$/MWh)			平准化度电成本 (\$/MWh)		
	2023	2030	2050	2023	2030	2050	2023	2030	2050	2023	2030	2050
美国	5000	4800	4500	90	90	85	30	30	30	110	110	110
欧盟	6600	5100	4500	70	75	75	35	35	35	170	135	125
中国	2800	2800	2500	80	70	70	30	30	30	75	80	75
印度	2800	2800	2800	75	85	90	30	30	30	75	70	70

来源: IEA-WEO、国金证券研究所



图表61：国内核电沿海分布

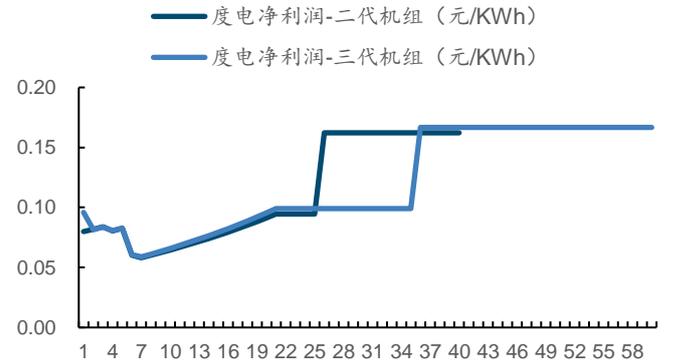
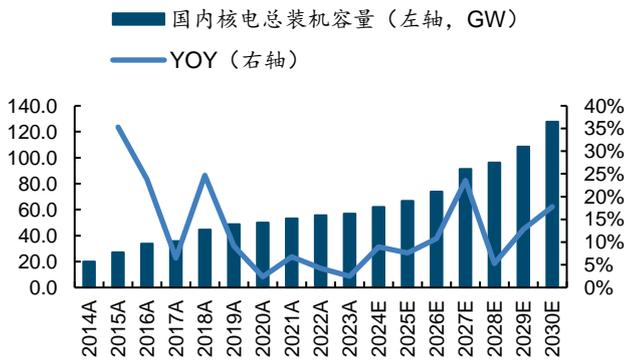


来源：中电联、国金证券研究所

- 国内核电进入密集投运期，投运初期为盈利高值，盼新机投运拉高平均盈利水平、对冲电量电价下滑影响。2019 年国内核电核准重启后的第一台获批机组漳州一号已于 11M24 投运、新的厂址与新机组将陆续到来，预计 2030 年前核电装机增速将扩大。从核电度电盈利变化来看，投运前 5 年免收乏燃料处理费，并享受税收三免三减半，处于盈利高值，新投机组有利于拉高平均盈利水平。第 6 年起计提乏燃料处理费增加运行成本；后续伴随贷款还完、折旧完毕，度电利润有翻倍空间。

图表62：国内核电进入密集投运期

图表63：新投产机组度电盈利表现较好



来源：中电联、国金证券研究所

来源：中国核电公司公告、国金证券研究所

4、国内核电新技术落地节奏如何？

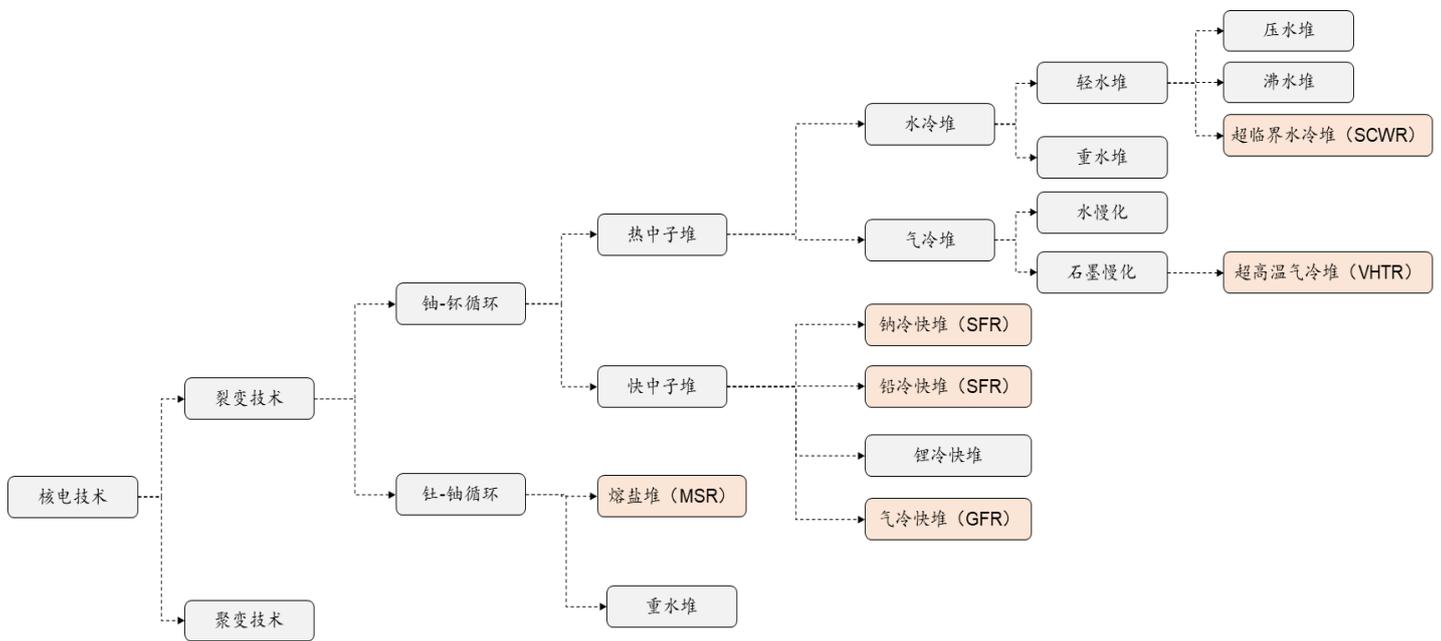
- 我们认为：国内核电新技术投资围绕核电“三步走”战略，从三代核电（热堆）到四代核电（快堆）到聚变堆。国内四代核电技术目前处于国际领先地位，高温气冷堆已商用并完成了第二台机组核准（电-汽联供），落地最快；中核玲珑一号 SMR 商用堆（全球首个）预计于 2026 年并网，将是下一个重点落地项目。此外，快堆与聚变堆预计分别于 2035 年、2050 年建成商用堆。
- 核电技术的发展来看，当前三代技术成熟、四代核电试点，均为核裂变路线下的技术迭代。
 - ✓ 第一代核电：核电站的开发与建设开始于上世纪 50 年代，实验性和原型核电机组被称为第一代核电机组。
 - ✓ 第二代核电：上世纪 60 年代后期，在试验性和原型核电机组基础上，陆续建成了功率在 30 万千瓦以上的压水堆、沸水堆、重水堆等核电机组，核电具备经济性。
 - ✓ 第三代核电：上世纪 90 年代开发研究成熟的先进轻水堆被称为第三代核电技术，目前有 VVER1000、AP1000、EPR、HPR1000（国产华龙一号）等主流堆型。
 - ✓ 第四代核电：第四代国际核能论坛(GIF)选定了六种四代反应堆型，包括三种热中子



