

核电：从 DCF 视角看估值提升空间

华泰研究

2023 年 9 月 24 日 | 中国内地

专题研究

核电价值或被严重低估，短中期看价值回归，远期看成长性带来价值提升
核电与水电具有较强相似性，但 2020 以来 PB(LF)中枢 1.6x 左右显著低于水电的 2.2x。我们以中国核电为例采用 DCF 测算其所有核电机组价值，在 3.2%/7% 的贷款利率/贴现率下其在役/所有通过核准的核电机组归母价值 1686/2025 亿元，中核 9 月 22 日市值 1375 亿（含 14.5GW 新能源估值），核电价值或被严重低估，短中期看好核电价值回归；远期核电价值提升有望得益于机组延寿，但更关键的是常态化审批下新机组投产，我们测算每投产一台 120 万千瓦三代机组带来 148 亿元内在价值增厚（投产时间点上）。推荐中国核电及类似测算下估值仍有较大提升空间的长江电力。

核电类水电，稳定性突出，但仍处于价值洼地

核电与水电同为清洁能源，稳定性突出，2015-22 年 ROE 中枢 10.5% 左右，主要归因于：1) 发电不受外在自然因素影响，年利用小时接近 8000，远高于其他电源；2) 虽 2022-23 年市场化交易比例提升至 50% 左右，但多数省份市场化交易电价上浮部分均有回收机制，本质上是向计划电价的回归，总体较稳定；3) 度电营业成本稳定性高，基本在 0.2 元/千瓦时左右。但受 2016-18 年核电站零核准影响，核电 2020 年以来 PB(LF) 中枢 1.6x 左右，远低于水电（申万）指数的 2.2x 左右。

核电估值茅—水电或仍有较大价值提升空间

世界水电看中国，中国水电看长电。2020 年以来长电 PB(LF) 中枢远超水电行业平均主要得益于其更稳定且更高的 ROE（平均 14.5%），以及更高的分红比例（22-24 承诺 70%）。以长电为例，从 DCF 视角：1) 考虑 2.8%-3.6% 贷款利率，6.5%-7.5% 贴现率，6 座大水电经营期 80 年/永续经营下价值为 5869-6911/5919-7019 亿元；2) 未来多年平均上网电量较基础假设增加 5%-17%，对 6 座电站价值增厚比例均为 6%-21%。但 6 座电站的测算价值不完全代表整体上市公司价值，还要考虑充沛现金流的再投资能力（其他电源投资较难量化）和股权投资能力（2023E 预计 630 亿价值）。

核电短中期价值有望回归，远期价值提升主要取决于后续审批

当前我国核电呈现双寡头竞争格局，以中国核电为例，逐个搭建其所有核电机组的 DCF 模型。在贴现率 6.5%-7.5%，贷款利率 2.8%-3.6% 情景下，中核在役/所有核电机组（还含在建、已核准拟建）归母价值 1583-1799/1849-2221 亿元；考虑公司预期十四五末 30GW 新能源装机，我们测算对应归母价值 472.5 亿元。从机组延寿/后续常态化审批角度研究对核电价值的提升，我们发现延寿对剩余设计寿命较短机组增益更显著，远期价值提升的关键还在于核电后续常态化审批，我们预计每投产一台 120 万千瓦三代机组平均带来的内在价值增厚为 148 亿元（投产时间点上）。

三代机组 IRR 受电价/造价敏感性较高，相较二代盈利仍有较大降本空间

我们测算结果显示上网电价系对机组盈利影响最大的参数，同时造价的影响也较大，在 0.353-0.473 元/千瓦时上网电价，15-19 元/W 造价情景下，三代机组资本金 IRR 约为 9.6%-26.5%，投产时 ROE 为 12.2%-43.9%，单瓦 NPV 约为 6.90-17.76 元。若三代机组要在其他条件相似的情况下达到二代机组的盈利水平，参考目前上网电价相同的防城港 2 号、3 号机组，当防城港 3 号机组单瓦造价下降至 12.20 元左右时，资本金 IRR 会与目前防城港 2 号的 IRR 水平（27.04%）相近。

风险提示：测算假设与实际情况偏差风险，核电行业竞争格局预期偏差，核电/水电利用小时不及预期，核电/水电上网电价下行风险。

发电

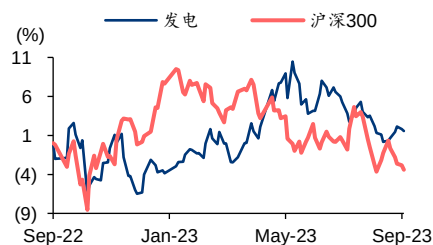
增持（维持）

研究员	王玮嘉
SAC No. S0570517050002	wangweijia@htsc.com
SFC No. BEB090	+(86) 21 2897 2079
研究员	黄波
SAC No. S0570519090003	huangbo@htsc.com
SFC No. BQR122	+(86) 755 8249 3570
研究员	李雅琳
SAC No. S0570523050003	liyali018092@htsc.com
SFC No. BTC420	+(86) 21 2897 2228
联系人	胡知
SAC No. S0570121120004	huzhi019072@htsc.com
	+(86) 21 2897 2228

华泰证券研究所分析师名录



行业走势图



资料来源：，华泰研究

重点推荐

股票名称	股票代码	目标价 (当地币种)	投资评级
中国核电	601985 CH	8.67	买入
长江电力	600900 CH	30.53	买入

资料来源：华泰研究预测

并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费

正文目录

核电稳定性突出，但仍处于估值洼地	4
作为低碳高效的大型基荷电源，核电清洁性、必要性与稳定性优势突出	4
核电类水电，但估值显著低于水电	7
电力不可能三角对碳中和提出考验，核电审批加速迎来新发展机遇	8
秦山核电 1 号机组延寿 20 年，能源转型目标下预计未来将有更多机组延寿	8
DCF 测算：即便估值较核电高，水电龙头长电或仍有提升空间	9
DCF 测算：两维度探寻核电估值提升空间	13
延寿对机组归母价值有所增益，其中对剩余设计寿命较短机组增益更显著	19
审批常态化下新机组持续投产对企业归母价值增益较大	20
三代核电机组盈利性及降本需求讨论	22
敏感性分析	22
机组 IRR 的敏感性分析：	22
机组 ROE 的敏感性分析：	23
机组单瓦 NPV 的敏感性分析：	25
未来三代机组降本后与二代机组盈利对比的讨论	26
附录	27
风险提示	28

图表目录

图表 1：各主要发电方式温室气体排放量对比	4
图表 2：我国核电厂布局分布示意图（截至 2022 年 12 月 22 日）	5
图表 3：2022 年各类型电源的年利用小时数	5
图表 4：2019-2022 年中国核电度电成本稳定在 0.20 元/千瓦时左右	6
图表 5：2019-2022 年中国核电度电成本	6
图表 6：2019-2022 年中国广核度电成本	6
图表 7：各类型电源上市企业 ROE 水平	7
图表 8：水力发电（申万）、中国核电 PB（LF）与走势	7
图表 9：我国核电机组核准数量情况	8
图表 10：长江电力 6 座水电站主要折旧科目预期	10
图表 11：长江电力 DCF 测算假设表	10
图表 12：溪洛渡/向家坝电站 DCF 测算（亿元）	11
图表 13：考虑 80 年经营期时长江电力各电站价值（亿元）	11
图表 14：考虑永续经营时长江电力各电站价值（亿元）	11
图表 15：长江电力 6 座电站价值（经营期 80 年）对贷款利率和贴现率的敏感性分析	12
图表 16：长江电力 6 座电站价值（永续经营）对贷款利率和贴现率的敏感性分析	12
图表 17：长江电力 6 座电站价值（经营期 80 年/永续经营）对未来多年平均电量假设的敏感性分析	12

