

公用事业行业深度报告

全球核电深度——激荡七十载，后浪汤汤来
增持（维持）

2024年11月13日

证券分析师 袁理

执业证书：S0600511080001
021-60199782

yuanl@dwzq.com.cn

证券分析师 任逸轩

执业证书：S0600522030002
renyx@dwzq.com.cn

投资要点

- **全球碳中和及 AI 需求爆发的驱动下，全球核电再迎复兴，中国核电装机空间广阔。**1973 年国际石油危机爆发，核电成为替代能源得以高速发展。2024 年全球可运行机组达 439 台，发电量占比 9%。**美国已历经 70 年发展，核电发电量占比约 20%；中国经 30 余年发展后，核电占比仅 5%。**低碳目标和能源安全背景下，全球核电再迎复兴。2023 年第 28 届联合国气候大会，22 个国家达成共识，2050 年全球核电装机达 2020 年的三倍。截至 2024 年 8 月，全球可运行机组容量约 395GW，在建/计划机组容量约 71GW/85GW，增量弹性 18%/21%。中国在建/计划机组容量约 35GW/40GW，是未来 10-15 年全球核电投运的主要驱动力。印度、俄罗斯、土耳其、英国、韩国也均有 5GW 及以上增量。
- **全球电改进度参差，核电电价从管制到市场化，绿色溢价增厚收益。**
 - 1) 美国：**电力市场竞争、垄断并存，目前已完成电改的 23 个州实现电力市场化，核电主要通过市场集中竞价机制定价，多市场交易保障核电合理收益。**政府补贴体现绿色溢价，零碳排放信用（ZEC）补贴以纽约州为例，2023 年 18.27 \$/MWh；核电生产税收抵免（PTC）以 2024 年为基准，当核电厂总收入低于 \$43.75/MWh 时，PTC 可为核电厂提供税收补贴支持。**
 - 2) 法国：**电力市场受政府监管力度较大，法国电力集团 EDF 具有垄断地位，监管价和市场价并行。2026 年起执行新机制，控制核电平衡均价 70 欧元/MWh，使 EDF 有足够盈利空间推动新项目；如价格飙升利润超预期，EDF 将返还部分额外盈利以补贴终端。
 - 3) 日本：**电力市场区域垄断，五轮电力改革后进入全面市场化，由市场主导电价。2022 年发出重振核电信号，执行“最大限度利用核电”的新方针。
 - 4) 中国：**2013 年以后核电执行“两价取低”的政策，市场化比例逐年提升，约 50%。**核电市场化后可通过多市场交易及合理补贴保障收益，由政府管控的电价也调控至合理水平以覆盖成本。**
- **核电具备竞争力，成本下行可期。**2012 年以前，美国核电站由于开展延寿和提高容量改造，实施“9.11”事件和福岛核事故专项安全改进，核电发电成本在 2012 年达到 44.57 美元/MWh 的历史顶峰。随后美国提出以“降本增效”为核心目标的“履行核电承诺”行动计划（DNP 计划），总目标是到 2020 年实现美国核电行业总发电成本较 2012 年下降 30%。到 2022 年，美国核电总发电成本已降至 20 年以来最低值，约 30.92 美元/MWh，比 2012 年下降近 40%。其中，1) DNP 计划推动运营成本下降 33.4%，2) 延寿、安全升级等投资项目完成，资本成本下降 50.9%，3) 铀价自 2008 年峰值下降，燃料成本下降 41.4%。
- **中国具备低成本优势，未来折旧成本仍有下行空间。**我们分析中国核电、中国广核和美国 CEG 的度电成本，2023 年中国核电、中国广核度电成本约 0.2 元/KWh，而美国 CEG 约 0.265 元/KWh，主要系 CEG 运维成本约为中国 2 倍。未来中国核电机组进入延寿期后，折旧具备下行空间。我们假设度电折旧与美国 CEG 目前水平相当（0.04 元/KWh），**核电总度电成本将下行 10-20%左右。**
- **核电延寿全球推进，优质资产长期价值再增厚。**2024 年全球在运核电机组平均年龄超 30 年，超过 40 年运行时间的机组多达 136 台，**延寿需求激增。**根据 IEA，在假设机组能力因子为 85%、折现率为 7%情景下，核电新建机组 LCOE 平均约为 70 美元/MWh，延寿 10 年/延寿 20 年机组的 LCOE 分别为 34/30 美元/MWh，不及新建机组的 50%。我们以单台规模为 0.67GW 的第二代核电机组为例，测算核电机组延寿一次对内在价值增厚效应可达 11%-23%，折现率越小增厚弹性越大。**延寿可降低核电成本并增厚内在价值，核电具备长期运行优势。**
- **投资建议：**全球核电迎复兴，中国核电装机空间广阔。重点推荐核电运营双寡头【中国核电】【中国广核】，建议关注【中广核电力】。
- **风险提示：**电价波动；新项目投运不及预期；核电机组运行风险。

行业走势



相关研究

- 《能源法 2025 年 1 月 1 日起施行，基础统领性法律填补能源立法空白》
2024-11-10
- 《大力实施可再生能源替代行动，公用事业三季度业绩稳健质量提升》
2024-11-04

内容目录

1. 激荡七十载，后浪汤汤来	5
1.1. 激荡七十载：能源安全+技术进步，20世纪70年代核电装机爆发	5
1.2. 后浪汤汤来：碳中和+AI新需求，全球核电再迎复兴	11
1.2.1. 全球核电复兴，2050年全球核电达2030年3倍	11
1.2.1. AI和数据中心推动电力需求增长，核电备受青睐	12
2. 全球核电电价：因地制宜，从管制到市场，绿色溢价增厚收益	15
2.1. 美国：竞争、垄断并存，多市场交易+绿色溢价保障核电收益	15
2.1.1. 美国电力市场情况复杂，竞争、垄断并存	15
2.1.2. 美国核电多市场交易保障收益	17
2.1.3. 核电享绿色溢价，政府补贴增厚收益	18
2.2. 法国：政府控制程度高，引入新机制保障核电合理电价	20
2.2.1. 法国电力市场相对寡头化，政府监管和控制程度较高	20
2.2.2. 核电定价新机制下的超额收益将由政府部分征收并再分配	21
2.3. 日本：五轮改革实现全面市场化，核电重振兴信号发出	22
2.3.1. 日本是典型的区域垄断型电力市场，五轮改革实现全面市场化	22
2.3.2. 核电发展受到福岛事故重创，重振核电信号已发出	24
2.4. 中国：深化电改持续中，核电市场化率逐年提升	25
2.4.1. 中国电力市场从发输配售一体化到管住中间、放开两端	25
2.4.2. 核电定价执行“两价孰低”政策，市场化交易比例提升	25
3. 核电具备竞争力，成本下行可期	28
3.1. 核电降本增效大有裨益	28
3.2. 中国的核电度电成本低于美国，且仍具备下行空间	30
4. 核电延寿全球推进，优质资产长期价值再增厚	32
4.1. 高龄机组潮来临，延寿需求激增	32
4.2. 机组延寿可降低平准化成本，长期运行凸显优势	33
4.3. 核电机组延寿可增厚内在价值	34
5. 投资建议与风险提示	35
5.1. 投资建议	35
5.2. 风险提示	36

图表目录

图 1: 1965-2023 年全球核电发电量 (TWh)	5
图 2: 1965-2023 年各国核电发电量对比 (TWh)	6
图 3: 2000-2023 年全球核能发电量结构 (TWh)	6
图 4: 2000-2023 年全球核电装机规模结构 (GW)	6
图 5: 2000-2023 年全球各国核电利用小时数对比	7
图 6: 2000-2023 年全球各国核能发电份额占比 (%)	7
图 7: 1965-2023 年中国按电源划分的历史发电量 (TWh)	7
图 8: 1965-2023 年美国按电源划分的历史发电量 (TWh)	8
图 9: 1965-2023 年法国按电源划分的历史发电量 (TWh)	9
图 10: 1965-2023 年日本按电源划分的历史发电量 (TWh)	10
图 11: 全球及重要核电国家装机概况 (截至 2024 年 8 月)	11
图 12: 重要核电国家未来 15 年新增装机容量 (GW) (截至 2024 年 8 月)	12
图 13: 2023 年全球电力需求变化 (TWh)	13
图 14: 2023 年电力需求同比变化率 (%) 及贡献比重	13
图 15: 2023 全球电力需求增长变化 (%)	13
图 16: 数据中心电力需求 (TWh)	14
图 17: 核电主流国家电力市场及核电电价梳理	15
图 18: 美国电力改革政策梳理	16
图 19: 美国批发电力市场格局	17
图 20: 美国零售电力市场格局	17
图 21: 美国核电市场交易概况	17
图 22: 各州 ZEC 补贴的时间线	18
图 23: PTC 和核电厂收入的关系	19
图 24: 2026-2040 年核电定价机制及征税标准	21
图 25: 2026-2040 年法国核电成本核算 (€/MWh)	22
图 26: 不同销售价格下的超额收入再分配 (€/MWh)	22
图 27: 日本十大电力公司及电网格局	23
图 28: 日本五轮电力改革梳理	24
图 29: 日本核电机组在运情况	24
图 30: 中国电力体制改革复盘	25
图 31: 中国核电定价机制演变	26
图 32: 2019-2023 年核电市场化交易比例	26
图 33: 中国不同省份核电市场化交易方案梳理	27
图 34: 2002-2022 年美国核电发电成本 (美元/MWh)	28
图 35: 2002-2022 年美国核电发电成本 (美元/MWh)	28
图 36: 2022 年美国不同类型核电站发电成本 (美元/MWh)	29
图 37: 1985/01-2024/10 全球实际市场价格: 铀 (美元/磅)	30
图 38: 2023 年美国铀矿来源及价格 (美元/磅)	30
图 39: 2019-2023 年中美各公司核电度电成本 (元/KWh)	31
图 40: 2019-2023 年中美各公司核电度电成本拆分比较 (元/KWh)	31
图 41: 1950-2023 年全球在建核反应堆分布	32
图 42: 全球在运核电机组寿命分布 (截至 2024 年 8 月)	33
图 43: 不同国家核电新建机组的平准化电力成本 LCOE (美元/MWh)	33

图 44: 新建 VS 延寿机组的平准化电力成本 LCOE (美元/MWh)	34
图 45: 二代核电机组延寿对内在价值的增厚效应测算——基本假设.....	34
图 46: 二代核电机组延寿对内在价值的增厚效应测算.....	35
图 47: 盈利预测与估值 (2024/11/12)	35

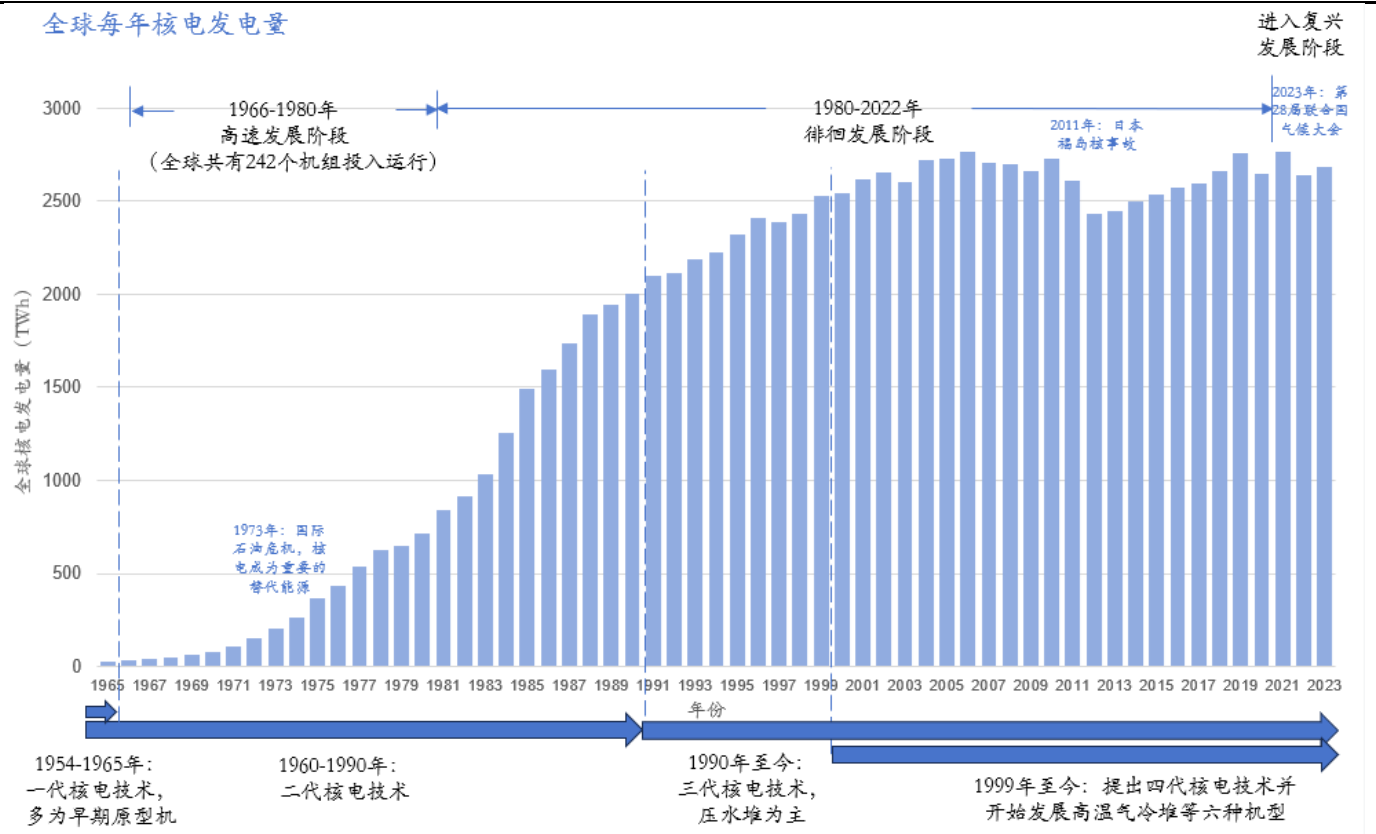
1. 激荡七十载，后浪汤汤来

1.1. 激荡七十载：能源安全+技术进步，20世纪70年代核电装机爆发

技术进步，核能发电走上主流。1954年，前苏联建成世界第一座商用核电站——奥布宁斯克核电站，人类进入和平利用核能时代。全球核电发展历程大致可分为四个阶段：实验示范、高速发展、徘徊发展以及复兴发展。核能利用多年技术发展，核电的安全性进一步提高，实现了从一代原型堆到二代商业化反应堆，再到三代先进大功率核反应堆的迭代升级，以及对安全性、经济性更高的四代核电技术的探索和实践。