堆和三种快中子堆。三种热中子堆分别是超临界水冷堆 (SCWR)、超高温气冷堆 (VHTR) 和熔盐堆 (MSR)，其中 SCWR 是唯一入选的水冷堆路径，MSR 是唯一入选的以“钍”代替“铀”作为核燃料的路径；三种快中子堆分别是钠冷快堆 (SFR)、铅冷快堆 (LFR) 和气冷快堆 (GFR)，差异主要体现在冷却剂的选择。总体上，四代机相比三代机在原理设计层面的改变巨大、且路径选择也更多。我国拥有全球首座投入商业运行的第四代核电站——中国华能石岛湾高温气冷堆示范工程，已于 12M23 正式商运投产，设备国产化率达到 93.4%。

- 国际原子能机构 (IAEA) 将电功率在 300MW 以下的核电机组定义为小型堆 (SMR，区别于常规三代核电 HPR1000 单个机组 120 万千瓦容量)，SMR 主要从装机容量角度进行定义，所用技术路径可以是三代轻水堆 (合计约占目前全球开发量的 50%)、也可以是四代气冷堆、快堆、熔盐堆 (合计约占目前全球开发量的另 50%)。

图表64：核电技术路径图谱



来源：国金证券研究所

- 从现有投运 SMR 机组看，中国进度领先。中国于 7M21 开工建设的 ACP100 反应堆 (玲珑一号)，目标在 2026 年底前开始商运。美国 NuScale 小型堆于 9M20 通过美国核管会 (NRC) 标准设计审查，但因项目经济性问题并未开工。

图表65：主要国家小堆类型参数表

	美国		俄罗斯	中国
小堆类型	mPower	NuScale	KLT-40S	ACP100
模块容量	150MW	77MW	35MW	125MW
设计寿命	60 年	60 年	40 年	60 年
核燃料	UO ₂	UO ₂	UO ₂	UO ₂
燃料富集度	<5%	4.95%	20%	<5%
换料周期	4 年	21 个月	28 个月	24 个月

来源：CNKI、国金证券研究所

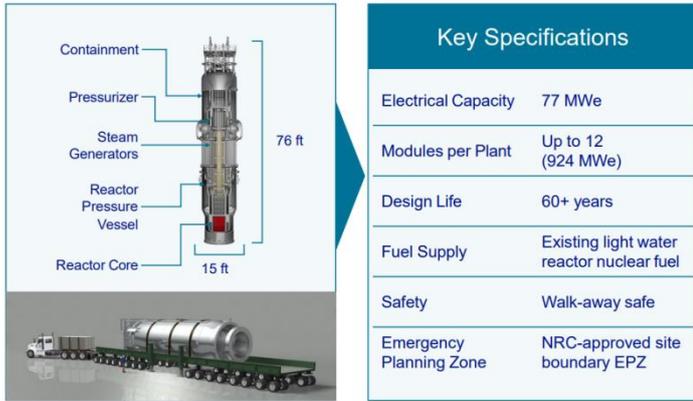
- 数据中心为 SMR 带来新的应用场景。SMR 通常适用于电力市场基本饱和、电力需求微增长的发达国家，和资金实力有限、电网容量较小、难以容纳大型核电机组的发展中国家。美国目前由能源部 (DOE) 通过政府资助项目支持小堆的研发，美国核管会 (NRC) 着手制定小堆设计的审查大纲与解决政策性问题。NuScale 发布的 77MW 模块化方案



预计可以通过工厂预制方式将建造周期缩短至 36 个月，依据数据中心负荷需求设计模块数量，并且受场址约束更小。

图表66: NuScale 77MW 模块化小堆参数

图表67: SMR 为数据中心供电具备 5 大优势



来源: NuScale、国金证券研究所



来源: NuScale、国金证券研究所

- 国内 SMR 关注中核集团海南昌江玲龙一号项目。该项目于 7M21 FCD，于 8M23 安装核反应堆核心模块，并于 9M24 完成了常规岛汽轮发电机组定子安装。该机组大小仅为传统反应堆的 1/10，采用了国内首台自主设计的屏蔽式主泵，取消了传统大堆复杂的管路，采用高度仅传统 1/5 的直流蒸汽发生器，实现集约化效果。

图表68: 玲龙一号反应堆核心模块安装图 (1)