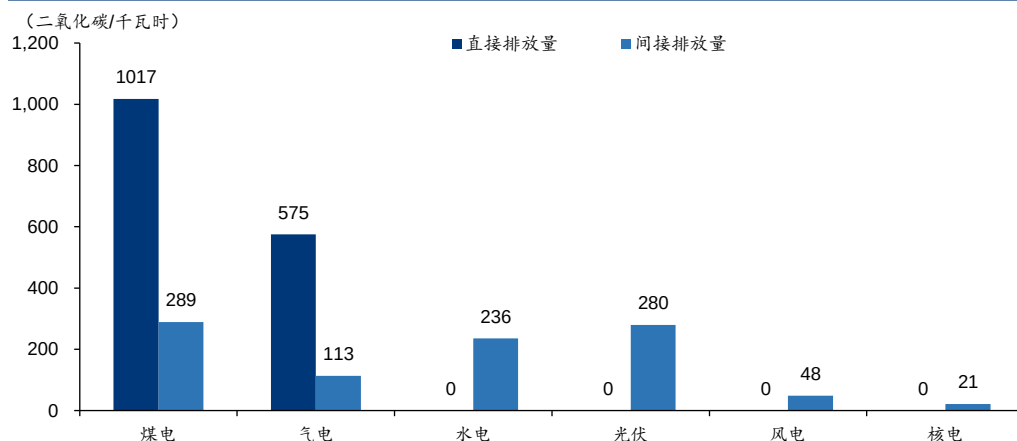
图表 18: 2022 年我国在运及在建核电机组装机市占率情况	13
图表 19: DCF 模型参数假设表	14
图表 20: 已投产二代机组 DCF 模型参数假设表——以秦山二核 1 号机组为例	15
图表 21: 已投产二代机组 DCF 模型现金流量表——以秦山二核 1 号机组为例	16
图表 22: 未投产三代机组 DCF 模型参数假设表——以三门核电 3 号机组为例	17
图表 23: 未投产三代机组 DCF 模型现金流量表——以三门核电 3 号机组为例	18
图表 24: 关于贴现率及贷款利率对中国核电在役机组归母价值（亿元）的敏感性分析	18
图表 25: 关于贴现率及贷款利率对中国核电所有机组归母价值（亿元）的敏感性分析	19
图表 26: 机组延寿参数假设表	19
图表 27: 延寿对已投产机组的影响测算表	19
图表 28: 审批常态化下未来投产三代机组参数假设表	21
图表 29: 审批常态化假设下未来投产三代机组带来的价值	21
图表 30: 关于上网电价及单瓦造价的机组 IRR 敏感性分析	22
图表 31: 关于上网电价及贷款利率的机组 IRR 敏感性分析	22
图表 32: 关于单瓦造价及实际贷款利率的机组 IRR 敏感性分析	22
图表 33: 关于上网电价及单瓦造价的机组投产时 ROE 敏感性分析	23
图表 34: 关于上网电价及实际贷款利率的机组投产时 ROE 敏感性分析	23
图表 35: 关于单瓦造价及实际贷款利率的机组投产时 ROE 敏感性分析	23
图表 36: 关于上网电价及单瓦造价的机组贷款利息偿还完毕时 ROE 敏感性分析	24
图表 37: 关于上网电价及贷款利率的机组贷款利息偿还完毕时 ROE 敏感性分析	24
图表 38: 关于单瓦造价及贷款利率的机组贷款利息偿还完毕时 ROE 敏感性分析	24
图表 39: 关于上网电价及单瓦造价的机组贷款利息偿还完毕与折旧结束时 ROE 敏感性分析	24
图表 40: 关于上网电价及贷款利率的机组贷款利息偿还完毕与折旧结束时 ROE 敏感性分析	24
图表 41: 关于单瓦造价及贷款利率的机组贷款利息偿还完毕与折旧结束时 ROE 敏感性分析	25
图表 42: 关于上网电价及单瓦造价的机组单瓦 NPV（元）敏感性分析	25
图表 43: 关于上网电价及贷款利率的机组单瓦 NPV（元）敏感性分析	25
图表 44: 关于单瓦造价及贷款利率的机组单瓦 NPV（元）敏感性分析	25
图表 45: 二代、三代机组 IRR 比较	26
图表 46: 重点推荐公司一览表	26
图表 47: 重点推荐公司最新观点	26
图表 48: 中国核电机组归母价值测算	27

核电稳定性突出，但仍处于估值洼地

作为低碳高效的大型基荷电源，核电清洁性、必要性与稳定性优势突出

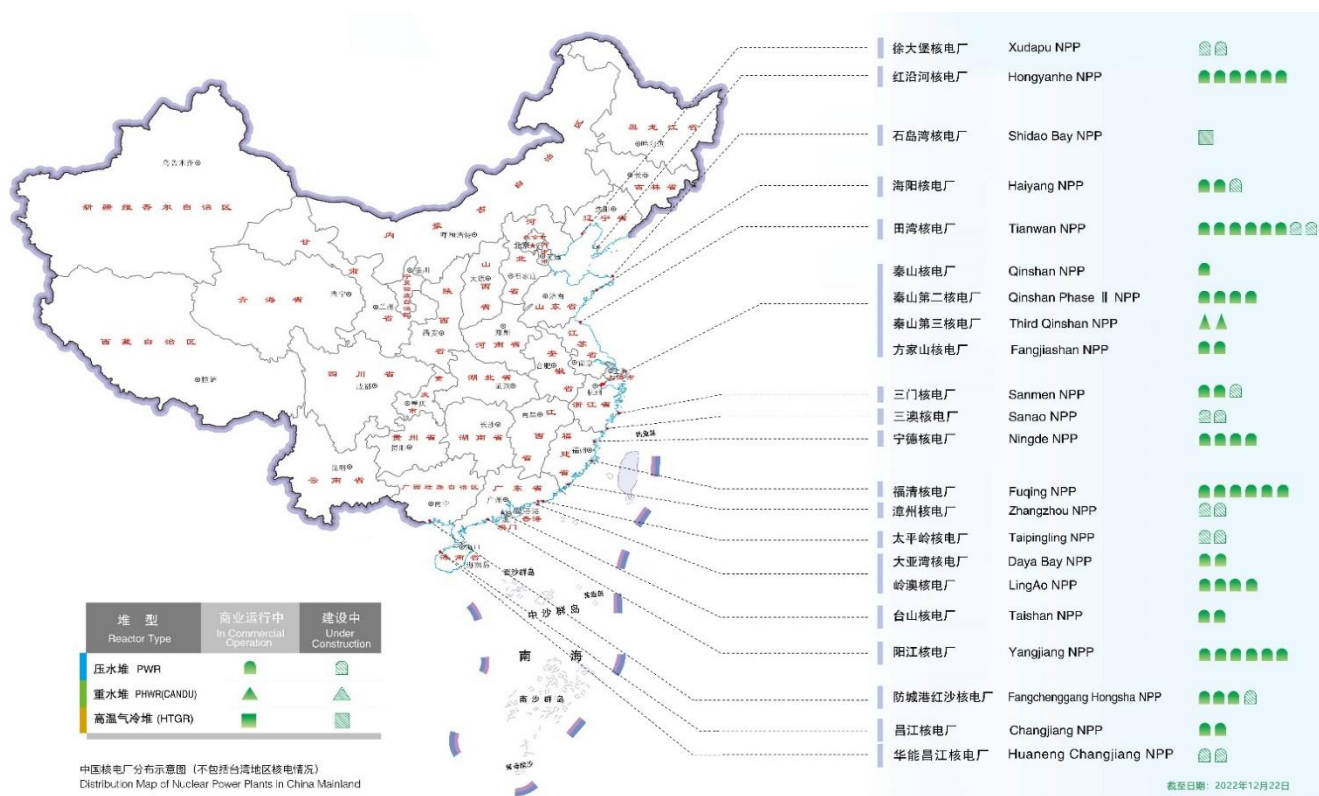
清洁性方面，核电为低碳清洁能源，可减少温室气体排放。与使用煤炭或天然气的发电站不同，核电站不会污染空气或直接排放二氧化硫、氮氧化物或温室气体。据人民日报 2021 年 4 月 6 日发布的《第三代核电技术——更高效 更清洁 更安全（开卷知新）》报道，国际机构研究表明，在过去的半个世纪里，核电帮助降低了二氧化碳的长期排放增加速度。以“华龙一号”为例，每台“华龙一号”机组装机容量 116 万千瓦，每年清洁发电近 100 亿千瓦时，相当于减少标准煤消耗 312 万吨，减少二氧化碳排放 816 万吨。