1973年国际石油危机爆发，核电迎装机高峰。20世纪初以来，石油成为全球主要能源，为工业发展及家庭供暖提供燃料。然而，中东地区长期动荡的地缘政治影响全球油价波动，并在历史上导致几次石油危机的爆发，对全球工业和经济发展带来打击。1973年10月中东爆发赎罪日战争，阿拉伯国家为报复美国支援以色列，宣布对美国等在战争中支持以色列的国家实施石油禁运，导致国际油价飞涨，造成1973年的第一次石油危机，工厂陷入停顿，世界经济陷入瘫痪。由于担心石油断供再次发生，西方各国开始寻找替代能源，核电得以高速发展。1966-1980年间全球共有242个核电机组投入运行，属于第二代核电站。

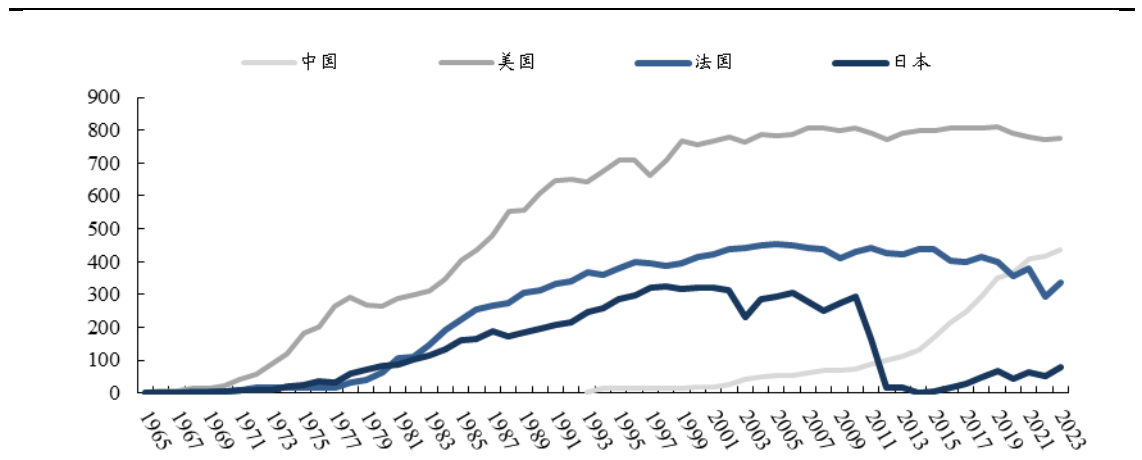
图1：1965-2023年全球核电发电量（TWh）



数据来源：Our Data in World，中国核电网，上海核电办公室，东吴证券研究所

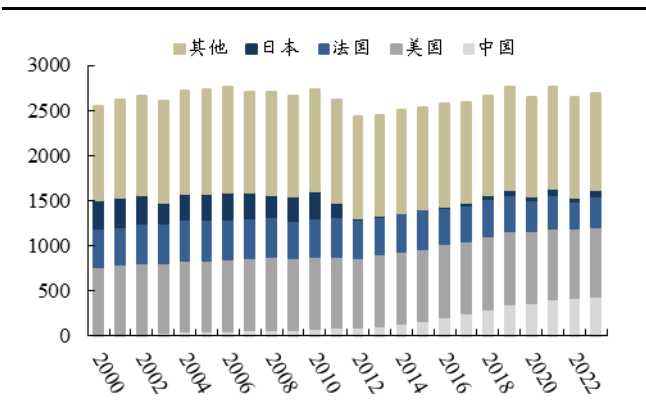
不同国情背景和资源禀赋下，各国核电发展产生分化，未来中国或将与美国核电定位相似。美国是全球核电先发的代表，法国、日本紧随其后，在 20 世纪 70 年代末进入高速发展阶段，并在 90 年代进入比较稳定的阶段。此后，美国核电在其电力结构发生巨大变化的背景下依然以 20% 左右的占比作为其稳定的电力供应来源。法国核电则以 70% 左右的占比成为其核心能源。日本核电占比一度达 30%，福岛核事故重创日本核电。中国在 20 世纪 90 年代开始发展核电，十年高速发展，目前已经超越法国成为全球第二大核能发电国。我们对比分析中国与其他三国的能源结构及发展变化，认为中国未来的核电发展定位更有可能与美国相似，成为重要且稳定的清洁电力供应来源。

图2：1965-2023 年各国核电发电量对比（TWh）



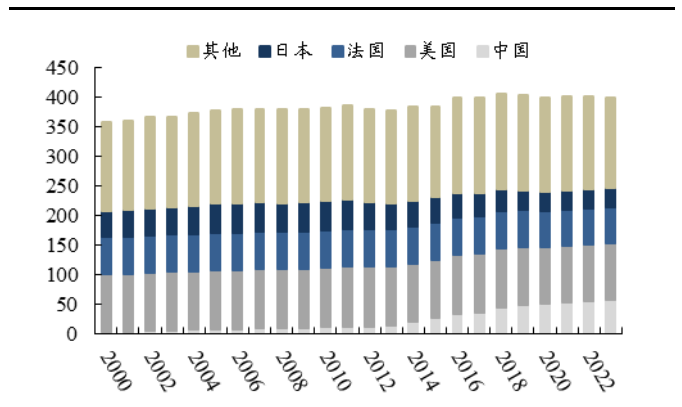
数据来源：Ember，东吴证券研究所

图3：2000-2023 年全球核能发电量结构（TWh）



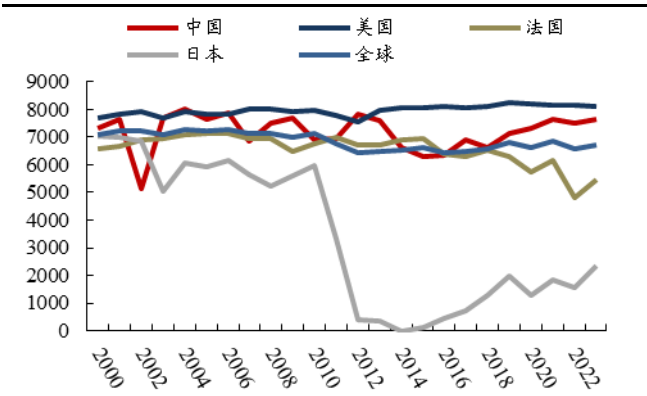
数据来源：Ember，东吴证券研究所

图4：2000-2023 年全球核电装机规模结构（GW）



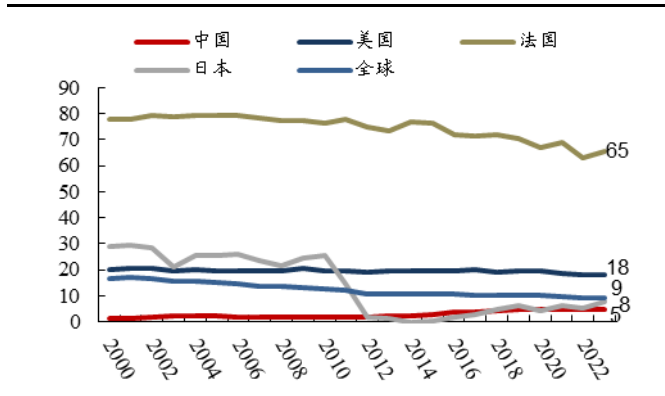
数据来源：Ember，东吴证券研究所

图5: 2000-2023 年全球各国核电利用小时数对比



数据来源: Ember, 东吴证券研究所

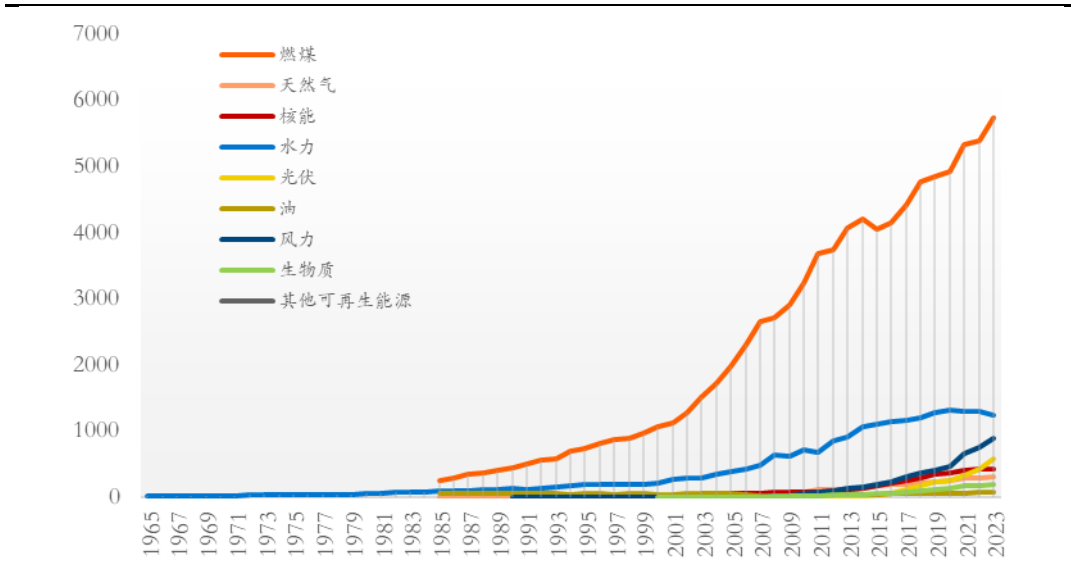
图6: 2000-2023 年全球各国核能发电份额占比 (%)



数据来源: Ember, 东吴证券研究所

“煤电独秀”的中国: 目前我国电力结构仍以火电为主, 风光水核为辅。受益于煤炭资源丰富且成本较低, 我国高度依赖燃煤发电, 清洁度较低。随着非化石能源的加速发展, 2023 年我国非化石能源装机规模突破 50%, 首次超过火电, 而煤电装机占比首次降至 40%以下。自 1991 年秦山核电站并网以来, 中国核电历经 30 余年发展, 2023 年装机规模已经达到 56.91 GW, 核电发电量 434.72 TWh, 占比接近 5%。随着中国核电进入常态化核准, 预计 2030 年、2035 年中国核电发电量占比分别可达 8%、10%, 未来十年仍将保持快速发展, 未来空间广阔。

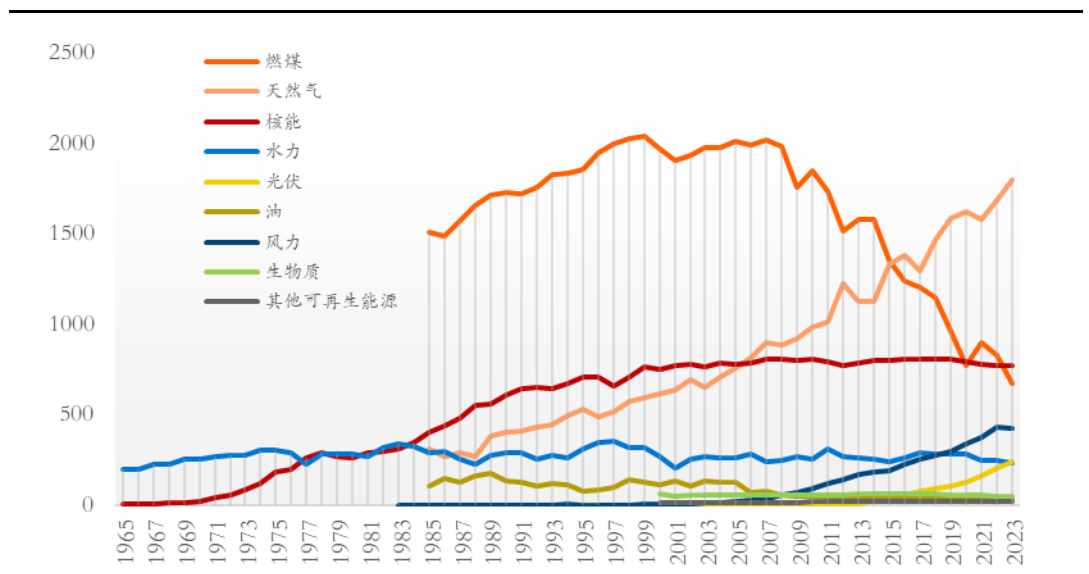
图7: 1965-2023 年中国按电源划分的历史发电量 (TWh)



数据来源: Our World in Data, 东吴证券研究所

“煤气扭转”的美国：20世纪70年代，石油危机导致欧美国家开始担忧石油资源的供应，同时美国希望在核能发展上超越前苏联，开始大规模建设核电站，联邦政府通过补贴和研究资金大力支持核电的发展。而1978年以前，美国天然气发展滞缓，联邦电力委员会（FPC）对天然气价格进行严格管制，抑制了上游企业的积极性，导致这一时期的天然气发电很难与核电一较高下。此后，1979年美国三里岛核电厂事故、1986苏联切尔诺贝利核电厂事故接连发生，使得公众接受问题成为核电发展的障碍之一。为保证核电的安全性，美国采取多种措施，使核电站建设工期拖长，投资增加，核电厂经济竞争力下降，从高速发展进入稳定阶段。与此同时，天然气的经济性越发凸显，页岩气革命促使美国电力供应结构发生巨大改变。自2015年起天然气发电量占比超过煤炭，此后凭借其低成本优势稳居第一。核电仍然保持稳定发展，**占比美国电力供应20%左右**。2023年Vogtle核电站3号机组并网，随后2024年4号机组接入，标志着美国核电在多年稳定发展后取得重要突破。2024年5月，拜登政府签署国会拨款计划，用于推进小型模块化反应堆(SMRs)和其他先进核反应堆项目，放出核电复兴的积极信号。

图8：1965-2023年美国按电源划分的历史发电量（TWh）

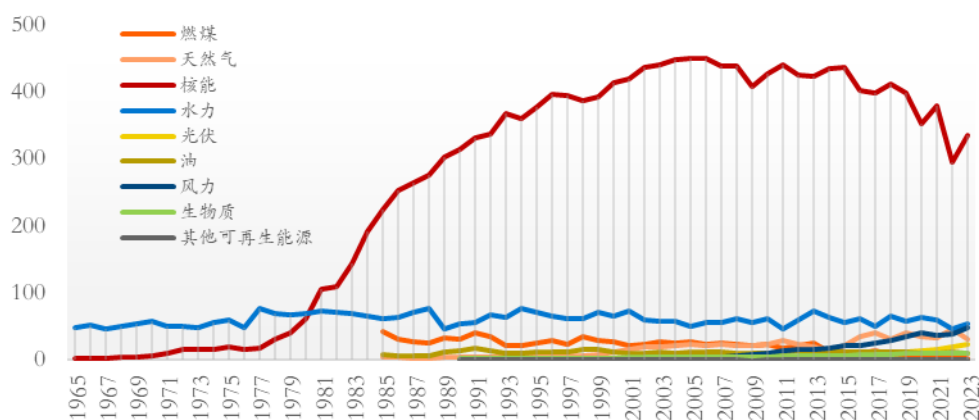


数据来源：Our World in Data，东吴证券研究所

“以核为贵”的法国：法国煤炭、石油、天然气等能源资源匮乏，20世纪50-60年代大量依赖进口油气以满足日渐增长的能源需求。1973年国际石油危机促使法国开启能源转型，减少对进口化石能源的依赖，转而大力发展核能事业。法国早在20世纪50年代开始发展核电，1956年研制出了石墨气冷堆技术并投产了首台核电机组。1958年，法国从美国西屋公司购买了压水堆技术专利，而从60年代末开始，又进一步引进了该公司单机功率为90万千瓦的压水堆技术，走出一条引进、消化、吸收、再创新的核电发展道路，在十年内基本掌握了核电站全套核心技术。尽管法国一次能源匮乏，但其