图表69: 玲龙一号反应堆核心模块安装图 (2)



来源: 中国核工业集团、国金证券研究所

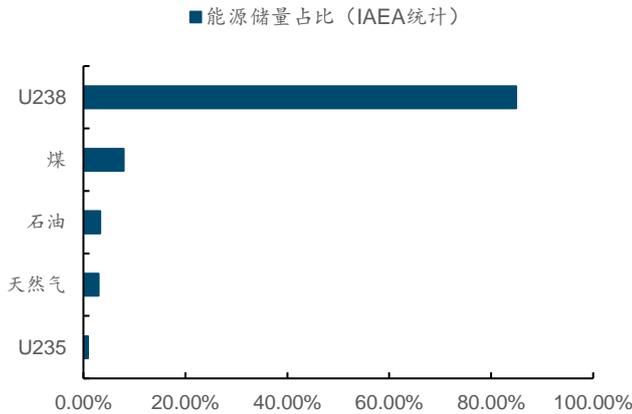


来源: 国家核安全局、国金证券研究所

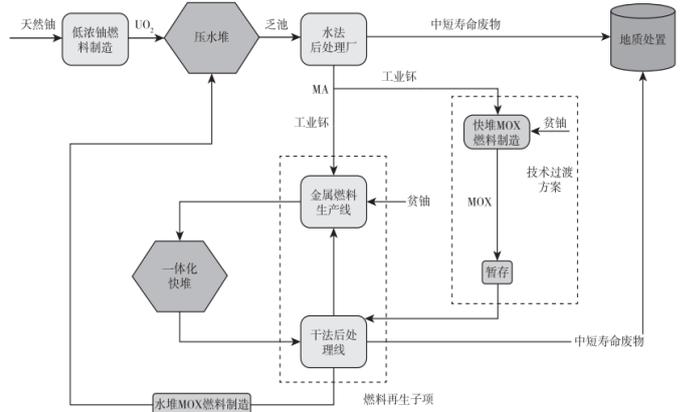
- 为解决核燃料困境，开发快堆技术。一座百万千瓦级一体化快堆一年只需要 1t 的贫铀 U238 即可保持运行，同时还可以嬗变 5 座百万千瓦压水堆产生的长寿命放射性废物。在二元核能体系中，利用压水堆的乏燃料以及贫铀 U238 实现快堆装机和运行，并实现燃料增殖；快堆增殖的核燃料可以支撑压水堆更大规模、更长时间的发展，以最少的铀资源，发最多的电，产生最少的废物。



图表70: U238 探明储量庞大



图表71: 快堆-压水堆二元核能体系可解决压水堆乏燃料处理问题



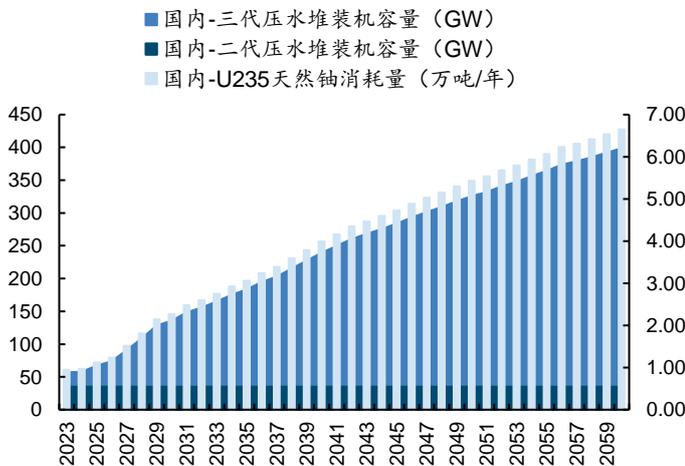
来源:《我国快堆的创新与发展》、国金证券研究所

来源:《我国快堆的创新与发展》、国金证券研究所

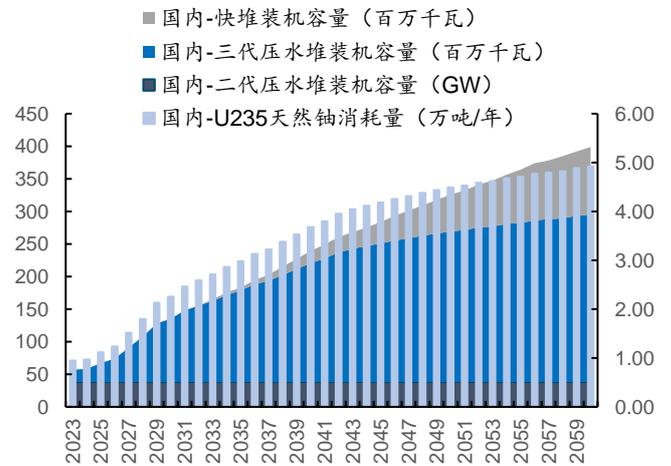
- 国内快堆规划有望降低远期(2060年)近3成U235需求。我国若达成核电发电占比20%的目标对应核电装机需达到400GW以上,对应U235需求量为6.7万吨/年,这接近目前全球U235年消耗量。根据核能高质量发展大会上的国内专家预测,2035年后快堆装机容量将得到快速发展,至2060碳中和节点、400GW总装机中预计包含100GW快堆,对应全压水堆情景下U235消耗需求减少约1.73万吨。

图表72: 国内预测口径下2060年国内U235消耗量将升至6万吨/年

图表73: 快堆替代可降低U235需求



来源:2024核能高质量发展大会、国金证券研究所



来源:2024核能高质量发展大会、国金证券研究所

- 霞浦快堆设计具备向商用过渡能力,关注2035年中核集团商用快堆目标。霞浦快堆的建成使我国成为继法国、俄罗斯等国家之后第三个建成大型钠冷快堆核电站的国家,中核集团计划于2035年左右建成一体化快堆首个示范工程,实现商业化示范。需要突破的技术包括百万千瓦级钠冷快堆、金属燃料、干法处理和废物整备等。预计MOX堆会起到过渡作用。