图表1：各主要发电方式温室气体排放量对比



资料来源：世界核协会，华泰研究

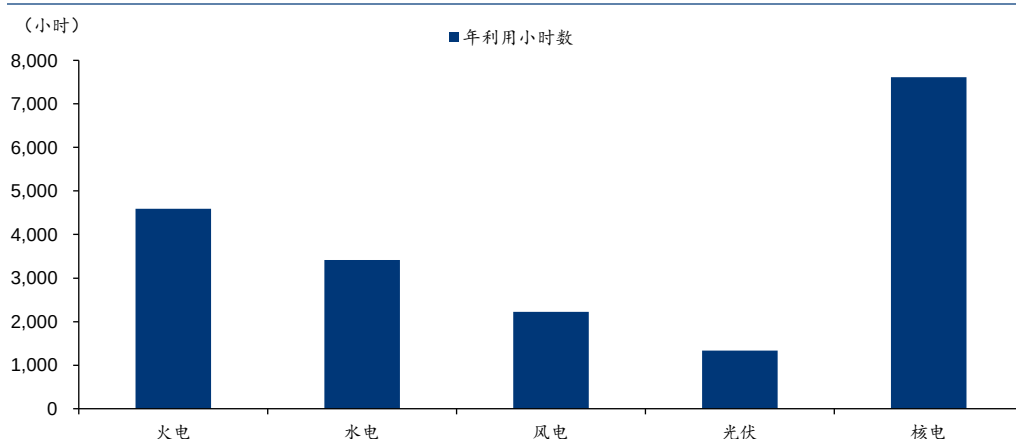
必要性方面，沿海核电有助于减小沿海省份用电缺口，改善结构性缺电。我国大部分沿海省份均存在用电缺口，主要通过特高压从其他省份输送缓解。而我国大部分核电机组均布局于沿海省份，项目选址靠近电力负荷中心，发电量可直接供项目所在地使用，可一定程度的缓解沿海省份用电问题。就地建设就地利用，既减少了电力长距离传输过程中的损耗，也减少了运输成本与外送依赖。

图表2：我国核电厂布局分布示意图（截至 2022 年 12 月 22 日）


资料来源：中国核能行业协会，华泰研究

与其他清洁能源相比，核电稳定性优势明显：

1) 运行稳定且利用小时显著高于其他电源：与其他清洁能源相比，核电很少受天气、季节或其他环境条件的影响，除 12-18 个月核电站换料一次外，平时几乎都处于基荷运行。高稳定性带来较高的利用小时数，核电的利用小时数显著高于其他电源。

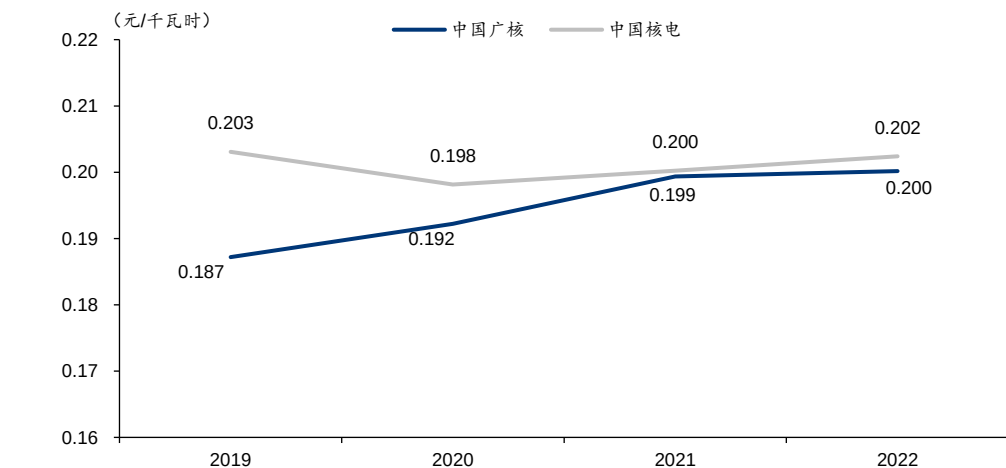
图表3：2022 年各类型电源的年利用小时数


资料来源：国家能源局，华泰研究

2) 上网电价较为稳定：核电上网电价主要包含计划电价与市场电价，计划电价由发改委批准，较为稳定；市场电价则与火电上网电价有一定相关性，2021 年之前处于折价状态，随火电市场化电价上涨，2022 年核电市场电价同比有所提升，但由于像广东、浙江、广西等省份均有市场化交易电价部分回收机制，即便核电的市场化电价 2022-2023 年同比有所上涨，但多数也是向核电计划电价回归。

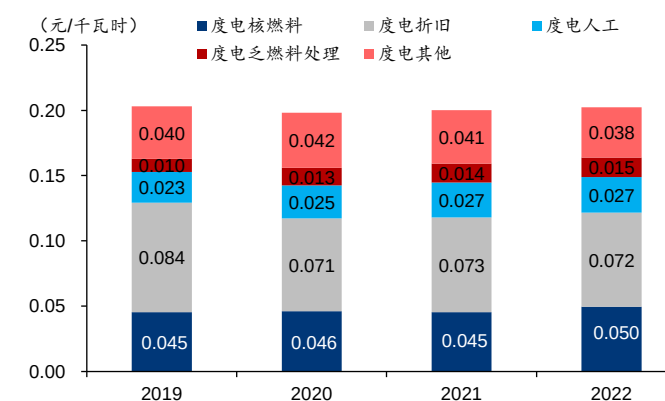
3) 度电营业成本较为稳定：2019-2022 年中国核电度电成本稳定在 0.20 元/千瓦时左右，其中度电核燃料/人工/折旧/其他成本多数年份基本维持在 4.5/2.5/7.2/4 分钱左右，度电乏燃料处理费和机组投产时间结构有关，机组投产 5 年后乏燃料处理费为度电 2.6 分。

图表4： 2019-2022 年中国核电度电成本稳定在 0.20 元/千瓦时左右



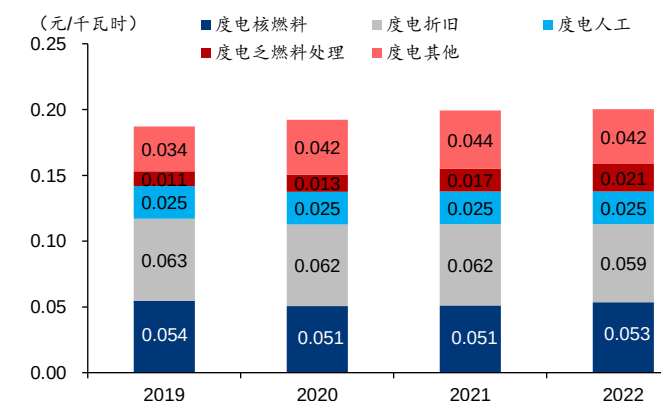
注：各项成本以对应年度成本总额/当年控股上网电量得到
资料来源：中国核电/中国广核公司公告，华泰研究