在尼日尔、哈萨克斯坦、澳大利亚等主要产铀国都拥有铀矿开采权，同时也拥有全球领先的核能技术，因此核电发展事业蒸蒸日上。在 20 世纪 80 年代 40 座核反应堆建成后，法国核电占比提升至 70% 以上，成为全球最高水平。福岛事故后，核电主导的法国受全球反核舆论影响，曾试图逐步降低核电占比。2015 年《能源转型绿色发展法案》明确到 2035 年时核能发电占比要从 2015 年的 75% 降到 50%。然而，在欧洲能源供应持续紧张、进口能源价格居高不下的背景下，法国核能发展政策又发生了“大转向”。2023 年，法国通过关于加速核电发展的法案草案，取消了“核电占比降至 50%”的目标，并大力支持新建核电项目。2023 年法国核电发电量在其电力供应中占比 66%。

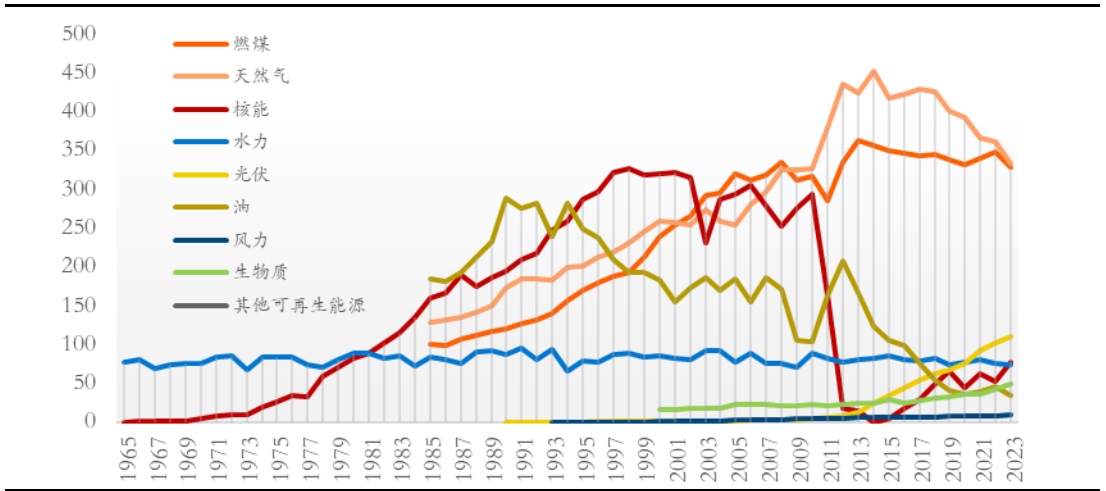
图9：1965-2023 年法国按电源划分的历史发电量（TWh）



数据来源：Our World in Data，东吴证券研究所

“淡核色变”的日本：与欧美发达国家相似，1973 年石油危机让当时高度依赖中东原油的日本猝不及防，不能不调整能源战略。在石油危机的 2 个月月后，当时的日本首相田中角荣表明了发展核电的决心。在石油危机前日本仅 5 个核电机组在运；危机过去 20 年后，日本有 40 个机组投入运行。由于 2011 年的福岛核事故，日本的核电之路戛然而止，强烈的反核舆论迫使核电站大规模停运，核电占比从 30% 骤降。直到 2015 年开始在监管机构的许可下陆续重启，2023 年核电占比恢复至 8% 左右，在运机组恢复至 12 台，而日本可运行机组有 33 台。当前，日本电力依然高度依赖化石能源，占比超 60%，但从俄罗斯采购原油和液化天然气是日本摆脱中东原油的一项成果。日本一直在探索能源转型，2023 年推出《绿色转型脱碳电力供应法案》，明确到 2030 年，化石能源占比下降至 41%；非化石能源占比提高至 59%，其中核能发电恢复至 20%-22%，核电复兴信号明显。

图10: 1965-2023年日本按电源划分的历史发电量(TWh)



数据来源: Our World in Data, 东吴证券研究所

1.2. 后浪汤汤来：碳中和+AI 新需求，全球核电再迎复兴

1.2.1. 全球核电复兴，2050 年全球核电达 2030 年 3 倍

全球核电再度迎来复兴。当前，加快能源结构绿色低碳转型成为全球共识，且在近期俄乌冲突导致国际市场能源价格大幅波动的大背景下，全球各国都把保障能源安全和独立放在首要位置，发展核电成为更多国家的重要选项。2023 年第 28 届联合国气候大会中，22 个国家达成共识，2050 年全球核电装机达到 2020 年的三倍。全球核能发展由几次核事故后的徘徊期进入预期稳定上升的发展期。

历经七十年，全球核电发电量占比已达 9%。自 1954 年前苏联建成首座商用核电厂以来，目前全球建成在运核电机组已达 439 台，发电量占比全球电力份额 9%。其中，装机规模最大的四个国家分别是美国（94 台）、法国（56 台）、中国（56 台）和日本（33 台）。

全球加速核电装机中，中国成为主要驱动力。作为重要的基荷电源，核电在能源转型与“双碳”建设过程中扮演重要角色，全球各国重新积极规划核电发展，核电进入逐渐复苏阶段。截至 2024 年 8 月，全球可运行机组容量约 395GW，在建/计划机组容量约 71GW/85GW，分别可贡献增量弹性 18%/21%，其中中国占比接近一半，是未来 10-15 年全球核电投运的主要驱动力。此外，印度、俄罗斯、土耳其、英国、韩国在未来 15 年内均有 5GW 及以上的增量贡献。

图 11：全球及重要核电国家装机概况（截至 2024 年 8 月）

	2023年核电发电量		可运行机组		在建机组		计划机组		提议(无时间规划)	
	TWh	%	数量(台)	容量(MWe)	数量(台)	容量(MWe)	数量(台)	容量(MWe)	数量(台)	容量(MWe)
中国	407	5	56	54,362	30	34,661	37	39,860	158	186,450
美国	779	19	94	96,952	-	-	-	-	13	10,500
法国	324	65	56	61,370	1	1,650	-	-	6	9,900
日本	78	6	33	31,679	2	2,756	1	1,385	8	11,562
俄罗斯	204	18	36	26,802	4	3,988	14	8,930	36	37,716
韩国	172	32	26	25,825	2	2,680	2	2,800	-	-
印度	45	3	23	7,425	7	5,900	12	8,400	28	32,000
英国	37	13	9	5,883	2	3,440	2	3,340	2	2,300
土耳其	-	-	-	-	4	4,800	-	-	8	9,600
全球共计	2,602	9	439	395,388	64	71,397	88	84,942	344	365,050

数据来源：WNA，东吴证券研究所

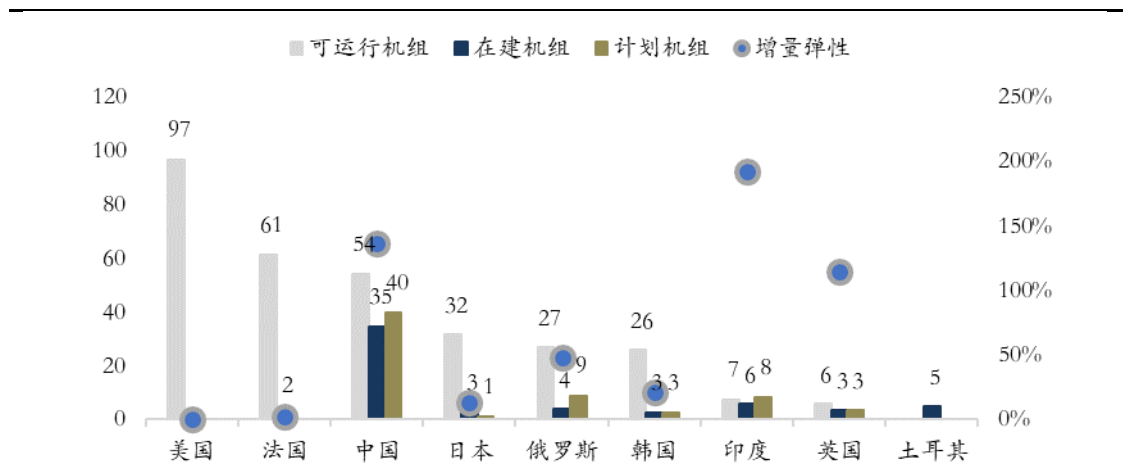
注：可运行机组≠在运机组（如日本）；日本在建项目包括目前暂停建设的机组；计划机组预计 15 年内投运

表1: 不同国家核电装机规划

国家	政策规划
中国	据“十四五”规划, 2025年中国核电装机容量将达70GW, 在建装机规模接近40GW; 到2035年核电发电量占比约10%左右
美国	2023年发布《先进核能商业腾飞之路》, 计划到2050年国内核电装机达到200GW, 2030年部署第四代技术、核聚变等先进反应堆技术
法国	2023年7月通过《加速核能发展法案》, 以立法的形式重振核电发展, 取消到2035年核电占比不超过50%的上限要求, 并简化核电项目行政审批程序
日本	2023年3月批准《实现绿色转型基本方针》, 提出到2030年将核电占比提高至20%以上, 对现有核电机组进行延寿, 以及在已有厂址上新建核电机组替代关停的核电机组
印度	实施核能扩张计划, 2032年核电装机容量达22GW以上
俄罗斯	计划到2035年新建17台、退役12台核电机组, 到本世纪40年代实现核电占比达25%的目标
韩国	根据韩国政府2022~2036年电力规划, 到2036年核电装机将增至31.7GW
印度	实施核能扩张计划, 2032年核电装机容量达22GW以上
英国	2024年1月发布最大规模的核能扩张计划, 到2050年将核电装机容量从目前的58GW提升至240GW, 核电占比从当前15%提高到25%
土耳其	致力于建设20GW核电装机容量, 以到2053年实现碳中和目标

数据来源: 中国能源研究会核能专委会, 东吴证券研究所

图12: 重要核电国家未来15年新增装机容量(GW)(截至2024年8月)



数据来源: WNA, 东吴证券研究所

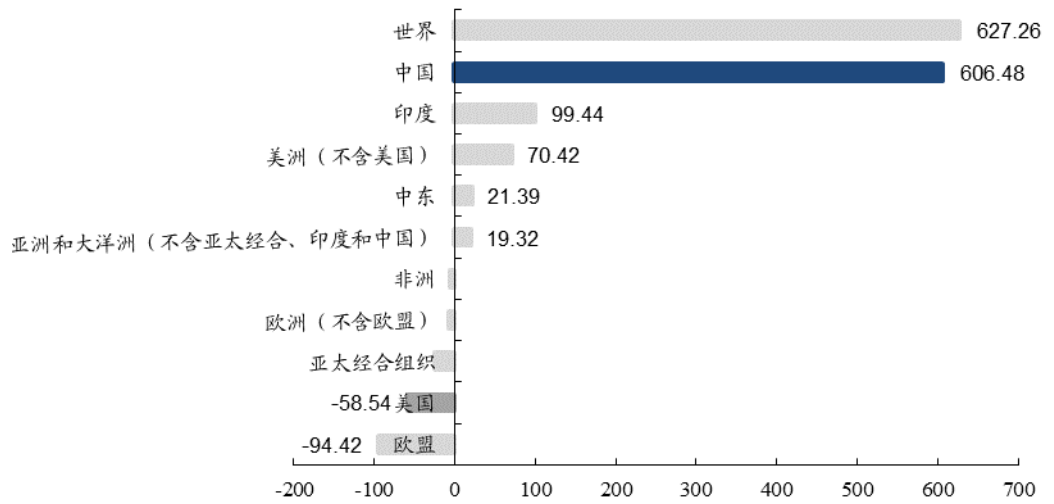
注: 可运行机组 ≠ 在运机组(如日本); 日本在建项目包括目前暂停建设的机组; 计划机组预计15年内投运; 增量弹性 = (在建机组容量 + 在运机组容量) / 可运行机组容量

1.2.1. AI和数据中心推动电力需求增长, 核电备受青睐

AI和数据中心的快速发展将推动全球电力需求增长, 尤其对美国电力需求。全球电力需求于2023年年初增长缓慢, 但于年中加速增长。数据中心、空调、电解、热泵、电动汽车等五项快速发展的技术已显著促进电力需求的增长, 其中数据中心推动2023年全球电力需求增长占比达0.31%。当前, AI的快速增长和更广泛的数据需求使数据

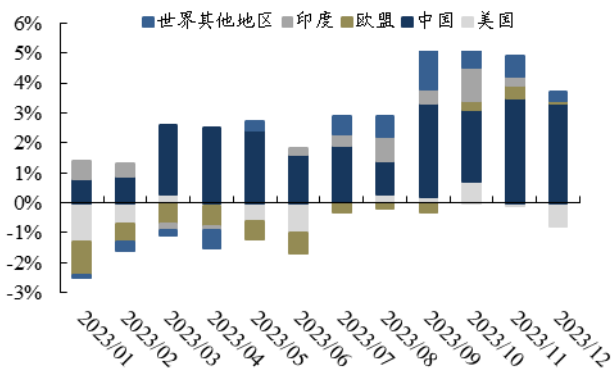
中心成为全球尤其美国电力需求加速增长的主要驱动力。根据高盛预测，2023-2030 年美国数据中心电力需求的年均复合增长率为 15%，到 2030 年数据中心将占美国电力需求总量的 8%，而 2022 年仅占 3%左右。这将带动美国整体电力需求的年均增长率提高到 2.4%，而过去十年的增长率约为 0%。

图13: 2023 年全球电力需求变化 (TWh)