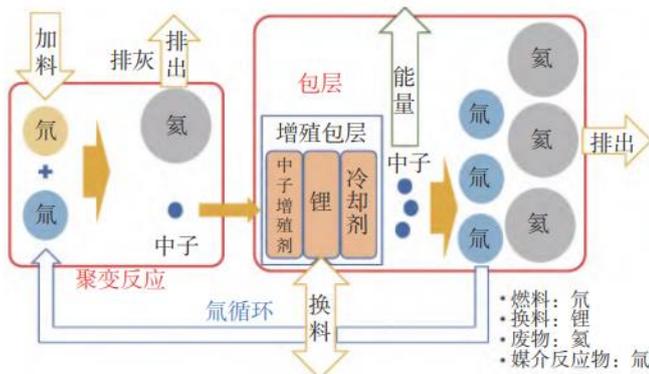
图表74：中核集团霞浦快堆已建成落地

参数	实验快堆	霞浦快堆	商用快堆
冷却剂	钠	钠	钠
型式	池式	池式	池式
燃料	UO ₂ /MOX	UO ₂ /MOX	MOX/(U-Pu) Zr
包壳材料	316Ti/CN-1515	CN-1515	HT9/ODS
乏燃料贮存	堆内+水池	堆内+水池	堆内+水池
放射性包容系统	密封性厂房结构	安全壳	安全壳

来源：CNKI、国金证券研究所

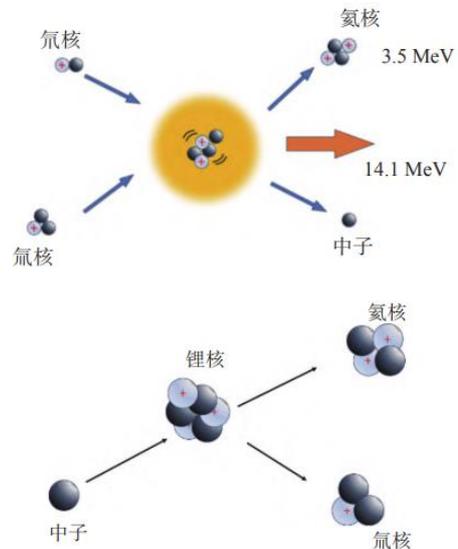
- 大国终极能源技术博弈在于核聚变技术。
- 核聚变物理原理来自质能方程：轻原子核在一定条件下发生聚合反应，反应过程中损失一部分质量、并以能量的形式释放。氢的同位素氘氚（D-T）反应由于其碰撞截面较大而被认为是有望最早实现的受控热核聚变反应。在D-T聚变反应堆运行过程中生成14.1MeV的高能中子，高能中子进入反应装置的包层中慢化、动能转化为热能、加热工质并推动汽轮机发电；同时，中子与包层中的锂反应产生燃料氚，实现核燃料循环中的氚循环过程。因此，氚作为较难获得的燃料只在“初次点火”时需要，后续运行中持续补充的为燃料氚（海洋中储量庞大）、因反应失去的锂。
- 磁约束核聚变（MCF）是目前国际公认最有希望的氘氚核聚变反应实现途径，国际热核聚变实验堆（ITER）与国内两院所研制的托克马克装置均采用该路线。聚变堆需满足据劳森判据，达成三个条件，使核聚变反应的能量产出率大于能量损耗率（能量增益因子Q作为判别指标，商业堆Q值需达到10），且能够控制反应进度保持稳定运行。
 - ✓ “高温”。燃料气体被电离成“等离子体”后，温度要达到上亿度，才能保证原子核有足够的动能彼此接近并发生核聚变反应；
 - ✓ “高密度”。过于稀薄时原子核之间碰撞或发生核反应的机会小；
 - ✓ “长时间能量约束”。目的是使得核聚变反应能持续进行，尽可能降低等离子体的能量损失率。