图表5： 2019-2022 年中国核电度电成本



注：各项成本以对应年度成本总额/当年控股上网电量得到
资料来源：中国核电公司公告，华泰研究

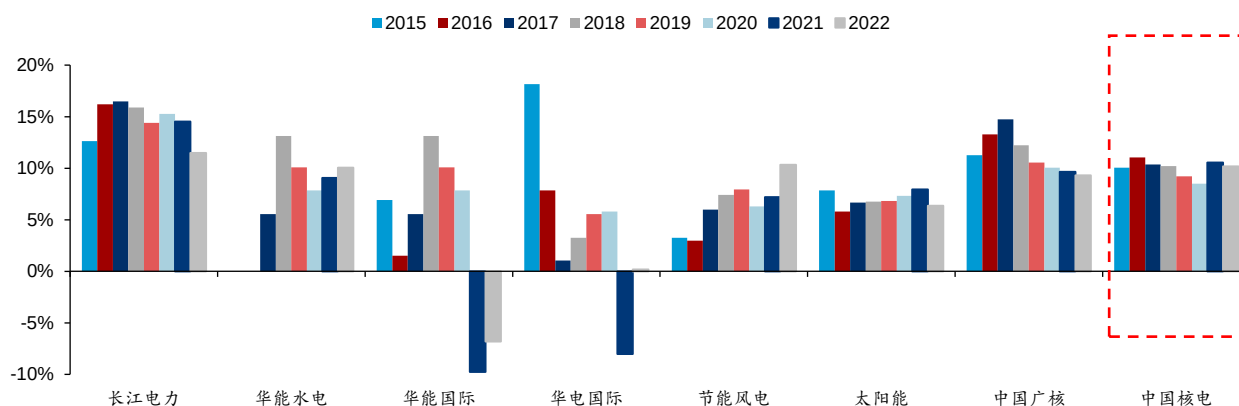
图表6： 2019-2022 年中国广核度电成本



注：各项成本以对应年度成本总额/当年控股上网电量得到
资料来源：中国广核公司公告，华泰研究

综合以上三点，核电 ROE 长期稳定于较高区间。比较各类型电源企业 2015 年以来上市年度的净资产收益率稳定性，我们可以看到与其他火电、水电企业相比，核电企业如中国核电净资产收益率明显较为稳定。此外，对比 2021、2022 年各类型电源上市企业资产收益率的具体水平，中国核电的净资产收益率仅略低于无燃料成本的水电企业，而高于其他火电、绿电企业，表现亮眼。

图表7：各类型电源上市企业 ROE 水平



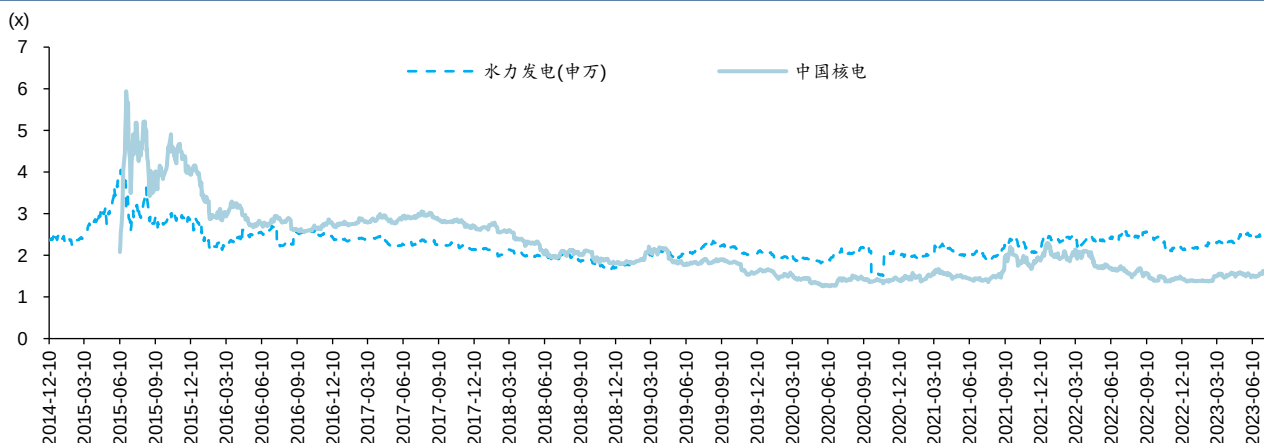
资料来源：，华泰研究

核电类水电，但估值显著低于水电

核电行业与水电行业具有很多相似的属性，但估值水平显著低于水电。如核电和水电均具有重资产、建设周期较长、分红/ROE 稳定等特点。选取水力发电（申万）代表水电行业，选取中国核电代表核电行业，比较水电行业与核电行业的估值水平。我们发现水电板块受益于其 ROE、分红稳定等特点，估值较为稳定，2020 年以来 PB (LF) 中枢为 2.2x。但 2020 年以来（不考虑新股上市年度）核电板块估值水平明显低于水电板块，且波动较大，具备较大估值修复空间。2020 年以来中国核电的 PB (LF) 中枢为 1.6x，最高水平为 2.3x。

具体来看核电板块，中国核电估值水平在上市之初表现出色，随后逐渐震荡走低，方差较为明显。中国核电上市年度 PB (LF) 高于 3x，2016-2017 年受核电机组零核准影响，估值呈现回落趋势，稳定在 3.0x 左右；2018 年机组零核准叠加整个市场的不景气，公司估值震荡走低，2019 年公司机组故障，2020 年估值回落至最低水平 1.2x 左右。

图表8：水力发电（申万）、中国核电 PB (LF) 与走势



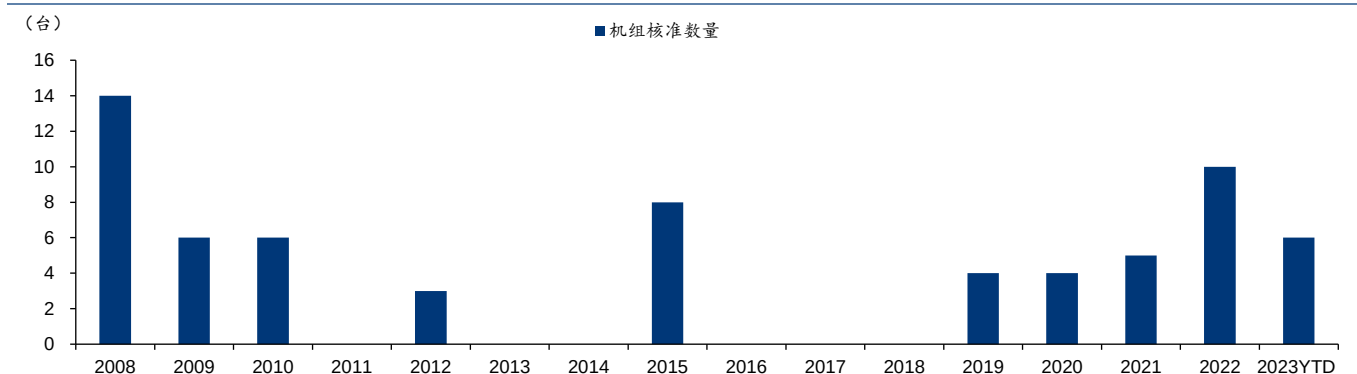
资料来源：，华泰研究

电力不可能三角对碳中和提出考验，核电审批加速迎来新发展机遇

自 2011 年福岛事故以来，我国核电审批进展缓慢。2015 年虽短暂重启核电审批，但由于全球首堆 AP1000 三门 1 号机组投产延期；华龙 1 号机组示范项目福清 5 号、6 号机组 2015 年才开工，尚不具备批量化建设条件，政府出于对第三代核电站的实用性考察而再次暂停核电审批，2016-2018 年我国均未审批新的核电机组，直到 2019 年三代核电落地我国才重启审批。