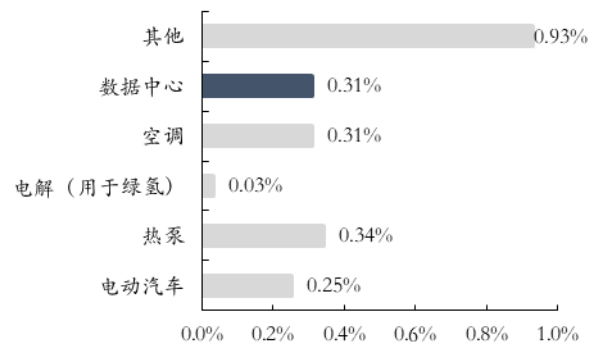
数据来源: Ember, 东吴证券研究所

图14: 2023 年电力需求同比变化率 (%) 及贡献比重



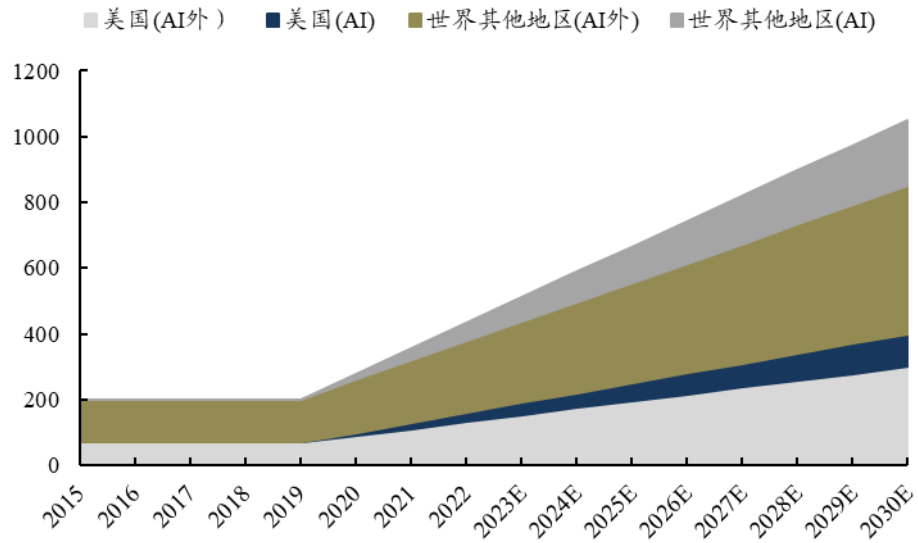
数据来源: Ember, 东吴证券研究所

图15: 2023 全球电力需求增长变化 (%)



数据来源: Ember, 东吴证券研究所

图16: 数据中心电力需求 (TWh)



数据来源: 高盛, 东吴证券研究所

稳定且清洁的核电在 AI 浪潮中备受青睐。全球 AI 浪潮催生了对更多数据中心的需求, 考虑数据中心要求全天候 24/7 电力且需要清洁能源供电, 兼具稳定和清洁特征的核电成为首要选择并因此获得溢价定价权。近几年美国科技公司纷纷布局核能, 积极寻求核能作为其数据中心的能源解决方案。据华尔街报道, 全美约 1/3 核电运营商都在与科技公司就新建数据中心的电力供应进行谈判。2024 年 3 月, 亚马逊收购 Talen 能源公司位于宾夕法尼亚州的 960MW Cumulus 数据中心园区并签订十年期 PPA 购电协议, 溢价锁定来自该数据中心邻近的 Susquehanna 核电站的 24/7 电力供应。受益于核电清洁低碳、稳定可靠的特性, “核电站+数据中心”的供电合作模式逐渐走热。

表2: 美国科技巨头加速布局核能

时间	事件
2021 年 11 月	亚马逊创始人 Jeff Bezos 参与加拿大核电公司 General Fusion 1.3 亿美元的 E 轮融资
2022 年 7 月	谷歌和雪佛龙参与核聚变初创公司 TAE Technologies 的 2.5 亿美元融资
2023 年 5 月	Helion 承诺在 2028 年之前开始通过核聚变发电, 并在一年之后为微软提供至少 50 兆瓦的发电量
2023 年 6 月	微软与 CEG 合作, CEG 通过旗下核电设施为微软 Boydton 数据中心供电
2024 年 3 月	亚马逊收购 Talen 旗下与 Susquehanna 核电站相连的数据中心
2024 年 9 月	微软与 CEG 达成核电购买协议并重启位于宾夕法尼亚州三哩岛核电站的部分设备
2024 年 10 月	谷歌与加利福尼亚州核能初创公司 Kairos Power 签署核电购买协议
2024 年 10 月	亚马逊已与三家公司签订合作协议, 支持小型模块化反应堆的开发, 总计投入资金超过 5 亿美元
2024 年	OpenAI 创始人 Sam Altman 两次领投核裂变公司 Oklo 正在建造小型核电站为 OpenAI 的数据中心提供电力

数据来源: 《环球零碳》, 东吴证券研究所

2. 全球核电电价：因地制宜，从管制到市场，绿色溢价增厚收益

全球电改进度参差，核电电价从管制定价到集中竞价。电力系统复杂，各国电力体制改革，电力市场化建设进度不一，导致核电电价机制产生差异，从较为刚性的管制电价到灵活配置的市场化电价，均有体现。**(1) 美国**电力市场竞争、垄断并存，目前已经完成电力改革的 23 个州实现电力市场化，核电主要通过市场集中竞价机制定价。**(2) 法国**电力市场受政府监管力度较大，法国电力集团 EDF 具有垄断地位，监管价和市场价并行。**(3) 日本**电力市场呈现区域垄断，五轮电力改革后进入全面市场价，由市场主导电价。**(4) 中国**电力市场处于市场化改革进程中，目前呈现“管住中间，放开两端”的局面，2003 年以后核电执行“两价取低”的政策。综合来看，核电市场化后可通过多市场交易以及合理补贴保障收益，而受政府管控的核电电价也调控至合理水平以覆盖成本。

图17：核电主流国家电力市场及核电电价梳理

代表国家	电力市场特征	电改进度	市场化程度	核电电价
美国	市场竞争、垄断并存	23州完成电力改革 28州仍然垄断运营	完成电力改革区域 实现市场化	竞争市场：集中竞价机制 垄断区域：政府监管价格
法国	相对寡头，政府监管	发电：结束绝对垄断 输电、配电：保持国有垄断 售电：市场竞争	政府管控力度较大	监管价和市场价并行
日本	区域垄断	已完成五轮改革	全面市场化	市场主导电价
中国	因地制宜的市场化改革进程中	深化电改：“管住中间、放开两端”	部分市场化，2030年前实现新能源电力全部入市	2013年以前：一厂一价 2013年以后：新投产项目实行核电标杆（0.43元/千瓦时）与燃煤标杆电价孰低政策

数据来源：各国政府文件，东吴证券研究所

2.1. 美国：竞争、垄断并存，多市场交易+绿色溢价保障核电收益

2.1.1. 美国电力市场情况复杂，竞争、垄断并存

自由发展→自然垄断→放开市场。一开始，电力市场自由发展。19 世纪后半期大电力公司不断纵向和横向一体化，形成了自然垄断。为保证发电市场的竞争，美国政府不断进行改革，鼓励私人企业进入发电市场，增加电力供应。完全放开市场，电力用户可以在各发电公司之间自由选择。

图18: 美国电力改革政策梳理

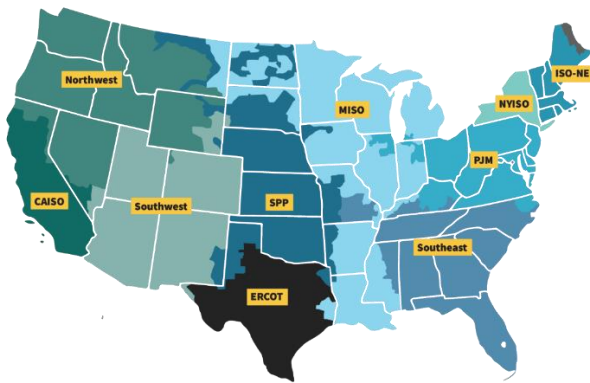
年份	美国电力改革政策梳理
1978	《公用事业监管政策法案》(PURPA): 鼓励热电联产、整合可再生资源、增加发电竞争
1992	《能源政策法案》(EPAAct 92): 鼓励 FERC 通过输电网开放接入促进批发电力市场竞争
1996	NO.888 等一系列法令: 放开输电网的公开接入, 推广 ISO
1999	NO.2000: 鼓励各类输电公司加入 RTO
2003	NO. 2004: 制定了传输提供者的行为准则
2005	《能源政策法案》(EPAAct 2005): 重申致力于促进电力批发市场竞争的国家政策
2006	NO.681 & NO.679: 确立独立输电组织的指导方针和运营规则
2007	NO.890: 改革公开接入输电网的管制框架
2008	NO.719: 增强有组织批发电力市场的运营能力和提高市场竞争程度
2011	NO.1000: 改进公开接入传输费用(OATT) 传输计划程序和成本分配机制
2012	NO.768: 要求市场参与者实行价格透明
2015	NO.816: 细化市场定价政策和程序
2020	NO.841: 消除分布式和用户侧储能参与电力市场的障碍
2022	《通宵削减法案》(IRA): 鼓励资本和私人企业开发部署清洁能源技术

数据来源: 美国政府, 东吴证券研究所

电力市场化改革后, 美国已经建立以 ISO/RTO 为代表的批发电力市场, 部分州开放或部分开放零售电力市场的竞争。(1) 以 ISO/RTO 为代表的批发电力市场: 每一个 ISO/RTO 都有电能量和辅助服务市场, 买家和卖家可以通过竞价购买或提供电力。在 ISO/RTO 市场框架下, 所有的电量都在实时市场交割, 市场参与方都会建立对实时电价的预期, 并基于这一预期进行远期决策, 对实时电价的预期决定了日前电价和远期电价。(2) 零售电力市场: 美国各州根据自身情况制定零售电力市场的政策法规, 大部分州尚未开放零售竞争, 仍以垄断电力供应为主, 消费者只能从所在地区的电力公司购买电力, 但零售价格受到政府监管; 部分州开放了零售电力市场的竞争, 即允许电力用户在竞争性零售供应商之间进行选择, 零售电价会随着电力供需关系变化和不同的服务计划而不同; 还有州部分开放零售电力选择。

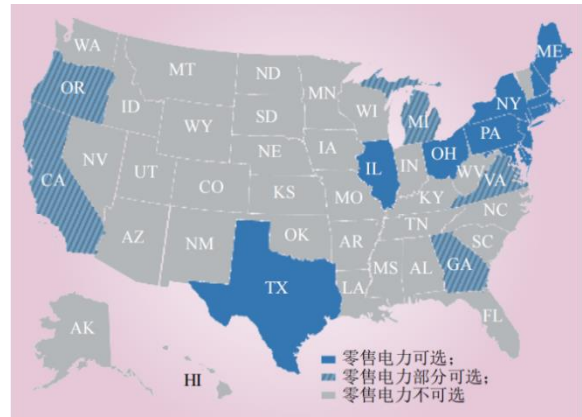
美国电力改革形成市场竞争、垄断并存的格局。虽然美国在电力市场化改革上推行多年, 但美国东南部和广大西部地区仍采用发输配售垄断一体化方式运营。从用电量方面看, 全美约 60% 的电量通过市场机制竞争形成, 其余 40% 仍垄断运营。从各州层面来看, 美国约 23 个州 (包含华盛顿特区) 已先后启动了电力改革, 而其余 28 个州至今仍实行发输配售一体、政府严格监管价格的方式。

图19: 美国批发电力市场格局



数据来源: FERC, 东吴证券研究所

图20: 美国零售电力市场格局



数据来源: 《美国电力市场最新特点及对中国的启示》, 东吴证券研究所

2.1.2. 美国核电多市场交易保障收益

多市场交易保障核电收益。 (1) 在电能量市场中, 核电可以参与合约市场与现货市场。合约市场中, 通过长期合约协议提前锁定一部分核电机组的收益。现货市场中, 核电参与日前市场, 通过集中竞价方式形成市场出清。(2) 美国允许核电机组参与辅助服务市场, 但只允许部分核电机组根据电网需求参与调峰运行, 不参加其他的辅助服务。(3) 在容量市场中, 美国允许核电机组通过发电容量拍卖竞标获得发电权, 从而在容量市场获益。

美国是集中竞价机制的代表。美国倾向于将核电无差别纳入现有电力市场体系, 通过集中竞价机制形成核电在多类型交易品种中的价格, 实现核电在电力市场背景下的价值核算。此外, 为缓解核电在电力市场中面临的压力, 美国各州先后出台了面向核电的零碳排放补贴、无碳电力拍卖、资金补贴和容量电费等政策, 以冲抵核电在电力市场中潜在的风险, 保障核电的合理收益和有序发展。

图21: 美国核电市场交易概况

参与市场		交易机制	美国核电交易情况
电能量市场	合约市场	双边协议, 协商定价	美国规定联邦政府与商业核电站通过长期市场签署长期电力购买协议, 购买协议有效期从10年延长至40年, 通过长期合约协议提前锁定一部分核电机组的收益。
	现货市场	参与日前市场集中竞价	在现货市场中, 考虑到核电运行特性, 其一般仅参与日前市场, 通过集中竞价方式形成核电市场出清结果。
辅助服务市场		部分允许参与调峰	美国由于核电机组运行特性的限制和经济性的要求, 只允许核电参与调峰, 不参加其他的辅助服务。加州核电机组可根据电网需求参与调峰运行, 实施50~100%出力变化范围内的调峰运行, PJM电力市场中则不允许核电机组参与调峰。
容量市场		拍卖竞标	美国允许核电机组通过发电容量拍卖竞标获得发电权, 从而在容量市场获益。其中, PJM电力市场允许的最长容量协议为一年, 核电机组通过容量市场获取的收益占核电厂经营收入的20%左右, 此举有利于提升核电机组的合理收益。

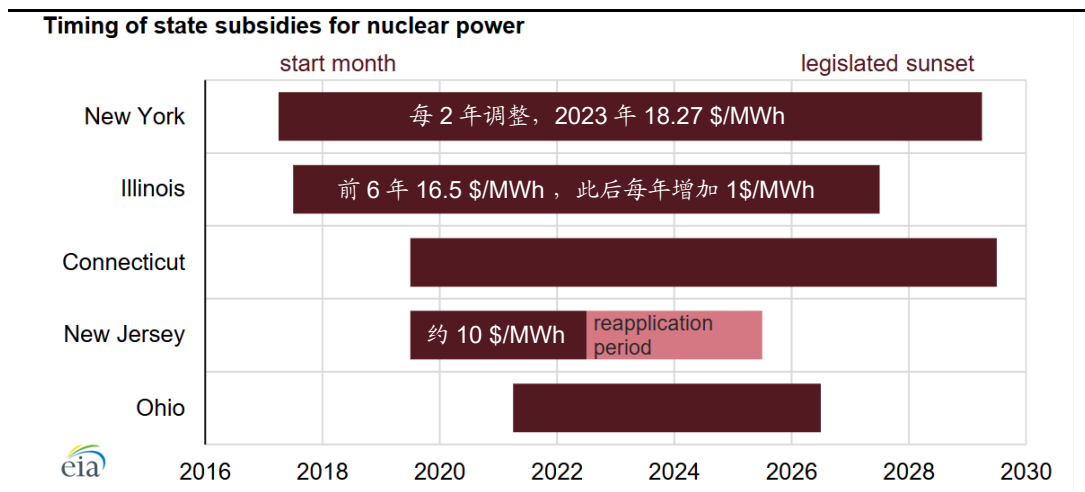
数据来源: 《核电参与电力市场的国际经验与启示》, 东吴证券研究所

2.1.3. 核电享绿色溢价，政府补贴增厚收益

政府补贴带来溢价收入。 (1) 零碳排放信用 (ZEC)：ZEC 是指补偿核电机组在发电过程中不排放温室气体而获得的款项，主要针对一些经营不善、即将面临关闭的核电站。每个公用事业公司都必须从零碳排放的电厂购买一定数量的信用，并将成本计入用户的账单。从核电的角度来看，ZEC 为以前免费提供的低碳清洁属性提供了绿色收入。ZEC 价格以 2016 年的碳社会成本 (SCC) 作为确定信用价值的起点，美国政府机构的专家估测 SCC 中值约为每吨排放 42 美元，监管机构用 SCC 乘天然气发电/燃煤发电产生的平均排放量进行单位转换。例如天然气发电的排放率约每兆瓦时 0.5 吨/MWh，用 SCC 乘排放率即得到以\$/MWh 为单位的基准 ZEC。美国目前已有五个州对其部分核电机组实施了 ZEC 计划（纽约州、伊利诺伊州、新泽西州、康涅狄格州和俄亥俄州）。美国 ZEC 补贴对核电机组净收入的贡献显著，未来中国核电机组或可争取绿色溢价。