图表75：聚变堆主循环原理示意图



来源：CNKI、国金证券研究所

图表76：氘氚（D-T）反应示意图、中子与锂（⁶Li）反应示意图



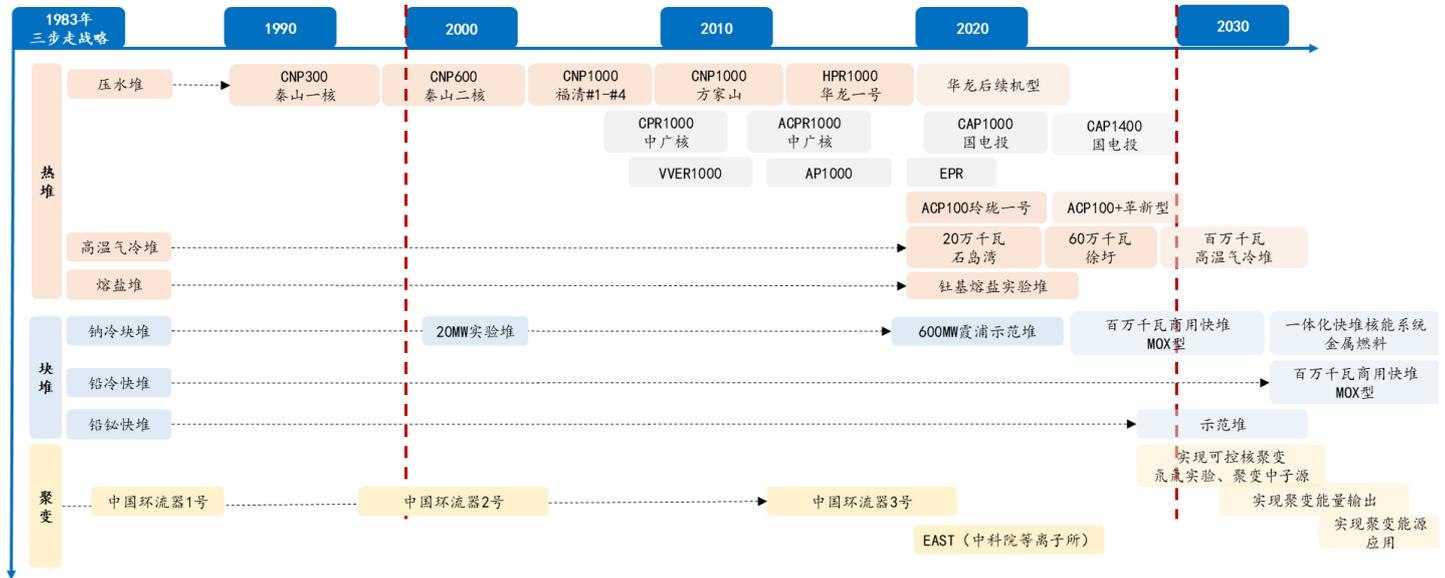
来源：CNKI、国金证券研究所

- 国内可控核聚变规划2050年建成商用堆，2035年前后在示范堆或实验堆阶段取得标志性成果。核电“三步走”战略中，核聚变工程目前处于规模实验阶段，国内核聚变



研究主要由科研院所牵头，中核集团西南物理研究院已建成环流3号托卡马克装置、中科院合肥物质科学研究院建成了EAST托卡马克装置。后续需要经历非核运行、氘氚反应等进一步燃烧实验。此外，我国也参与了国际ITER合作项目。

图表77：核电“三步走”战略



来源：2024 核能高质量发展大会、国金证券研究所

5、投资建议

① 下游：核电运营

- 中国核电与中国广核为行业“双寡头”，前期核准节奏带来装机高峰期节奏差异。漳州#1#2/惠州#1#2 投运贡献明年核电增长弹性。其中：(1) 中核：10M24 漳州#1 换料完成，预计年底并网；10M24 漳州#2 倒送电完成，参考福清#6 历史进度预计 10M25 并网，25 年考虑并网节奏后的装机容量、电量将同比+5.9%。首运享受税收优惠、免提乏燃料处理费，参考福清或将增厚平均度电盈利。(2) 中广核：9M24 惠州#1 热试完成，预计 1H25 投产。惠州电站目前由集团持股 82%，权益装机增量可观，未来计划惠州#1、惠州#2 一并注入，考虑到惠州#2 计划 26 年投运，届时或迎来更大弹性。
- 国电投核电资产计划注入电投产融平台。本次电投产融重组置入标的为国电投核能有限公司（简称电投核能），控股山东海阳核电，参股辽宁红沿河核电、浙江三门核电、浙江秦山二/三核。截至 11M24，电投核能控股（包括共同控制）在运核电机组 8 台（海阳#1#2、红沿河#1~#6），装机规模 921 万千瓦；管理国家电投集团控股核准在建机组 8 台，装机规模 1056 万千瓦；另外拥有广东、广西、山东等沿海储备厂址待纳入规划。

图表78：中国核电未来三年装机预测



来源：中国核电公告，国金证券研究所

图表79：中国广核未来三年装机预测



来源：中国广核公告，国金证券研究所



图表80：牌照垄断下核电央企集中度高

核准时间	核准机组情况	年合计（台）	项目归属
2019年	广东太平岭核电站（1#、2#）	4	中国广核
	福建漳州核电站（1#、2#）		中国核电
2020年	海南昌江核电站（3#、4#）	4	华能集团
	浙江三澳核电站（1#、2#）		中国广核
2021年	江苏田湾核电站（7#、8#）	5	中国核电
	辽宁徐大堡核电站（3#、4#）		中国核电
	海南昌江小堆机组		中国核电
2022年	浙江三门核电站（3#、4#）	10	中国核电
	广东陆丰核电站（5#、6#）		中国广核
	山东海阳核电站（3#、4#）		国电投
	福建漳州核电站（3#、4#）		中国核电
	广东廉江核电站（1#、2#）		国电投
2023年	山东石岛湾电站扩建一期（1#、2#）	10	华能集团
	福建宁德核电站（5#、6#）		中国广核
	辽宁徐大堡核电站（1#、2#）		中国核电
	广东太平岭核电站（3#、4#）		中国广核
	浙江金七门核电站（1#、2#）		中国核电
2024年	浙江三澳核电站（3#、4#）	11	中国广核
	广东陆丰核电站（1#、2#）		中国广核
	山东招远核电站（1#、2#）		中国广核
	广西白龙核电站（1#、2#）		国电投
	江苏徐圩核电站（1#、2#、气冷堆）		中国核电

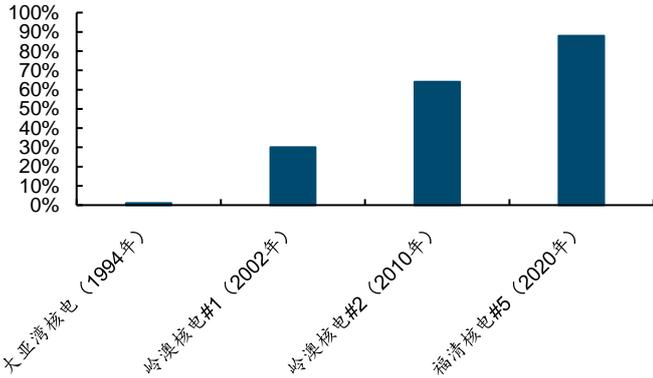
来源：国务院、核电纵横、国金证券研究所

② 中游：核电设备

- 核岛设备高技术壁垒，三代核电发展带动国产化百亿市场。
- ✓ 我国核电站设备国产化率水平由1994年大亚湾核电的不足1%发展到华龙一号近90%，三代核电多数核心设备已成功实现了国产化。
- ✓ 从价值量拆解来看：核电设备价值占机组比例约50%，核岛占核电设备价值的46%左右。往后看，在当前国产化率水平下，假设“十四五”期间年核准新建8~10台，按照三代机组单台120万千瓦，单位成本1.6万元/KW测算，对应核岛设备新增市场空间在353~442亿元（考虑国产化率90%，对应国产核岛设备市场空间约为318~397亿元）。