在“双碳”目标及核技术进步的背景下，核电是电力清洁、低碳、稳定“不可能三角”目前看来最有效的解决方式。2021 年政府工作报告中首次用“积极”来形容核电的发展。2022 年，国务院共核准 10 台核电机组，创下近十年来核电审批最快速度。2023 年 7 月 31 日，经国务院常务会议审议，福建宁德核电项目 5、6 号机组、华能山东石岛湾核电厂扩建一期工程项目 1、2 号机组、徐大堡核电项目 1、2 号机组等 6 台机组获得国家核准。我们认为核电建设有望按照每年 6-8 台机组的速度稳步推进。

图表9：我国核电机组核准数量情况



注：2023YTD 为 2023 年 1-7 月

资料来源：国务院官方网站，华泰研究

秦山核电 1 号机组延寿 20 年，能源转型目标下预计未来将有更多机组延寿

核电机组延寿是指将核电机组运行寿期延长至超过原许可证运行寿期或设计寿期，使其能够在更长时间内以可靠、低成本且低碳排放的方式生产电力，从而实现价值最大化。秦山核电 1 号机组是我国第一座自行设计、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 日成功并网，初始设计寿命为 30 年。2021 年 9 月，据生态环境部官网，根据《中华人民共和国核安全法》及《中华人民共和国民用核设施安全监督管理条例》有关要求，经国家核安全局批准，秦山核电厂 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，是我国首台实现延寿的机组。未来，我国有望通过有效的寿命管理，在确保安全的前提下延长现役核电站的实际运行寿命，可以使之在更长时间里继续提供清洁稳定的电力。

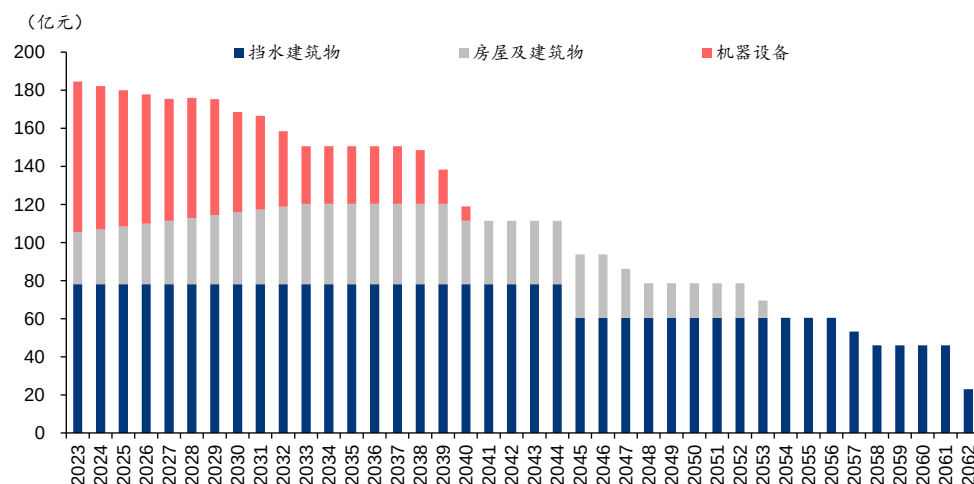
DCF 测算：即便估值较核电高，水电龙头长电或仍有提升空间

截至 2023 年 6 月底，长江电力水电总装机容量 7179.5 万千瓦，系全球最大的水电上市公司，所谓世界水电看中国，中国水电看长电。2020 年以来，长江电力 PB(LF)中枢约为 2.8x，较水电（申万）指数 PB(LF)中枢 2.2x 更高，主要得益于长江电力较其他水电公司更稳定且更高的 ROE 水平，以及更高的分红比例（2020/21/22 年分别为 61%/71%/94%）。但即便长江电力在电力运营商板块中属于估值较高的标的，我们从 DCF 角度测算，在 2.8%-3.6% 贷款利率，6.5%-7.5% 贴现率情景下，其 6 座大水电经营期 80 年/永续经营下价值为 5869-6911/5919-7019 亿元

测算假设：

- 1) **上网电价：**由于长电自 2020 年之后未公布公司分电站上网电价，水电市场化交易比例较小，整体电价水平相对稳定，我们保守假设三峡/葛洲坝/溪洛渡/向家坝不含税上网电价维持 2019 年的水平。假设乌东德水电站上网电价维持 2022 年水平，白鹤滩电站上网电价采用 2023 年发改委最新核定外送江苏/浙江上网电价与留川电价加权平均，为 0.31 元/千瓦时（含税）。
- 2) **度电水资源费/库区维护费：**按照长江电力 2023 年半年度报告披露假设三峡/葛洲坝/溪洛渡/向家坝/乌东德/白鹤滩的度电水资源费为 0.005/0.005/0.008/0.008/0.008/0.008 元/千瓦时，并假设上述 6 座电站的度电库区维护费均为 0.008 元/千瓦时。
- 3) **单位千瓦其他成本：**依据 2022 年长电整体其他成本按照装机容量分摊至存量 4 座电站，假设 2023 年新注入的乌东德/白鹤滩单位千瓦其他成本与存量电站相同。
- 4) **2023 年上网电量：**按照长电于 2022 年年度报告披露的 2023 年年度发电计划 3064 亿千瓦时发电量为茅，根据不同水电站的上半年发电情况和近 come 来水情况进行相应假设。
- 5) **自 2024 年之后的多年平均上网电量：**为了简化计算，我们直接假设自 2024 年之后的多年平均上网电量，考虑 2022 年三峡水库未蓄满水影响了 2023 年发电量，乌东德水库 1H23 来水同比偏枯 22.89%，我们假设三峡/乌东德自 2024 年之后的多年平均上网电量高于 2023 年水平，为 1000/377 亿度，其他电站保守预计与 2023 年假设值持平。但随着上游调节能力较强的水电站陆续建设投产，按照长电水电站多分布于下游的优势，长电各电站的利用小时数（发电量）有较大提升潜力，后续我们将使用敏感性分析予以演绎。
- 6) **营业税金及附加/营业费用率/管理费用率：**均参考长电 2022 年年报水平。
- 7) **所得税率：**不同水电站所在区域、投产时间不同导致所得税有所差异，根据长电 2023 年半年度报告披露溪洛渡/向家坝享受西部开发所得税优惠，为 15%；三峡/葛洲坝应为 25%；乌东德/白鹤滩仍处于“三免三减半”税收优惠政策中，其中乌东德 2023-2025 年为所得税减半期（7.5%）；白鹤滩 2023 年为免所得税最后一年，2024-2026 年为所得税减半期（7.5%）。
- 8) **借贷和贴现率：**假设资本金比例 30%，即借贷占投资的 70%；借贷年限 20 年，贷款利率 3.2%；贴现率 7%。
- 9) **折旧和使用寿命：**由于长电各水电站规模较大且机组系陆续投产，我们根据公司历史的折旧对各水电站挡水建筑物/房屋及建筑物/机器设备的折旧等进行了拆分预测，基本符合长电 2022 年年报所披露的挡水建筑物/房屋及建筑物/机器设备 40-60/8-50/5-32 年的折旧方法。水电站及大坝的实际使用寿命远超折旧年限，例如我国的石龙坝水电站历经 111 年仍在运行发电，我们暂按照 80 年的寿命进行测算，也将展示永续经营的测算结果。