以纽约州为例：纳入 ZEC 计划的核电厂每发电 1 MWh，即获得一个 ZEC。由纽约州能源局向核电厂支付其发电量的 ZEC 费用。而纽约的公用事业公司被要求从能源局购买 ZEC，购买数量由他们消耗的电力份额决定。纽约州政府自 2017 年开始实施 ZEC 计划，政策为期 12 年，每两年调整一次。价格设定从 SCC 开始，据联邦政府估计，2015 年每吨碳排放量为 42 美元。由于纽约参与了区域温室气体倡议 (RGGI) 碳定价系统，因此 RGGI 补贴的预期价格从 ZEC 价值中扣除，剩下的碳成本乘纽约的碳排放率，以\$/MWh 来计算 ZEC 价值。2017-2018 年，ZEC 价值为每兆瓦 17.48 \$/MWh；2019 年上涨至 19.59 \$/MWh，2021 年 21.38 \$/MWh，随后 2023 年下降至 18.27 \$/MWh。ZEC 计划中同样设定，如果未来电力市场价格反弹（电能量+容量收入超过 39 \$/MWh），ZEC 价值将降低。

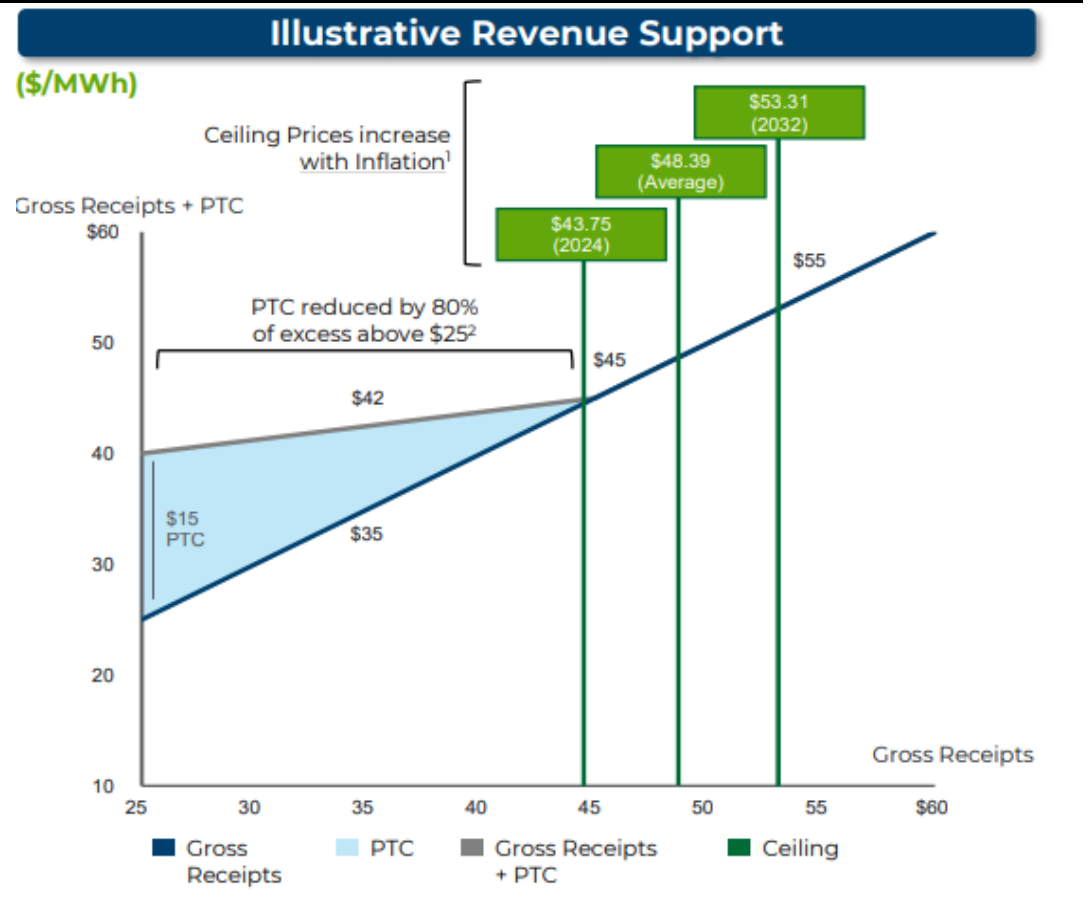
图22：各州 ZEC 补贴的时间线



数据来源：EIA，东吴证券研究所

(2) 清洁电力生产税抵免 (PTC)： PTC 是来自联邦政府的一种税收抵免机制，2022 年美国《通胀削减法案》(IRA) 设立了“零碳排放核电生产税收抵免”(核能 PTC)，适用于在 2023 年 12 月 31 日-2032 年 12 月 31 日生产和销售电力的核电厂。通过在电价较低时提供税收抵免，帮助核电厂维持收入稳定，防止现有核电机组退役。抵免金额取决于总收入(包含电能量+辅助+容量+任何州立补贴等其他收入来源)：当总收入降至\$25/MWh 及以下时，PTC 提供的最大贡献为\$15/MWh，核电含补贴收入可以达到\$40/MWh；对于超过\$25/MWh 的收入部分，抵免金额按超额部分的 80%减少。随着收入的增加，PTC 的贡献逐渐减少。总收入门槛和 PTC 金额每年根据通货膨胀进行调整(假设 2.5%)，以 2024 年为基准，当核电厂的总收入低于\$43.75/MWh 时，PTC 机制可为核电厂提供税收补贴支持。

图23: PTC 和核电厂收入的关系



数据来源: Vistra, 东吴证券研究所

2.2. 法国：政府控制程度高，引入新机制保障核电合理电价

2.2.1. 法国电力市场相对寡头化，政府监管和控制程度较高

法国电力市场主要依托法国电力集团垂直一体化管理，市场份额超 75%。1946 年，法国电力集团（EDF）成立，业务涵盖发电、输电、配电、能源交易、能源服务和能效管理等多个环节，具有鲜明的垂直一体化管理特征。起初，法国电力集团是国有独资企业。经过股份制改革上市及多次并购重组，成为国有控股企业，目前法国政府持有其 84.5% 的股份，通过绝对控股来实现对国家电力行业的严格控制。俄乌冲突爆发后，法国政府曾考虑将负债累累的法国电力集团再次 100% 国有化，以应对日益严峻的国际能源挑战。

发电环节结束绝对垄断，输电、配电两个环节仍保持着国有垄断，售电环节形成竞争关系。1999 年，与欧洲统一电力市场建设相呼应，法国开始电力市场化改革，将发电、输电、配电和售电四个环节从 EDF 垂直一体化管理体制中分离出来。（1）发电：1999 年 EDF 结束了其在本土发电市场的绝对垄断地位，独立发电商、企业自有电厂等也可公平接入电网，参与电力批发市场竞争。（2）输电：2005 年输电公司 RTE 拆分独立，成为全资子公司，仍然高度垄断。（3）配电：2008 年配电运营商 Enedis 拆分独立成为全资子公司，运营法国 95% 的配电网。开放程度高于输电领域，但仍高度集中。（4）售电：市场竞争程度相对较高，主要分为传统售电商和新入市场的自由售电商两类。Enedis 是用户默认的传统售电商，提供了费率较低的管制型电价，因此拥有大量用户。

表3: EDF 业务分离前后对比

环节	分离前	分离后
发电	EDF	EDF, GDF Suez, E.ON France
输电		RTE(EDF 全资子公司)
配电		地方政府所有，委托 Enedis(EDF 全资子公司)运营
售电		传统售电商 Enedis(EDF 全资子公司)+自由售电商

数据来源：《法国电力战略转型的经验与启示》，东吴证券研究所

电价机制从监管走向市场。在市场化改革实施前，法国实施政府管制体系和政府审批电价机制。电力市场改革后，电价设置也发生了变化，市场上出现了两种电价：监管价和市场价。（1）监管价基本沿袭了改革前的定价方式，只能由传统售电商提供，由政府经济与能源部门根据能源监管委员会的建议来制定。2006 年后的监管价只针对认购容量小于 36 千伏安的用户。（2）市场价则由供电商自行制定，传统售电商和自由售电商均可提供市场价。市场价由用户电费、售电费、输配电费、税与分担额组成，主要包括三类：一是固定价，在合同期内保持不变，不受电力市场的影响；二是参考

价，在合同期内无论监管价上涨还是下跌，总以一定比例低于监管价；三是绿色电价，即所涉电力百分百来源于新能源发电。

2.2.2. 核电定价新机制下的超额收益将由政府部分征收并再分配

2010年法国为促进竞争而建立“现有核电受管制获取”（Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique, ARENH）机制。根据该机制，在2011年7月-2025年12月期间，每年EDF以42欧元/MWh的监管价格将100 TWh电力（约占其产量的四分之一）出售给批发市场上的竞争电力供应商。2022年1月，法国政府为限制电价上涨，要求以46.2欧元/MWh的监管价格向竞争供应商额外出售20 TWh电力。为了以监管价格履行电力合同，EDF必须从其他供应商处高价购买，从而造成利润损失。

2026年起执行新机制，控制核电平衡均价70欧元/MWh。2023年11月，法国政府和EDF就核电电价达成协议，规定从2026年起，核电平衡均价控制在70欧元/MWh，定价考虑了未来核电运行及新核电（EPR2）建设的成本，将使EDF有足够盈利空间推动新项目。新机制下，当EDF因市场价格飙升而利润超预期时，将需要把部分的额外盈利还给国家来补贴终端用户。

图24：2026-2040年核电定价机制及征税标准

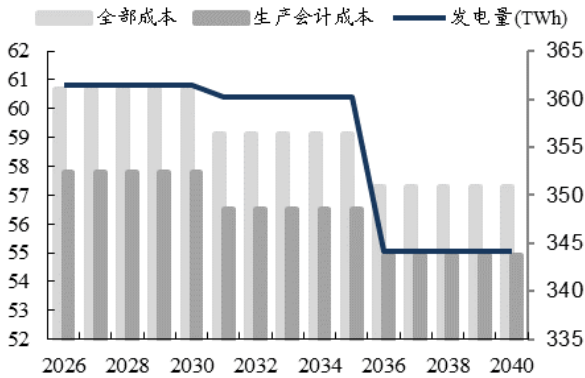
核电平均销售价格控制在70欧元/MWh，为期15年		终端用户电费扣除金额
P>78	政府征收超额部分的50%并再分配给终端用户	50%*Max[0; (P-78)]+40%*Max[0; (P-110)]
P>110	政府征收超额部分的90%并再分配给终端用户	

数据来源：法国政府，EDF，东吴证券研究所

考虑2026-2030年期间每年核电发电量361.5TWh，2031-2035年为每年360.2TWh，2036-2040年为每年344.1TWh，法国能源监管委员会CRE核算了现有核电厂的全部成本，在2026-2030年/2031-2035年/2036-2040年分别为60.7/59.1/57.3欧元每兆瓦时。同时，通过扣除非会计成本来计算生产会计成本，在2026-2030年/2031-2035年/2036-2040年分别为57.8/56.6/54.9欧元每兆瓦时，若价格低于此成本，EDF将面临亏损。

新机制保障合理电价，超额收益再分配。我们取销售价格区间70-120€/MWh进行分析，假设以最大成本60.7€/MWh（2026-2030年全部成本）测算：销售价格在70-78区间时，EDF收益率为13%-22%；销售价格在78-110区间时，EDF收益率为22%-35%，边际增量减少；销售价格在110-120区间时，EDF收益率为35%-36%，边际增量再次显著减少。与之相反，由政府征收并向终端用户再分配的超额收益出现加速增长，将在用户账单中扣除部分电费，实现抑制电价增长过快的目的。

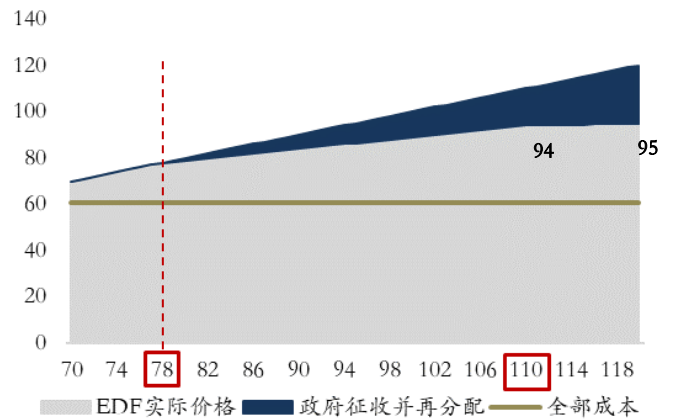
图25: 2026-2040年法国核电成本核算(€/MWh)



数据来源：法国能源监管委员会 CRE，东吴证券研究所

注：左轴为成本（€/MWh），右轴为发电量（TWh）；使用 2022 年欧元核算

图26: 不同销售价格下的超额收入再分配(€/MWh)