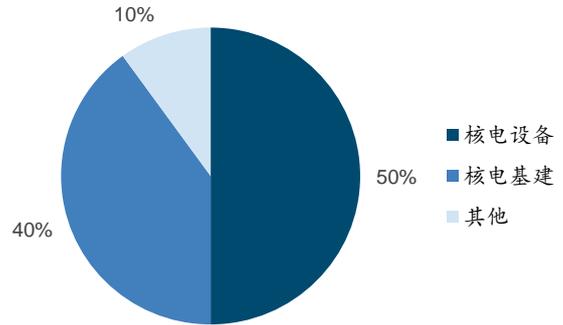


图表81: 华龙一号国产化率水平近 90%



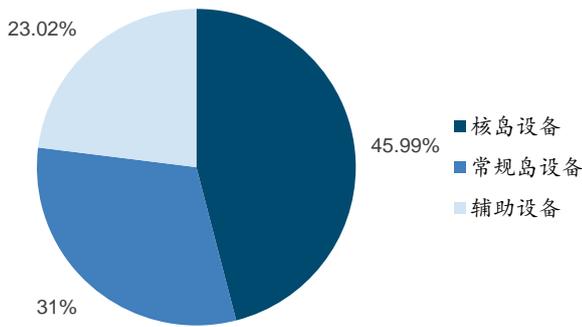
来源: 中国核能行业协会, 国金证券研究所

图表82: 三代核电设备价值占比 50%



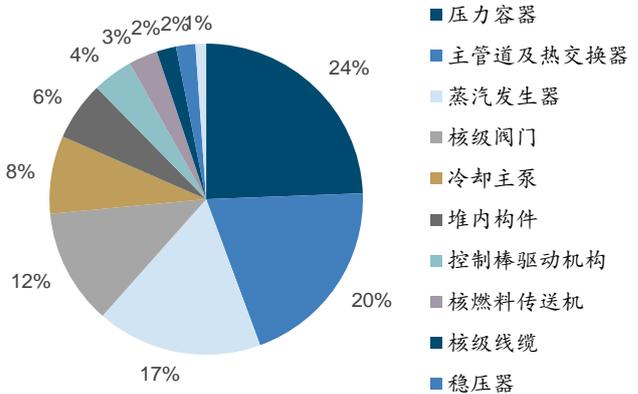
来源: 北极星核电网, 国金证券研究所

图表83: 核电设备价值中心在核岛



来源: 智研咨询, 国金证券研究所

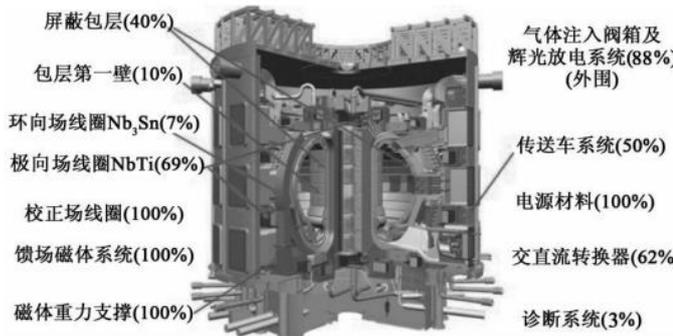
图表84: 核岛设备价值量拆分



来源: 智研咨询, 国金证券研究所

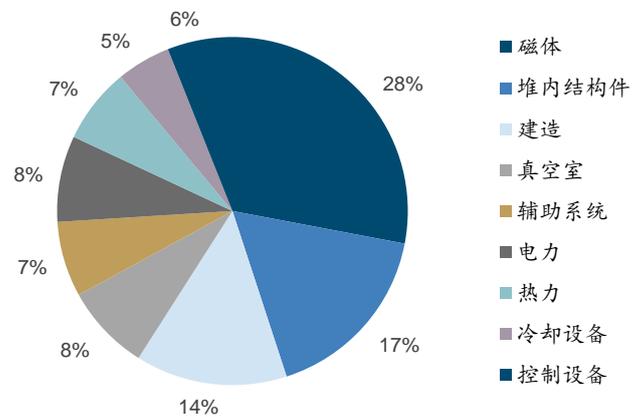
- 我国参与核聚变相关设备研制, 磁体、包层第一壁为高价值量环节。国际热核聚变实验堆 (ITER) 计划是当前规模和影响最大的国际科研合作项目之一。我国承担了 12 个子包 (分属 6 个采购包) 的制造任务, 涉及到的部件 (材料) 中包括极向场线圈、第一壁等核心组成, 根据前期成本测算, 磁体与堆内结构件将占到总价值量的 45%。