图表10：长江电力6座水电站主要折旧科目预期



资料来源：华泰研究预测

图表11：长江电力 DCF 测算假设表

	单位	三峡	葛洲坝	溪洛渡	向家坝	乌东德	白鹤滩
装机容量	万千瓦	2,250.0	273.5	1,386.0	640.0	1,020.0	1,600.0
上网电价	元/千瓦时, 含税	0.245	0.213	0.296	0.29	0.2851	0.31
度电水资源费	元/千瓦时	0.005	0.005	0.008	0.008	0.008	0.008
度电库区维护费	元/千瓦时	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008
单位千瓦其他成本	元/千瓦	72.09	72.09	72.09	72.09	72.09	72.09
未来多年平均电量假设	亿度	1,000	192	635	347	377	610
2023E 上网电量	亿度	945	192	635	347	334	610
营业税金及附加	%	2.06%	2.06%	2.06%	2.06%	2.06%	2.06%
营业费用率	%	0.32%	0.32%	0.32%	0.32%	0.32%	0.32%
管理费用率	%	2.61%	2.61%	2.61%	2.61%	2.61%	2.61%
所得税率	%	25%	25%	15%	15%	三免三减半	
统一假设:							
贷款年限	年	20					
贷款比例	%	70%					
贷款利率	%	3.2%					
贴现率	%	7%					

资料来源：长江电力公告、华泰研究预测

由于长电的溪洛渡/向家坝，乌东德/白鹤滩均采取的两两注入的方式，折旧统计较难拆开，我们测算电站 DCF 时也两两组合测算。篇幅有限，展示溪洛渡/向家坝电站测算过程：

图表12：溪洛渡/向家坝电站 DCF 测算（亿元）

年份	2023	2024	2025	2026	2027		2088	2089	2090	2091	2092
售电收入	255	255	255	255	255		255	255	255	255	166
水资源费	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9		7.9	7.9	7.9	7.9	5.1
库区维护费用	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9		7.9	7.9	7.9	7.9	5.1
其他营业成本	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6		14.6	14.6	14.6	14.6	10.0
折旧	60	60	60	60	60		0	0	0	0	0
毛利	165	165	165	165	165		225	225	225	225	146
营业税金及附加	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3		5.3	5.3	5.3	5.3	3.4
主营业务利润	160	160	160	160	160		220	220	220	220	143
营业费用	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8		0.8	0.8	0.8	0.8	0.5
管理费用	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7		6.7	6.7	6.7	6.7	4.3
本金支付	69.85	72.08	74.39	76.77	53.66		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
利息支付	11.10	8.86	6.55	4.17	1.72		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
税前利润	141	143	146	148	150		212	212	212	212	138
所得税	21	22	22	22	23		32	32	32	32	21
净利润	120	122	124	126	128		180	180	180	180	117
净现金流	110	110	109	109	134		180	180	180	180	117
折现因子	0.28	1.28	2.28	3.28	4.28		65.28	66.28	67.28	68.28	69.28
折现净现金流	108	101	94	87	101		2	2	2	2	1
合计价值	2444										

资料来源：华泰研究预测

长电 6 座电站 80 年经营期/永续经营下价值分别为 6358/6431 亿元。我们测算结果显示在 80 年经营期的假设下，三峡/葛洲坝、溪洛渡/向家坝、乌东德/白鹤滩的价值分别为 2346/2444/1568 亿元，合计 6358 亿元；若考虑永续经营，但永续经营期每期的现金流均为相同，不考虑永续增值率，在永续测算时点（即不考虑时间价值）三峡/葛洲坝、溪洛渡/向家坝、乌东德/白鹤滩的永续价值分别为 1929、2578、2606 亿元，但由于需要折现回现在，水电站本身正常经营期较长，导致贴现因子较大，故折现至当前永续价值较小，分别为 145/237/171 亿元，考虑永续经营合计 6 座电站价值为 6431 亿元。

图表13：考虑 80 年经营期时长江电力各电站价值（亿元）

	价值
三峡/葛洲坝	2,346
溪洛渡/向家坝	2,444
乌东德/白鹤滩	1,568
合计	6,358

资料来源：华泰研究预测

图表14：考虑永续经营时长江电力各电站价值（亿元）

	永续测算点及之前的经营价值	永续价值	折现到现在的永续价值	考虑永续经营时各电站当前价值
三峡/葛洲坝	2,236	1,929	145	2,381
溪洛渡/向家坝	2,232	2,578	237	2,468
乌东德/白鹤滩	1,411	2,606	171	1,582
合计				6,431

资料来源：华泰研究预测

考虑贷款利率、贴现率假设对 DCF 测算结果产生一定影响，我们进行了长江电力 6 座电站价值（经营期 80 年/永续经营）对贷款利率和贴现率的敏感性分析，结论为：在 2.8%-3.6% 的贷款利率，6.5%-7.5% 的贴现率下，长江电力 6 座电站在经营期 80 年/永续经营下的价值为 5869-6911 亿元/5919-7019 亿元。

图表15：长江电力 6 座电站价值（经营期 80 年）对贷款利率和贴现率的敏感性分析

贷款利率/贴现率	6.50%	6.75%	7%	7.25%	7.50%
2.8%	6,911	6,649	6,403	6,174	5,959
3.0%	6,888	6,626	6,381	6,151	5,936
3.2%	6,865	6,603	6,358	6,129	5,914
3.4%	6,841	6,579	6,335	6,106	5,891
3.6%	6,817	6,556	6,311	6,083	5,869

资料来源：华泰研究预测

图表16：长江电力 6 座电站价值（永续经营）对贷款利率和贴现率的敏感性分析

贷款利率/贴现率	6.50%	6.75%	7%	7.25%	7.50%
2.8%	7,019	6,738	6,477	6,235	6,009
3.0%	6,996	6,715	6,454	6,212	5,987
3.2%	6,973	6,692	6,431	6,190	5,965
3.4%	6,949	6,668	6,408	6,167	5,942
3.6%	6,925	6,645	6,385	6,144	5,919

资料来源：华泰研究预测

在上文的假设中我们提到过随着上游调节能力较强的水电站陆续建设投产，按照长电水电站多分布于下游的优势，长电各电站的利用小时数（发电量）在联合调度的增发电量效应下有较大提升潜力，我们进行了长江电力 6 座电站价值（经营期 80 年/永续经营）对未来多年平均电量假设的敏感性分析，结果为：未来多年平均上网电量较图表 11 假设的增加值在 25-100 亿度时，长江电力 6 座电站经营期 80 年/永续经营的价值分别为 6726-7709 亿元/6802-7795 亿元，即总体上网电量增厚比例为 5%-17%时，对长江电力 6 座电站价值（经营期 80 年/永续经营）的增厚比例均为 6%-21%。

图表17：长江电力 6 座电站价值（经营期 80 年/永续经营）对未来多年平均电量假设的敏感性分析

价值（亿元）/上网电量较基础假设的增加值（亿度）	0	25	50	75	100
80 年经营期价值	6,358	6,726	7,053	7,381	7,709
永续经营价值	6,431	6,802	7,133	7,464	7,795

注：由于葛洲坝多年平均上网电量的基础假设隐含利用小时已在 7300 小时左右，处于较高水平，敏感性测算时上网电量较基础假设增加值大于等于 25 亿度时葛洲坝的增加值假设均为 25 亿度