数据来源：法国能源监管委员会 CRE，东吴证券研究所
注：图中显示 2026-2030 年全部成本，并取销售价格区间 70-120€/MWh

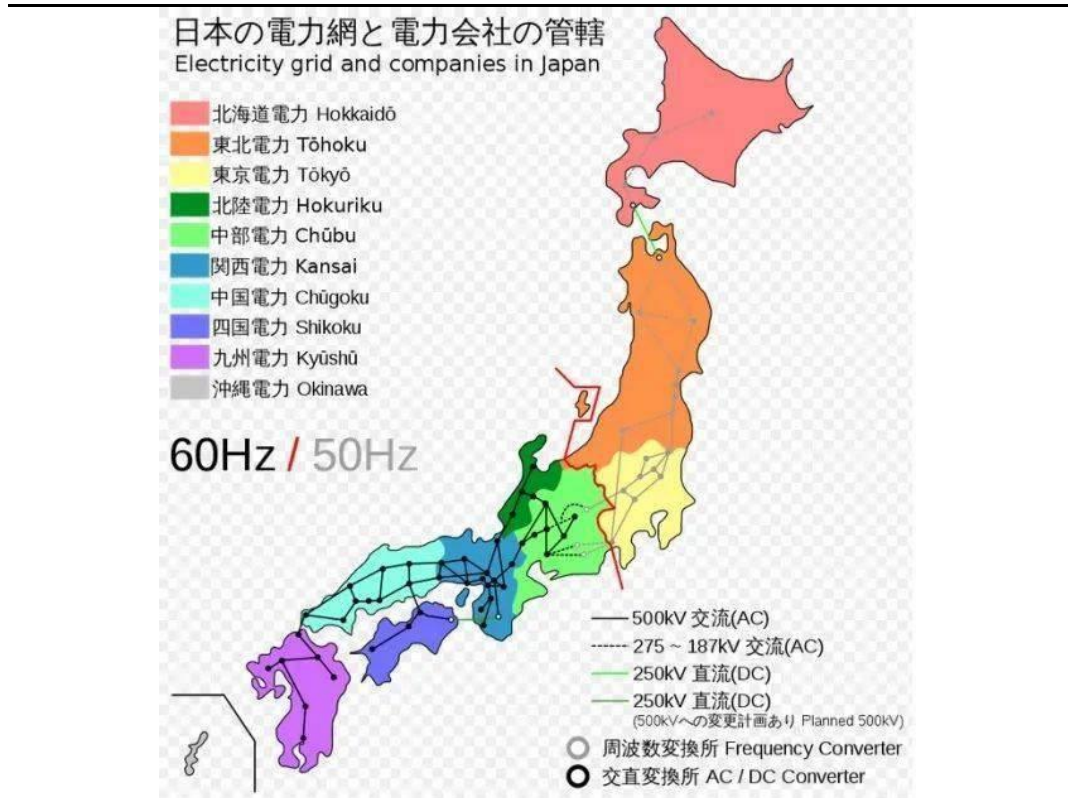
2.3. 日本：五轮改革实现全面市场化，核电重振兴信号发出

2.3.1. 日本是典型的区域垄断型电力市场，五轮改革实现全面市场化

日本电力市场呈现典型的区域垄断特征。日本有十大电力公司，是集发、输、配、售电于一体的垂直化通用电力公共事业公司，基本垄断所在地区的电力供应。十大通用电力公司外，日本电力供应商还包括特定规模电力公司、独立发电商、批发电力公用事业公司等，共同提供电力保障。

日本电网格局特殊，“一网两频”共存。大致以本州岛静岡县的富士川为界，东西两部分采用不同的工作频率。富士川以东的部分，电网工频为 50Hz，该区域内有东京电力、东北电力、北海道电力 3 家通用电力公司；富士川以西的部分，电网工频为 60Hz，该区域内有中部电力、北陆电力、关西电力、中国电力、四国电力、九州电力、冲绳电力 7 家通用电力公司。

图27：日本十大电力公司及电网络局

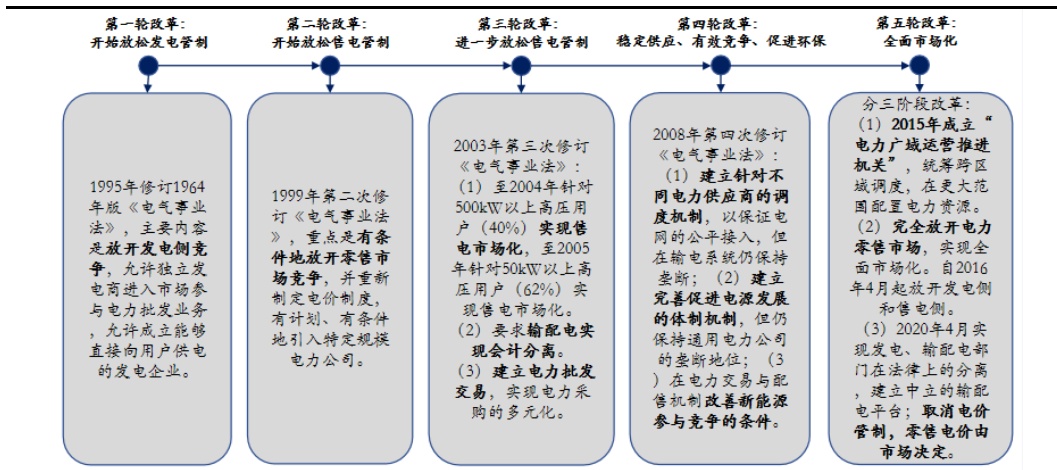


数据来源：日本资源与能源署 METI，东吴证券研究所

日本电力市场历经五轮改革，实现全面市场化。日本电力市场改革始于上世纪 90 年代中期，当时，日本电价高于正在进行电力市场改革的英国、美国、澳大利亚等国电价。为抑制过高电价，日本开始讨论在电力市场引入竞争机制。到目前为止，日本电力市场改革共进行了五轮。前四轮改革初步建立了售电侧竞争机制，电力市场主体多元化，电价也有所下降。但电力市场化程度仍未达到预期，售电侧与发电侧之间的结构性矛盾突出，以及福岛核事故中暴露出电力供应的脆弱等问题有待解决。2013 年，日本开始第五轮改革：（1）全面放开电力零售市场；（2）确保电网在法律层面的中立，向发电商、售电商公平放开；（3）加强对电网的监管，禁止发电业务与电网环节互通。

2020 年取消电价监管，市场主导电价。经过前四轮的电改，日本已建立起了竞争性的电力批发市场（JEPX），形成了日前市场、日内市场以及远期市场的多市场交易体系。而福岛核事故以来的第五轮电改又创建了非化石电力交易市场、基荷电力市场、间接输电权市场、容量市场、供需调节市场 5 类新市场。近年来，日本电力批发市场现货交易量节节攀升。同时，随着新设电力公司不断涌入市场并展开技术战与价格战，以及 2020 年十家电力公司逐步完成法律分离，市场对电价起主导作用。

图28: 日本五轮电力改革梳理



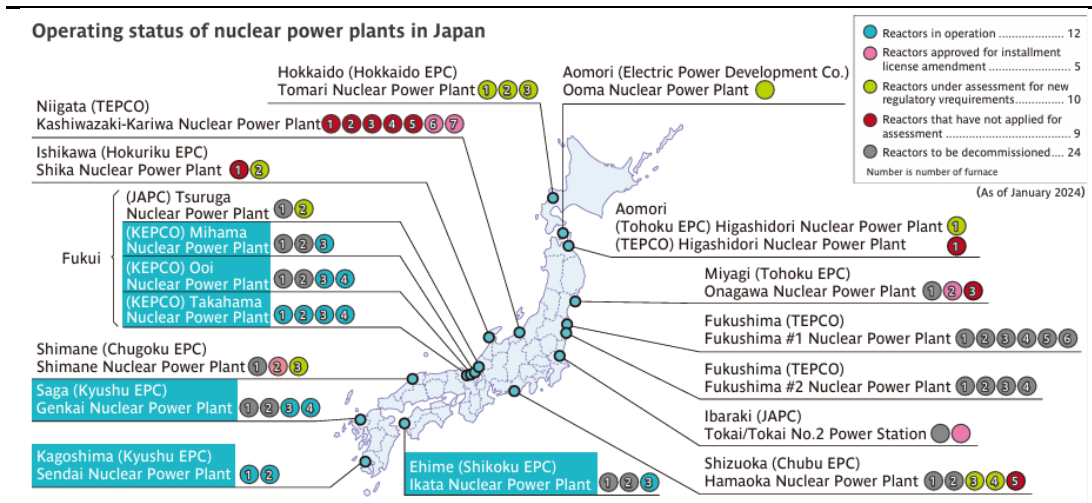
数据来源: 日本资源与能源署 METI, 东吴证券研究所

2.3.2. 核电发展受到福岛事故重创，重振核电信号已发出

日本核电受福岛核事故影响发展滞缓。日本第一座商用核反应堆于1966年中期开始运行，自1973年以来，核能一直是日本的战略重点。然而，2011年福岛核事故后，日本核电受到安全性舆论的影响遭受重创。截至2024年1月，日本多台可运行机组中只有12台核电机组在运。

发出重振核电信号，最大限度利用核电。2022年8月，日本首相岸田在绿色转型执行会议中要求重新研究核电政策，会上提出了核电重启全国总动员、延长核电机组运行期限、开发和建设新一代创新反应堆、加快核废物处理进程等议题，将自福岛核事故发生以来日本政府长期坚持的“尽可能降低核电依存度”原则，转变为“最大限度利用核电”的新方针。

图29: 日本核电机组在运情况



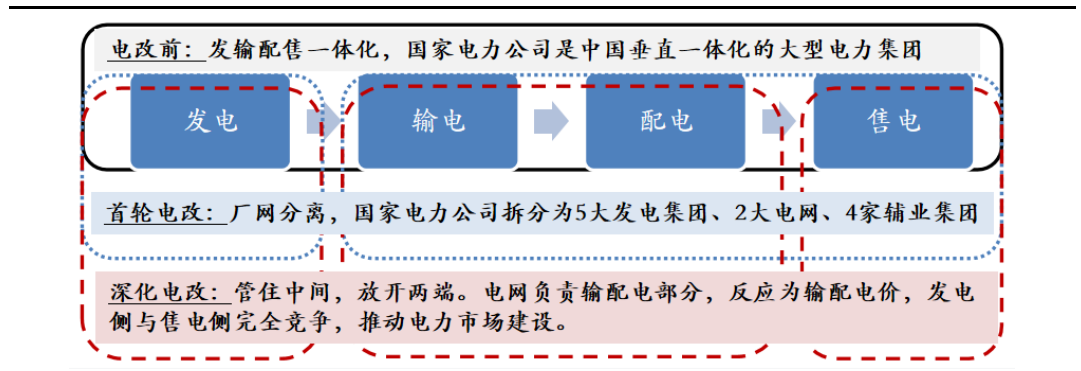
数据来源: 日本资源与能源署 METI, 东吴证券研究所

2.4. 中国：深化电改持续中，核电市场化率逐年提升

2.4.1. 中国电力市场从发输配售一体化到管住中间、放开两端

多轮电改推进，已形成“管住中间、放开两端”局面。2002年前，中国电力发输配售一体化，国家电力集团是全环节覆盖的一体化大型电力集团。随着独立电厂与国电系统矛盾激化，2002年首轮电改落地，厂网分离，发电侧、电网侧实现独立。2015年电改9号文落地，管住输配电环节，逐步开发发电侧与售电侧的市场竞争，全国电力市场建设开始启动，开启深化电改。

图30：中国电力体制改革复盘



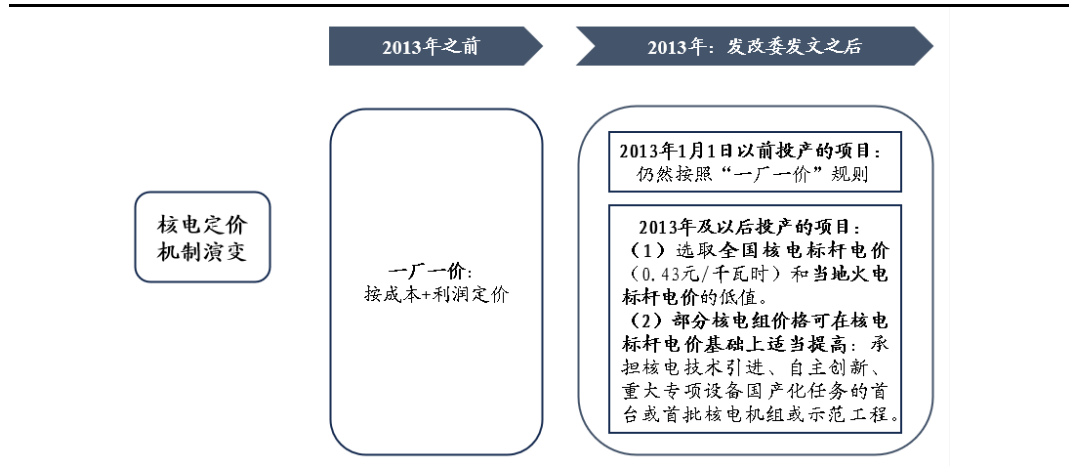
数据来源：政府官网，东吴证券研究所

2.4.2. 核电定价执行“两价孰低”政策，市场化交易比例提升

核电上网电价定价机制可分为两个阶段。1) 2013年以前：一厂一价，按成本+利润定价；2) 2013年以后：对新投产项目实行核电标杆（0.43/千瓦时）与燃煤标杆电价孰低政策，但2013年以前项目按照原有规则。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在核电标杆电价基础上适当提高。

2019年以后，燃煤标杆电价改革为“基准价+上下浮动”机制。2019年10月发布的《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》指出，为稳步实现全面放开燃煤发电上网电价目标，将燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。2021年将燃煤发电市场交易价格浮动范围由上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%，扩大为上下浮动原则上均不超过20%。

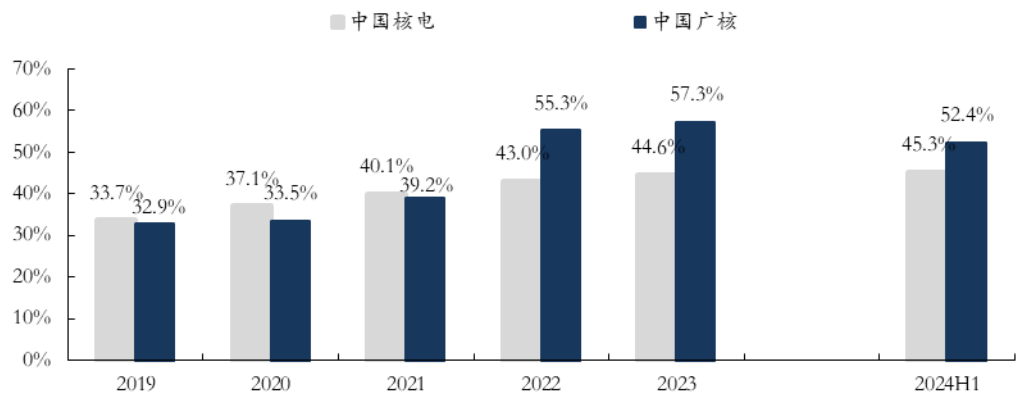
图31: 中国核电定价机制演变



数据来源: 政府官网, 东吴证券研究所

鼓励核电参与市场化, 市场化比例持续提升。核电逐步参与市场化, 除去保障性电量按照核电机组核准电价上网, 还有部分电量通过上网竞价模式消纳。机组所在省的《电力市场化交易方案》会划定当年的交易量或交易比例的方式, 以此确定核电市场化交易量。2019年以来中国核电、中国广核上网电量中市场化比例持续提升。