图表85: ITER 装置及我国承制的部件示意图



来源: CNKI、国金证券研究所

图表86: ITER 装机预期成本构成



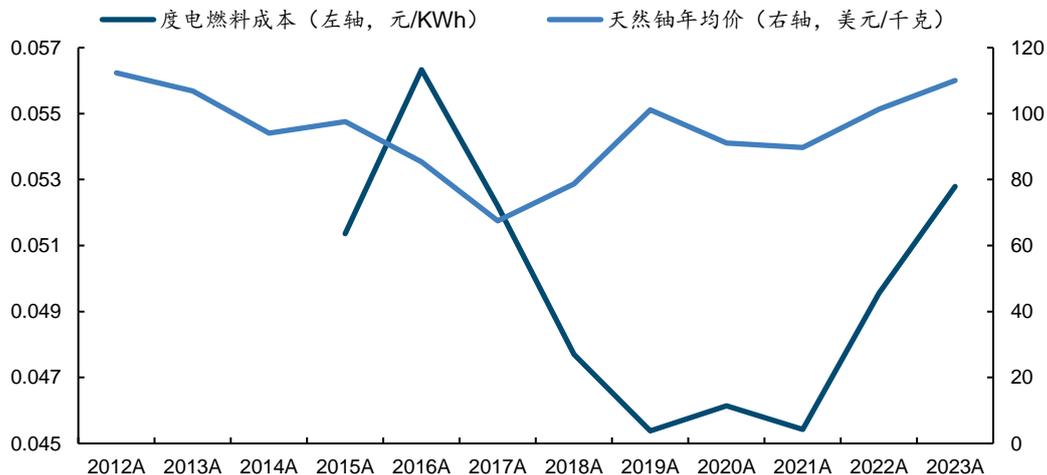
来源: CNKI、国金证券研究所



③ 上游：核电燃料

- 核燃料组件核心材料为二氧化铀燃料芯块，由天然铀提炼而成，天然铀占核燃料成本比例约 49%（约占核电发电总成本比例约 15%）。国内核电在建在运总量达全球之首，美国牵头的三倍核能复兴计划提升海外天然铀需求预期，全球天然铀供需或将偏紧。从中核度电燃料成本与天然铀现货价（年平均）趋势比较来看，长协相比市场价的波动有所滞后，但总体变化趋势一致，当前相比于 19/20 年底处于上涨周期。

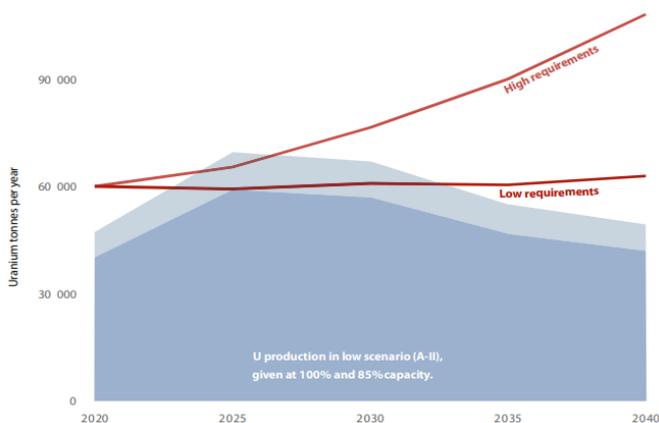
图表87：中核度电燃料成本与天然铀现货价（年平均）趋势相同



来源：中国核电公司公告、ifind、国金证券研究所

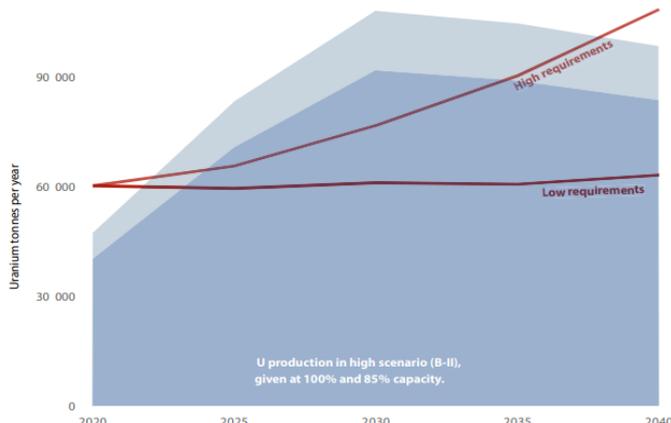
- 2019 年以前国内核电核准停滞+海外市场化核电开发不具备经济性，核电需求预期不足，叠加 2020 年起的公共卫生事件冲击，部分海外铀矿停产、新规划铀矿实施进度缓慢。即使考虑产能利用率打满，仅依赖当前在产铀矿，高需求假设下 2025~2030 年间将出现当年供需缺口（暂不考虑库存），而实际在 85%产能利用率背景下缺口将更早出现。

图表88：在产铀矿年供应与需求匹配情况



来源：NEA，国金证券研究所

图表89：考虑规划新产能落地后年供应与需求匹配情况



来源：NEA，国金证券研究所

- 综上所述，我们认为在大国终极能源技术博弈与 AI 数据中心驱动的用电形势逆转双重作用下，市场化核电经济效益将有所改善，带动中游核设备与材料产业链、上游核燃料供应链的复兴。我国则将在本轮全球核电复兴中扮演引领者的角色。汇总核能产业链上中下游各环节上市公司及对应估值。


图表90：核能产业链上下游核心环节与上市公司

环节	产业链环节	主营产品	公司名称
下游	核电运营	电力供应	中国核电 中国广核 电投产融
	核技术应用	辐照加工、核环保	中广核技
中游	三代核电设备	冷却主泵、蒸汽发生器、压力容器、控制棒驱动机构、堆内构件	上海电气
		冷却主泵、蒸汽发生器、压力容器、稳压器	东方电气
		冷却主泵、蒸汽发生器	哈尔滨电气 (H)
		核阀门、乏燃料处理	江苏神通
		控制棒驱动机构	浙富控股
		安全壳	中国核建
	四代核电、核聚变设备	主氮风机 (高热气冷堆主泵)	佳电股份
		贮存、运输压力容器	科新机电
		核工业专用机器人	景业智能
		高温超导	联创光电、永鼎股份
		低温超导	西部超导
	偏滤器、包层系统	国光电气	
上游	核电燃料	天然铀供应	中广核矿业 (H)