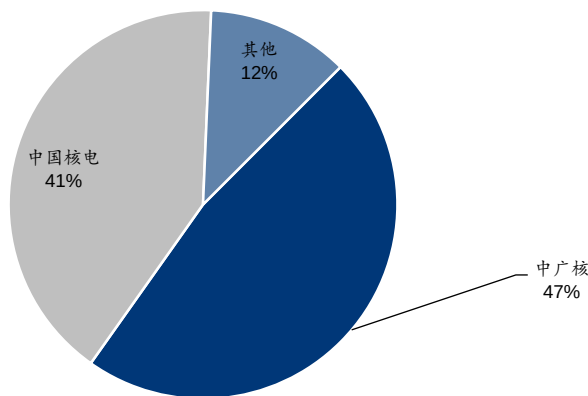
资料来源：华泰研究预测

长江电力 6 座电站的测算价值不完全代表长江电力整个上市公司的价值，还要考虑充沛现金流的再投资能力和股权投资能力。2018-2022 年，长江电力经营现金流净额在 309-410 亿元的水平，除 2022 年来水严重偏枯为 309 亿元外，其余年份均在 350 亿元以上。未来长江电力虽暂无新增大型水电站的规划，但对新能源/抽水蓄能/储能/综合能源等均有布局，由于较难量化，暂不考虑其对短期价值的贡献；同时，在股权投资方面，2020 年-2022 年每年联合营企业对公司的投资收益贡献为 32/28/35 亿元，1H23 已达到 21 亿元，保守预计 2023 年全年 42 亿元，考虑公司投资企业多为电力产业链上的公司，且多数为水电/新能源公司，给予 15xPE，该部分价值可达 630 亿元。

DCF 测算：两维度探寻核电估值提升空间

截至 2022 年底，我国核电运营行业呈现双寡头竞争格局，其中中国核电的市占率为 41%。本文我们将以中国核电为例，首先对其所有在役、在建、已核准拟建机组逐一搭建 DCF 模型测算每个机组的折现价值，最后加总得到中国核电的核电板块归母价值。

图表18：2022 年我国在运及在建核电机组装机市占率情况



资料来源：中国核电公司公告，中国广核公司公告，华泰研究

核电机组 DCF 模型所涉核心假设如下：

利用小时数：据中国广核招股书，核电机组的大修分为换料大修、首次换料大修和十年换料大修。其中首次换料大修一般在新机组在投入运行的下一年度实施，时间较长，接近于十年大修；换料大修周期一般在 12-18 个月。故我们假设每个机组在投产下一年进行首次大修；首次大修后每 10 年进行一次十年大修；鉴于首次大修与十年大修所耗工期更长，检修项目更多，故每次首次大修与十年大修后机组先正常运转一年，随后开始隔一年进行一次换料大修。

年度停机天数：正常运转情况下，年度停机天数为 0 天；换料大修情况下，参考中国核电公司公告提到年度大修工期在 30 天以内的目标，且 2022 年常规大修平均工期为 27.39 天，测算中取年度停机天数为 30 天；首次大修与十年大修情况下，参考中国广核公司公告披露的 2018 年以来机组首次大修当年利用小时数均值约 6003 小时，测算中取年度停机天数为 90 天。

理论有效利用比例：据中国核能协会，2022 年我国平均机组能力因子为 91.67%。

厂用电率：综合参考 2022 年中国核电和广核两家企业平均值，测算中取 5%。

折旧年限：据中国核电公告，二代机组折旧年限为 25 年；三代机组为 35 年。

贷款年限：中国核电公司公告，贷款年限在 15-22 年，测算中取中值 19 年。

贷款利率：考虑电力央企近年来综合贷款利率不断下行，目前新增贷款利率一般在 3% 以下，我们测算时取 3.2%。

贴现率：取 7%。

贷款比率：参考已投运机组开工时贷款占总投资的比重，取 80%。

度电核燃料成本：参考 2022 年中国核电对应度电核燃料成本水平，取 0.050 元/千瓦时。

度电运维及其他成本：参考 2022 年中国核电对应度电运维及其他成本水平，取 0.066 元/千瓦时。

管理费用率：参考 2022 年中国核电管理费用率水平，取 6.48%。

营业费用率：参考 2022 年中国核电营业费用率水平，取 0.11%。

图表19：DCF 模型参数假设表**共用参数假设****1.发电时间**

年有效利用小时数	小时	8030	大修天数		
10 年大修年有效利用小时数	小时	6050	全年运转	天	0
换料大修年有效利用小时数	小时	7370	10 年大修	天	90
理论有效利用比例	(%)	92%	换料大修	天	30

2.发电量与上网电量

厂用电率	(%)	5%
------	-----	----

3.税率

销项增值税率	(%)	13%		
即征即退比例	(%)	75%	年限	投产后第 1-5 年
即征即退比例	(%)	70%	年限	投产后第 6-10 年
即征即退比例	(%)	55%	年限	投产后第 11-15 年
所得税率	(%)	25%		
免税期	年	3	减半期	年 3

4.其他假设

度电核燃料成本	元/千瓦时	0.050
度电运维及其他成本	元/千瓦时	0.066
二代机组折旧年限	年	25
三代机组折旧年限	年	35
贷款年限	年	19
贷款比率	(%)	80%
贷款利率	(%)	3.20%
贴现率	(%)	7.00%
管理费用率	(%)	6.48%
营业费用率	(%)	0.11%

资料来源：中国广核公司公告，中国核电公司公告，华泰研究预测

图表20：已投产二代机组 DCF 模型参数假设表——以秦山二核 1 号机组为例

CP600		秦山二核 1 号机组			
测算当日		2023/9/20			
投产时间		2002/4/1			
已运行年份		21			
剩余运行年份折算到测算当日内在价值（考虑时间价值）	亿元	81			
1.装机容量					
装机容量	MW	670			
2.发电时间					
年有效利用小时数	小时	8030	大修天数		
10 年大修年有效利用小时数	小时	6050	全年运转	天	0
换料大修年有效利用小时数	小时	7370	10 年大修	天	90
理论有效利用比例	(%)	92%	换料大修	天	30
3.发电量与上网电量					
发电量	亿千瓦时	54	厂用电率	(%)	5%
上网电量	亿千瓦时	51			
4.上网电价					
上网电价（含增值税）	元/千瓦时	0.400	市场化电价（含增值税）元/千瓦时		0.415
计划电价（含增值税）	元/千瓦时	0.3998	市场化比例	(%)	0%
5.税率					
销项增值税率	(%)	13%			
即征即退比例	(%)	75%	年限	投产后第 1-5 年	
即征即退比例	(%)	70%	年限	投产后第 6-10 年	
即征即退比例	(%)	55%	年限	投产后第 11-15 年	
所得税率	(%)	25%			
免税期	年	3			
减半期	年	3			
6.装机成本					
单位造价	元/W	11			
总造价（不考虑时间价值）	亿元	72			
总造价（考虑时间价值，站在第 0 期）	亿元	68			
7.经营成本					
核燃料	元/千瓦时	0.05			
总折旧额（考虑建设期还贷，未考虑时间价值）	亿元	93			
折旧年限	年	25			
折旧	亿元/年	3.7			
乏燃料处理	元/千瓦时	0.026			
运维及其他	元/千瓦时	0.07			
8.融资					
还款方式	等本还款				
贷款比率	(%)	80%	贷款年限	年	19
贷款利率	(%)	3.2%	贴现率	(%)	7%