图32: 2019-2023 年核电市场化交易比例



数据来源: 中国核电公司公告, 中国广核公司公告, 东吴证券研究所

图33: 中国不同省份核电市场化交易方案梳理

省份/年份	2019	2020	2021	2022	2023	2024
浙江	-	秦山一期、二期(1、2机)、二期(3、4机)、三期、方家山、三门核电参与普通直接交易比例为50%、50%、50%、40%、50%和0, 享有优先发电权。	秦山二期(1、2机)、二期(3、4机)、三期、方家山、三门核电参与普通直接交易比例为50%、50%、40%、50%和0, 享有优先发电权。	秦山一期全年市场化比例50%, 三门核电占10%, 秦山二期、三期、方家山核电分别占送浙落地电量的50%、40%和50%。	秦山一期全年市场化比例50%, 三门核电占10%, 中核集团秦山核电公司(二期、三期、方家山)等省外来电市场化交易电量参照2022年实际比例执行。	秦山核电(一期)、三门核电的优先发电电量用于保障居民、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需求。
江苏	-	核电全年市场交易电量不低于120亿千瓦时。	核电全年交易电量不低于180亿千瓦时, 其中年度交易电量不超140亿千瓦时。	核电年度交易电量不低于160亿千瓦时。	核电全年市场交易电量不低于220亿千瓦时(1-2机组不低于20亿千瓦时), 其中年度交易电量不低于180亿千瓦时。	核电全年市场交易电量270亿千瓦时左右, 1-2机组不低于70亿千瓦时。
福建	核电全年市场电量暂按200亿千瓦时左右。	核电全年市场电量暂按220亿千瓦时左右。	核电全年市场电量暂按275亿千瓦时。	核电全部上网电量(除华龙一号)参与市场交易, 华龙一号机组用于优先购电外的电量参与市场交易。	核电全部上网电量(除华龙一号)参与市场交易, 约620亿千瓦时。	约640亿千瓦时, 预计参与清洁能源挂牌交易300亿千瓦时, 参与双边协商交易70亿千瓦时。
广东	-	-	岭澳核电2号机组8亿千瓦时、阳江核电2号机组12亿千瓦时市场化电量上限。	岭澳核电、岭东核电和阳江核电共计10台机组共安排不超过112.93亿千瓦时电量参与市场交易。	岭澳、阳江核电年度市场化电量约195亿千瓦时, 其中中长期电量应不低于90%。	岭澳、阳江核电年度市场化电量约195亿千瓦时。
广西	核电年度长协交易规模55亿千瓦时。	-	-	防城港1号、2号机组全部上网电量参与电力市场交易。	核电发电企业全电量进入市场, 交易规模160亿千瓦时。	红沙核电1、2、3号机组全电量进入市场, 4号机组暂不入市。
辽宁	-	核电预计上网电量315亿千瓦时, 基数上网电量145亿千瓦时。市场化中电供暖交易电量6亿千瓦时, 外送电量不少于2019年。	辽宁红沿河核电预计上网电量363亿千瓦时(含调试电量), 基数上网电量155亿千瓦时(不含调试电量), 其余参与市场化交易。	-	-	优先发电以外的上网电量, 全部上网电量参与市场交易。电供暖交易电量6.7亿千瓦时。

数据来源: 政府官网, 东吴证券研究所

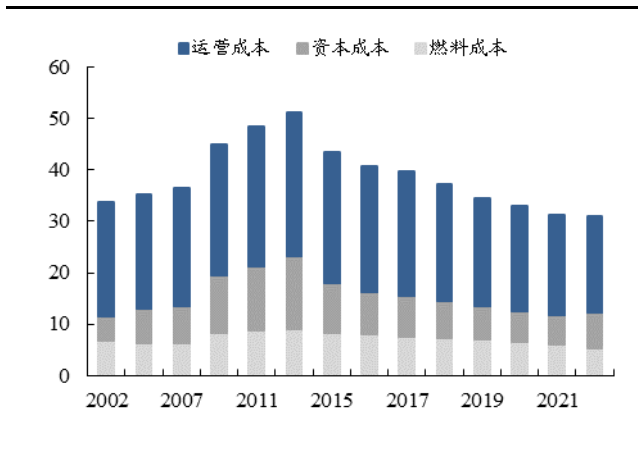
3. 核电具备竞争力，成本下行可期

3.1. 核电降本增效大有裨益

2012年美国核电发电成本达到顶峰，为44.57美元/MWh。2012年以前，美国核电站由于开展延寿和提高容量改造，实施“9.11”事件和福岛核事故专项安全改进，忽略安全和成本的有效平衡，核电发电成本在2012年达到44.57美元/MWh的历史顶峰。针对日益恶化的经营环境，美国核电站通过各种手段开展自救：一是在合理的安全监管条件下降低运营成本；二是推动州政府出台相关低碳政策，改善竞争环境；三是调整资产组合并持续优化。

2022年美国核电发电成本达到20年以来最低值，为30.92美元/MWh，同比下降0.8%，比2012年下降近40%，超过了DNP倡议设定的目标。总发电成本包括燃料、资本和运营成本（资本成本可理解为每年增量投资，如维护性投资），其中2022年比2021年的燃料成本下降9.7%，资本支出增加16.8%，运营成本下降3.4%。自2012年以来，燃料成本下降41.4%，资本支出下降50.9%，运营成本下降33.4%。在2012年达到峰值之前，核能总发电成本在过去十年中稳步增长。2022年总发电成本是自2002年的最低值。

图34: 2002-2022年美国核电发电成本（美元/MWh）



数据来源：NEI，东吴证券研究所

图35: 2002-2022年美国核电发电成本（美元/MWh）

年份	燃料成本	资本成本	运营成本	总发电成本
2002	6.83	4.68	22.18	33.69
2004	6.32	6.76	22.18	35.26
2007	6.17	7.36	22.93	36.46
2010	8.22	11.39	25.34	44.95
2011	8.72	12.57	27.14	48.43
2012	9.15	14.01	28.05	51.22
2015	8.3	9.68	25.33	43.32
2016	8.09	8.11	24.58	40.78
2017	7.6	7.84	24.21	39.65
2018	7.33	7.16	22.78	37.27
2019	6.97	6.47	21.01	34.45
2020	6.44	5.97	20.43	32.84
2021	5.94	5.89	19.34	31.17
2022	5.37	6.88	18.68	30.92
2022年同比变动	-9.7%	16.8%	-3.4%	-0.8%
2012-2022年变动	-41.4%	-50.9%	-33.4%	-39.6%

数据来源：NEI，东吴证券研究所

规模更大的电站更容易分摊成本。2022年，多机组的平均总发电成本为每兆瓦时28.64美元，而单机组的平均每兆瓦时41.08美元。同比2021年，单机组电站的平均总发电成本增加了2.5%，而多机组电站的平均总发电成本下降了1.5%。虽然两类电站的资本成本都有所增加，但燃料和运营成本都有所下降。运行多个核电站也能通过规模经济分摊成本。2022年，只有一座核电站的运营商的平均总发电成本为32.60美元/MWh，而多座电站的运营商的平均总发电成本为30.45美元/MWh。运营和燃料成本下降是运营商成本下降的主要驱动因素。

图36：2022年美国不同类型核电站发电成本（美元/MWh）

类别	燃料成本	资本成本	运营成本	总发电成本
全美	5.37	6.88	18.68	30.92
核电站规模				
单机组	5.38	9.61	26.09	41.08
多机组	5.36	6.26	17.01	28.64
运营商				
单座核电站	5.61	6.07	20.93	32.6
多座核电站	5.3	7.11	18.05	30.45

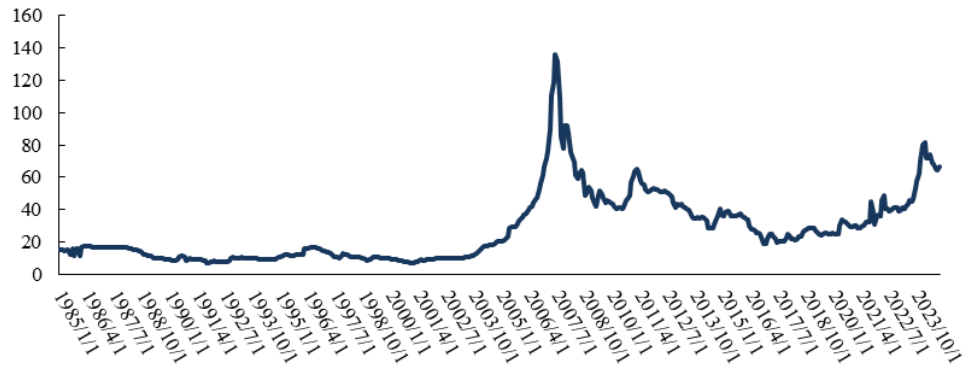
数据来源：NEI，东吴证券研究所

(1) DNP计划推动运营成本下降。核电运营成本括许可证、安全、维护和人力等。为了应对天然气革命的低价冲击，2016年美国核电行业提出以“降本增效”为核心目标的“履行核电承诺”行动计划(DNP计划)，提出了运营核电站各个领域的多项优化行动，以降低核电站的各种运行成本，总目标是到2020年实现美国核电行业总发电成本下降30%（以2012年为基准值）。

(2) 资本成本近十年下降50%。2012年美国核电资本成本达到峰值，主要增长原因是“9.11”和福岛核事故后延长核电站许可证、升级和安全维护相关的投资。自2012年以来，随着这些项目的完成，资本成本下降了50%以上。2022年资本成本较2021年有所回升，主要是因为核电站正在完成在新冠疫情期间推迟的维护和升级项目。

(3) 美国核电燃料成本较低。燃料成本约占总发电成本的17%，2012年前燃料成本有所上升，主要是由于铀价上涨，2008年价格达到顶峰。此后，铀矿价格多年来一直处于低位，一些公用事业公司也缩短了合同周期。尽管2020年以来，由于新冠疫情和俄乌战争，铀的价格有所上涨，但美国自冷战后每年从俄罗斯进口低价铀，燃料成本仍然较低，购买铀的价格低于其他国家。此外，美国自2005年起设立保障燃料供应（AFS）计划，通过稀释高浓缩铀作为储备，以确保在遭遇供应中断时核反应堆稳定运行。然而，考虑美国政府对俄实行低浓缩铀禁令，地缘政治风险可能导致其燃料成本未来出现上升。

图37: 1985/01-2024/10 全球实际市场价格: 铀 (美元/磅)



数据来源: Wind, 东吴证券研究所

图38: 2023 年美国铀矿来源及价格 (美元/磅)

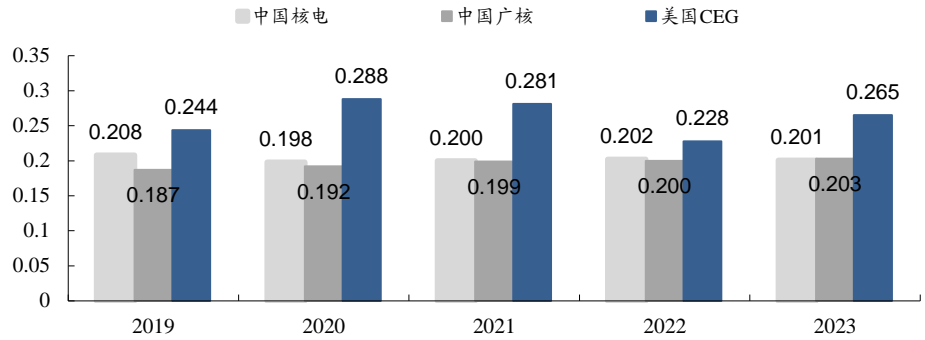
美国铀矿来源	占比	加权平均价格 (美元/磅)
加拿大	27%	43.73
澳大利亚	22%	51.15
哈萨克斯坦	22%	43.64
俄罗斯	12%	30.86
乌兹别克斯坦	10%	44.2
美国	5%	40.63
其他	2%	-

数据来源: EIA, 东吴证券研究所

3.2. 中国的核电度电成本低于美国，且仍具备下行空间

中国的核电度电成本较低，且中美成本结构差异较大。我们分析中国核电、中国广核和美国 CEG 的度电成本，2023 年中国核电、中国广核度电成本约 0.2 元/KWh，而美国 CEG 约 0.265 元/KWh。从结构看：2019-2023 年中国核电燃料成本/运维成本/折旧及摊销平均占比为 22%/39%/39%，中国广核燃料成本/运维成本/折旧及摊销平均占比为 26%/42%/32%，美国 CEG 燃料成本/运维成本/折旧及摊销平均占比为 13%/65%/22%。其中，1) 燃料成本：美国燃料成本略低于中国，主要系美国购铀价格较低所致。2) 运维成本：中国核电和中国广核运维成本比较稳定，且具备低成本优势。考虑美国人工成本较高等因素影响，CEG 运维成本约为中国 2 倍。3) 折旧及摊销：中国核电和中国广核每年折旧及摊销比较稳定，中国核电略高主要因两家折旧年限存在差异。美国 CEG 折旧及摊销存在波动，主要系 2020-2021 年公司计划提前退役个别核电机组带来一次性的折旧计提。对比 2022-2023 年，美国 CEG 度电折旧及摊销仅为中国核电运营商一半左右，主要因为 CEG 几乎所有机组均进入延寿折旧。未来中国核电机组进入延寿期后，折旧具备下行空间。假设度电折旧与美国 CEG 目前水平相当，约 0.04 元/KWh，总度电成本将下行 10-20% 左右。

图39: 2019-2023 年中美各公司核电度电成本 (元/KWh)



数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

图40: 2019-2023 年中美各公司核电度电成本拆分比较 (元/KWh)