来源：国金证券研究所

图表91：相关公司估值情况

代码	证券简称	总市值 (亿元)	收盘价 (元/股)	EPS (元/股)					PE				
				1月9日	1月9日	22A	23A	24E	25E	26E	22A	23A	24E
601985.SH	中国核电	1863.78	9.87	0.47	0.55	0.59	0.62	0.67	21	18	17	16	15
003816.SZ	中国广核	1710.38	3.69	0.20	0.21	0.24	0.26	0.26	19	17	16	14	14
000958.SZ	电投产融	320.85	5.96	0.19	0.24	0.25	0.26	0.27	32	25	24	23	22
中位数				0.20	0.24	0.25	0.26	0.27	21	18	17	16	15
平均值				0.28	0.33	0.36	0.38	0.40	24	20	19	18	17
601727.SH	上海电气	974.85	7.15	-0.23	0.02	0.04	0.10	0.19	-31	397	179	72	38
600875.SH	东方电气	435.38	14.62	0.92	1.14	1.22	1.51	1.71	16	13	12	10	9
1133.HK	哈尔滨 电气	50.42	2.44	0.06	0.31	0.42	0.62	0.75	42	8	6	4	3
002438.SZ	江苏神通	64.71	12.75	0.45	0.53	0.62	0.76	0.90	28	24	21	17	14
002266.SZ	浙富控股	153.97	2.95	0.27	0.19	0.19	0.22	0.27	11	16	15	13	11
601611.SH	中国核建	243.94	8.10	0.56	0.59	0.77	0.90	1.04	14	14	10	9	8
000922.SZ	佳电股份	61.30	10.33	0.59	0.67	0.68	0.87	1.04	18	15	15	12	10
300092.SZ	科新机电	31.23	11.40	0.52	0.61	/	/	/	22	19	/	/	/
688290.SH	景业智能	40.27	39.41	1.61	0.35	0.85	1.45	2.03	24	113	46	27	19
600363.SH	联创光电	208.63	45.83	0.60	0.75	1.03	1.37	1.69	76	61	44	34	27
600105.SH	永鼎股份	72.37	4.95	0.15	0.03	0.06	0.07	0.08	33	165	83	71	62
688122.SH	西部超导	265.78	40.91	2.33	1.16	1.34	1.68	2.04	18	35	31	24	20
688776.SH	国光电气	52.89	48.80	2.14	0.83	1.06	1.46	1.96	23	59	46	33	25



中位数				0.56	0.59	0.73	0.89	1.04	22	24	26	21	17
平均值				0.77	0.55	0.69	0.92	1.14	23	72	42	27	20
1164.HK	中广核 矿业	117.29	1.67	0.06	0.06	0.07	0.09	0.12	26	28	25	18	13
000881.SZ	中广核技	65.05	6.88	0.21	-0.78	-0.05	0.14	0.29	33	-9	-138	51	24

来源：Wind、国金证券研究所 注：更新至 2025/1/9，中国核电、中国广核盈利预测采取国金预测，其余公司采取 Wind 一致预期

6、风险提示

- 电力供需趋于宽松风险。当前国内处于电力市场化改革的关键阶段，但电源投资、尤其是核电这类支撑性电源重点工程投资，决策过程仍反映较强的计划性，由此形成电源侧投产的周期性。而恰逢我国产业结构调整、传统房地产支撑下的高耗能产业用电需求显著萎缩，以 AI 数据中心为代表的新型高耗能产业正在兴起，用电侧同样体现周期性。供需两侧若出现错配，或存在阶段性电力过剩。考虑到目前国内市场化核电收益来源单一，不享有固定的容量补偿或零碳价值变现，仅通过电能量市场获得收益。若供需偏松将带来电量电价下降，对核电收益带来不利影响。
- 核燃料成本上升风险。国内核电运营商主要通过签订长协来锁定燃料成本，避免大幅波动。自 COP28 以来，三倍核能计划引发全球对天然铀供需形势的担忧，恰逢 25 年部分电站长协重新签订。在预期看涨的背景下，燃料长协价格上升或对核电成本端带来压力。
- 核电核准持续性不及预期风险。近两年国内核电核准维持 10 台/年的高值（预期区间为 8~10 台/年）。这一核准规模建立在存量同时在建项目数较低背景下。考虑到核准到开工通常在 1 年以内，同时开工数增多以后对核电设备供应、核电施工资源、核电专业人才等各方面提出挑战。若受客观因素制约、核准规模或存在不及预期可能，对核电发展节奏带来不利影响。
- 核电新技术突破不及预期风险。当前我国具有华龙一号三代核电自主研发能力和专利技术，且在高温气冷堆、钠冷快堆等领域保持国际领先的开发进度，在核聚变研究方面拥有环流 3 号、EAST 等托克马克装置建成。但考虑到以美国为首的 COP29 联盟加大对核电新技术的投入力度和技术出口管制，新技术竞赛中若无法实现关键技术的突破，产业化进程或将不及预期。



行业投资评级的说明：

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；

增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；

中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；

减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。



特别声明:

国金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。

形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于C3级(含C3级)的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海	北京	深圳
电话: 021-80234211	电话: 010-85950438	电话: 0755-86695353
邮箱: researchsh@gjzq.com.cn	邮箱: researchbj@gjzq.com.cn	邮箱: researchsz@gjzq.com.cn
邮编: 201204	邮编: 100005	邮编: 518000
地址: 上海浦东新区芳甸路 1088 号 紫竹国际大厦 5 楼	地址: 北京市东城区建国内大街 26 号 新闻大厦 8 层南侧	地址: 深圳市福田区金田路 2028 号皇岗商务中心 18 楼 1806



【小程序】
国金证券研究服务



【公众号】
国金证券研究