数据来源: 公司公告, NEI, 东吴证券研究所

注: 燃料成本中的美国均值选用 NEI 统计的 2019-2022 年数据; CEG 成本中运维与折旧数据根据所有发电量测算, 其核电发电量占比超 85%。

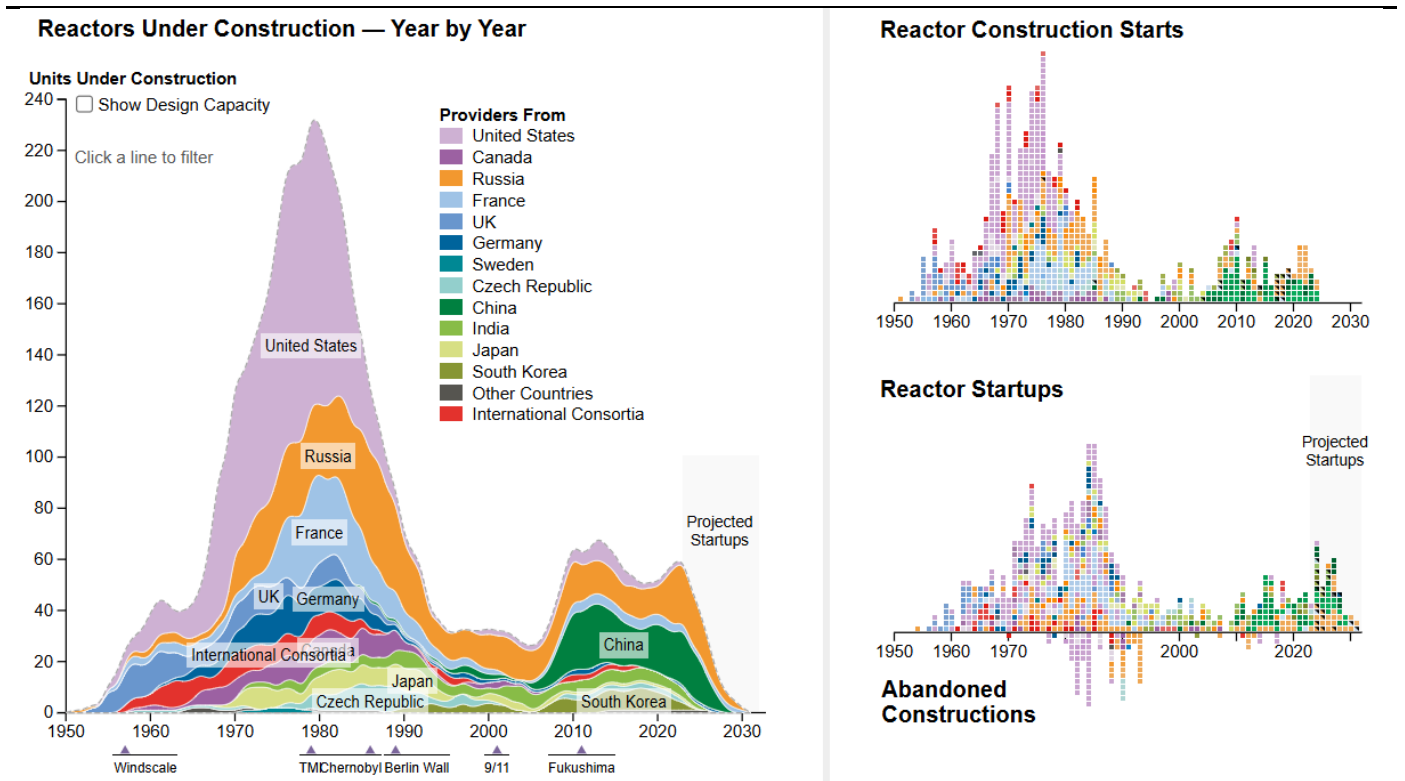
4. 核电延寿全球推进，优质资产长期价值再增厚

4.1. 高龄机组潮来临，延寿需求激增

“40年”高龄机组潮来临，延寿需求激增。20世纪70-80年代，率先开启核能发电的美国、前苏联和法国等国家进入核电建设高峰。通常，多数核电机组初次寿命设计为30-40年，主要和投入资本的折旧摊销期限相关，并不针对机组真正的运行寿命。2024年全球在运核电机组平均年龄超30年，大量机组已经在运40年左右，超过40年运行时间的机组多达136台。这些机组在确保安全性的基础上进行了一次延寿甚至已经申请二次延寿。以美国为例，几乎所有核电机组均可一次延寿至60年。2000年美国核管理委员会NRC首次批准Calvert Cliffs核电站两台机组延寿20年，到2019年3月批准Seabrook机组延寿20年，2000-2019年20年期间美国延寿机组数量达到94台。NRC目前正在考虑从60年至80年的二次延寿申请，截至2024年3月，已有6台机组获得批准，14台机组正在审查。

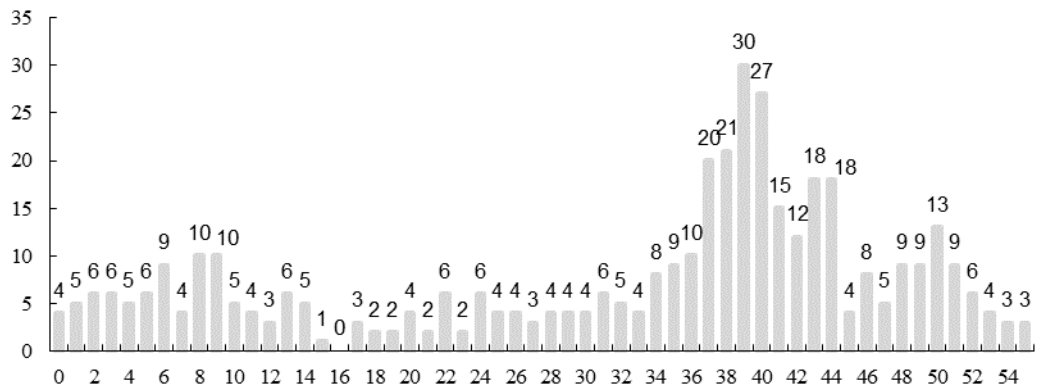
中国第一台核电机组获批延寿20年。秦山核电1号机组是中国第一座自行设计、建造和运行管理的30万千瓦级压水堆核电机组，于1991年12月15日首次成功并网，初始设计寿命30年，原计划于2021年12月15日服役期满。2014年，秦山核电正式启动该机组的延续运行工作，是中国首台申请延续运行的核电机组。2021年9月，经国家核安全局批准，秦山核电1号机组运行许可证获准延续，有效期延续至2041年7月30日。

图41：1950-2023年全球在建核反应堆分布



数据来源：世界核工业报告，东吴证券研究所

图42: 全球在运核电机组寿命分布 (截至 2024 年 8 月)

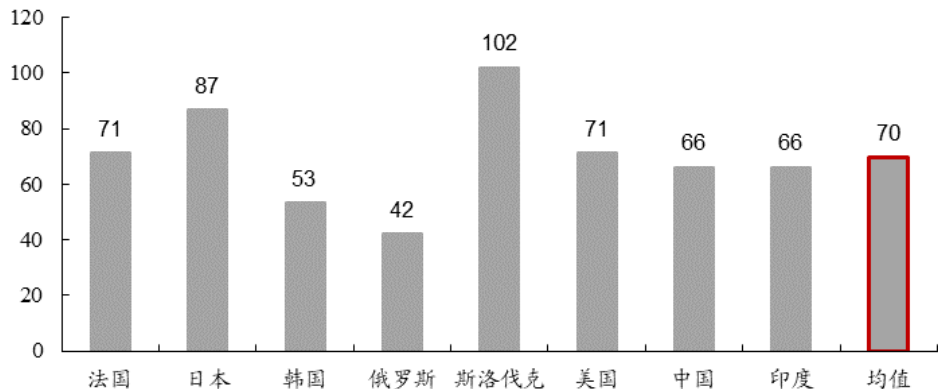


数据来源: IAEA, 东吴证券研究所
注: 纵轴为机组数量 (个), 横轴为机组寿命 (年)

4.2. 机组延寿可降低平准化成本, 长期运行凸显优势

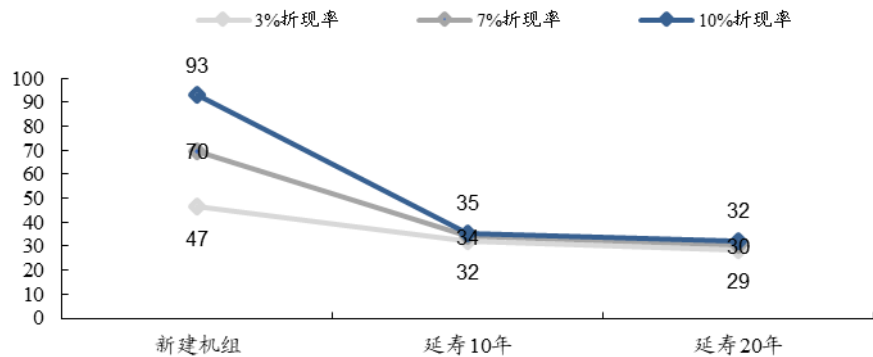
核电机组延寿可降低成本, 长期运行凸显优势。根据 IEA 数据, 以全球 8 个国家作为样本估算新建核电机组的平准化电力成本 (LCOE=项目全生命周期内的成本现值/全生命周期的发电量现值), 在假设机组能力因子为 85%、折现率为 7%情景下, 核电新建机组 LCOE 平均约为 70 美元/MWh, 其中中国在平均水平之下, 仅高于俄罗斯和韩国。按照新建机组/延寿 10 年/延寿 20 年测算不同情景下的 LCOE, 分析可知核电机组长期运行的成本远低于新建机组, 且折现率水平越高, 弹性越大。以折现率 7%为例, 延寿 10 年/延寿 20 年机组的 LCOE 分别为 34/30 美元/MWh, 不及新建机组的 50%。与新建机组相比, 通过延寿可实现长期运行, 在现有厂址和基础设施上进行设备升级更新, 大大降低核电机组全生命周期的平准化成本。

图43: 不同国家核电新建机组的平准化电力成本 LCOE (美元/MWh)



数据来源: IEA, 东吴证券研究所
注: 假设机组能力因子为 85%, 折现率为 7%

图44: 新建 VS 延寿机组的平准化电力成本 LCOE (美元/MWh)



数据来源: IEA, 东吴证券研究所

注: 假设机组能力因子为 85%, 折现率分别为 3%/7%/10%; 选取美国、法国、瑞士、瑞典作为测算样本并取均值

4.3. 核电机组延寿可增厚内在价值

核电机组延寿 1 次对内在价值增厚效应可达 11%-23%, 折现率越小增厚弹性越大。我们以单台规模为 0.67GW 的第二代核电机组为例, 测算延寿对内在价值的增厚效应。

(1) 假设机组运行 60 年即延寿 1 次, 在折现率 3%/5%/7% 的情景下相较不延寿的机组内在价值增厚 23%/15%/11%; (2) 假设机组运行 80 年即延寿 2 次, 在折现率 3%/5%/7% 的情景下相较不延寿的机组内在价值增厚 36%/20%/14%; (3) 假设机组运行 100 年即延寿 3 次, 在折现率 3%/5%/7% 的情景下相较不延寿的机组内在价值增厚 43%/22%/14%。分析可知, 在折现率较低的情况下, 延寿对核电机组内在价值的增厚效应更加敏感。

图45: 二代核电机组延寿对内在价值的增厚效应测算——基本假设

基本假设		
1	机组规模 (GW)	0.67
2	概算投资 (亿元)	77
3	运营年限 (年)	40
4	核电平均折旧年限 (年)	25
5	机组年利用小时数 (h)	7800
6	上网电价 (含税) (元/KWh)	0.4
7	运维成本 (亿元/年)	2.0
8	人员成本 (亿元/年)	0.8
9	燃料费 (亿元/年)	2.0
10	1次延寿投资 (元/KW)	2000
11	1次延寿期限 (年)	20
12	延寿折旧年限 (年)	20

数据来源: 东吴证券研究所

图46：二代核电机组延寿对内在价值的增厚效应测算

折现系数		3%	4%	5%	6%	7%
NPV	NPV (亿元) -不延寿	107.7	79.1	57.2	40.2	26.8
	NPV (亿元) -延寿1次	132.8	93.7	65.7	45.1	29.8
	NPV (亿元) -延寿2次	146.3	100.0	68.7	46.6	30.5
	NPV (亿元) -延寿3次	153.6	102.8	69.8	47.0	30.6
NPV增厚比例	延寿1次 (60年)	23%	18%	15%	12%	11%
	延寿2次 (80年)	36%	26%	20%	16%	14%
	延寿3次 (100年)	43%	30%	22%	17%	14%

数据来源：东吴证券研究所

5. 投资建议与风险提示

5.1. 投资建议

重点推荐核电运营商双寡头【中国核电】、【中国广核】。

中国核电：中核集团是核产业链“链长”引领核产业发展。中国核电背靠集团实现全产业链布局。在手项目贡献确定性成长。截至 2024/9/30，公司在运核电机组装机容量 2375 万千瓦，在建机组/待建机组 1392/672 万千瓦，贡献确定性规模成长 87%，2023-2030 装机规模 CAGR8.2%。我们维持 2024-2026 年公司归母净利润 107/117/127 亿元，同增 1%/9%/9%，2024-2026 年 PE17.2/15.7/14.5 倍（2024/11/12）。行业龙头项目充沛，即将进入加速投产期，维持“买入”评级。

中国广核：防 4 投运+台山恢复+宁德 5 号全面建设，成长加速。截至 2024/9/30，公司在运核电机组装机容量 3176 万千瓦，在建机组/待建机组 843/1098 万千瓦，贡献确定性规模增长 61%，2023-2030 装机规模 CAGR5.3%。2024 年防城港 4 号并网贡献+台山 1 号恢复重回成长，宁德 5 号机组开始全面建设，助力公司成长明显。我们维持 2024-2026 年公司归母净利润 118/123/133 亿元，2024-2026 年 PE 分别 17.2/16.5/15.3 倍（2024/11/12）。核电长久期优质运营资产，公司在运项目稳定，在建项目加速投产，维持“买入”评级。

图47：盈利预测与估值（2024/11/12）

公司简称	股票代码	股价 (元/股)	市值 (亿元)	归母净利润 (亿元)					P/E		
				2023	2024E	2025E	2026E	2024-2026 CAGR	2024E	2025E	2026E
中国核电	601985.SH	9.75	1,841	106	107	117	127	6%	17.2	15.7	14.5
中国广核	003816.SZ	4.02	2,030	107	118	123	133	7%	17.2	16.5	15.3

数据来源：Wind，东吴证券研究所预测

5.2. 风险提示

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

免责声明

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

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

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

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

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

东吴证券投资评级标准

投资评级基于分析师对报告发布日后 6 至 12 个月内行业或公司回报潜力相对基准表现的预期（A 股市场基准为沪深 300 指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普 500 指数，新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的），北交所基准指数为北证 50 指数），具体如下：

公司投资评级：

- 买入：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对基准在 15% 以上；
- 增持：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对基准介于 5% 与 15% 之间；
- 中性：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对基准介于 -5% 与 5% 之间；
- 减持：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对基准介于 -15% 与 -5% 之间；
- 卖出：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对基准在 -15% 以下。

行业投资评级：

- 增持：预期未来 6 个月内，行业指数相对强于基准 5% 以上；
- 中性：预期未来 6 个月内，行业指数相对基准 -5% 与 5%；
- 减持：预期未来 6 个月内，行业指数相对弱于基准 5% 以上。

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

东吴证券研究所
苏州工业园区星阳街 5 号
邮政编码：215021
传真：（0512）62938527

公司网址：<http://www.dwzq.com.cn>