资料来源：华泰研究预测

图表21：已投产二代机组 DCF 模型现金流量表——以秦山二核 1 号机组为例

现金流测算表	建设期				投产			
	1		5	6	7		44	45
年利用小时数				8030	6050		7370	8030
发电量（亿千瓦时）				53.80	40.54		49.38	53.80
上网电量（亿千瓦时）				51.11	38.51		46.91	51.11
售电收入(亿元)				20.43	15.40		18.76	20.43
税前收入(亿元)				20.43	15.40		18.76	20.43
销项税(亿元)				2.35	1.77		2.16	2.35
增值税即征即退额（亿元）				1.76	1.33		0.00	0.00
税后收入(亿元)				19.85	14.95		16.60	18.08
核燃料				2.53	1.91		2.32	2.53
乏燃料处理				0.00	0.00		1.28	1.40
运维及其他				3.35	2.53		3.08	3.35
折旧(亿元)				3.71	3.71		0.00	0.00
毛利润(亿元)				10.25	6.80		9.91	10.80
本金支付(亿元)	2.26		2.56	2.64	2.73		0.00	0.00
利息支付(亿元)	1.85		1.55	1.47	1.38		0.00	0.00
管理费用（亿元）				1.32	0.45		0.55	0.60
营业费用（亿元）				0.02	0.01		0.01	0.01
税前利润(亿元)				7.43	4.96		9.35	10.19
所得税(亿元)				0.00	0.00		2.34	2.55
净利润(亿元)				7.43	4.96		7.01	7.64
净现金流(亿元)	(2.89)		(2.89)	8.50	5.95		7.01	7.64
投资回收额(亿元)	(2.89)		(14.46)	(5.96)	(0.01)		264.56	272.20
年末时间				2002/12/31	2003/12/31		2040/12/31	2041/12/31
折现因子（折现至测算当日）				0	0		17.29	18.29
折现净现金流(亿元)				0	0		2.18	2.22
剩余运行年份总净现金流（亿元）			81					

资料来源：华泰研究预测

图表22：未投产三代机组 DCF 模型参数假设表——以三门核电 3 号机组为例

CAP1000		三门核电 3 号机组			
测算当日	2023/9/20				
预计投产时间	2027/6/28				
投产时内在价值（考虑时间价值）	亿元	161			
折算到测算当日内在价值（考虑时间价值）	亿元	125			
1.装机容量					
装机容量	MW	1251			
2.发电时间					
年有效利用小时数	小时	8030	大修天数		
10 年大修年有效利用小时数	小时	6050	全年运转	天	0
换料大修年有效利用小时数	小时	7370	10 年大修	天	90
理论有效利用比例	(%)	92%	换料大修	天	30
3.发电量与上网电量					
发电量	亿千瓦时	100	厂用电率	(%)	5%
上网电量	亿千瓦时	95			
4.上网电价					
上网电价（含增值税）	元/千瓦时	0.420	市场化电价（含增值税）	元/千瓦时	0.48
计划电价（含增值税）	元/千瓦时	0.4203	市场化比例	(%)	0
5.税率					
销项增值税率	(%)	13%			
即征即退比例	(%)	75%	年限	投产后第 1-5 年	
即征即退比例	(%)	70%	年限	投产后第 6-10 年	
即征即退比例	(%)	55%	年限	投产后第 11-15 年	
所得税率	(%)	25%			
免税期	年	3			
减半期	年	3			
6.装机成本					
单位造价	元/W	16			
总造价（不考虑时间价值）	亿元	201			
总造价（考虑时间价值，站在第 0 期）	亿元	189			
7.经营成本					
核燃料	元/千瓦时	0.05			
总折旧额（考虑建设期还贷，未考虑时间价值）	亿元	258			
折旧年限	年	35			
折旧	亿元/年	7.4			
乏燃料处理	元/千瓦时	0.026			
运维及其他	元/千瓦时	0.07			
6.融资					
还款方式	等本还款				
贷款比率	(%)	80%	贷款年限	年	19
贷款利率	(%)	3.2%	贴现率	(%)	7%

资料来源：华泰研究预测

图表23：未投产三代机组 DCF 模型现金流量表——以三门核电 3 号机组为例

现金流测算表	建设期				投产			
	1		5	6	7		64	65
年利用小时数				8030	6050		7370	8030
发电量（亿千瓦时）				100.46	75.69		92.20	100.46
上网电量（亿千瓦时）				95.44	71.90		87.59	95.44
售电收入(亿元)				40.11	30.22		36.81	40.11
税前收入(亿元)				40.11	30.22		36.81	40.11
销项税(亿元)				4.61	3.48		4.24	4.61
增值税即征即退额（亿元）				3.46	2.61		0.00	0.00
税后收入(亿元)				38.96	29.35		32.58	35.50
核燃料				4.73	3.56		4.34	4.73
乏燃料处理				0.00	0.00		2.40	2.61
运维及其他				6.26	4.72		5.75	6.26
折旧(亿元)				7.36	7.36		0.00	0.00
毛利润(亿元)				20.60	13.71		20.09	21.89
本金支付(亿元)	6.27		7.11	7.34	7.57		0.00	0.00
利息支付(亿元)	5.14		4.29	4.07	3.83		0.00	0.00
管理费用（亿元）				1.17	1.96		2.39	2.60
营业费用（亿元）				0.02	0.03		0.04	0.04
税前利润(亿元)				15.34	7.88		17.67	19.25
所得税(亿元)				0.00	0.00		4.42	4.81
净利润(亿元)				15.34	7.88		13.25	14.44
净现金流(亿元)	(8.03)		(8.03)	15.36	7.67		13.25	14.44
投资回收额(亿元)	(8.03)		(40.13)	(24.77)	(17.09)		733.06	747.50
折现因子（折现至测算当日）				1	2		59	60
折现净现金流(亿元)				14	7		0	0
总净现金流（亿元）				161				

资料来源：华泰研究预测

对中国核电的所有核电机组进行测算，汇总后可得中性假设下其在役机组对应的归母价值为 **1686 亿元**，所有机组（含在建、已核准拟建机组）对应的归母价值为 **2025 亿元**。

考虑归母价值测算值，对贴现率和贷款利率的敏感性较高（除上网电价外），我们进行了中国核电的归母价值对贴现率和贷款利率的敏感性分析，结果如下：**在贴现率 6.5%-7.5%，贷款利率 2.8%-3.6%的情景下，中国核电在役机组/所有机组（含在建、已核准拟建机组）归母价值为 1583-1799/1849-2221 亿元。**

但中国核电整体上市公司价值还需考虑新能源资产。考虑公司预期十四五末 30GW 新能源装机，粗略按平均 1.5 亿/GW 净利润，70%持股比例，15xPE，对应归母价值 472.5 亿元。

图表24：关于贴现率及贷款利率对中国核电在役机组归母价值（亿元）的敏感性分析

贴现率	贷款利率				
	2.80%	3.00%	3.20%	3.40%	3.60%
6.50%	1,799	1,791	1,784	1,776	1,769
6.75%	1,749	1,741	1,734	1,727	1,719
7.00%	1,701	1,694	1,686	1,679	1,672
7.25%	1,656	1,648	1,641	1,634	1,626
7.50%	1,612	1,605	1,598	1,590	1,583

资料来源：华泰研究预测

图表25：关于贴现率及贷款利率对中国核电所有机组归母价值（亿元）的敏感性分析

貼現率	貸款利率				
	2.80%	3.00%	3.20%	3.40%	3.60%
6.50%	2,221	2,205	2,189	2,173	2,157
6.75%	2,136	2,121	2,105	2,089	2,073
7.00%	2,056	2,041	2,025	2,010	1,994
7.25%	1,981	1,965	1,950	1,935	1,919
7.50%	1,909	1,894	1,879	1,864	1,849

资料来源：华泰研究预测

延寿对机组归母价值有所增益，其中对剩余设计寿命较短机组增益更显著

考虑到秦山核电 1 号机组已于 2021 年 9 月通过审批,成功将有效期延续至 2041 年 7 月 30 日,即实现延寿 20 年。且能源转型目标下,核电机组延寿未来或较为普遍,我们对核电机组延寿对机组归母价值的影响进行了测算。

测算的核心假设:

改造流程: 假设机组在到达使用寿命后, 停机一年进行改造, 随后正常运转 20 年; 若要再次延寿, 则在前次延寿期满后再次停机一年进行改造, 即每次延寿时间周期为 21 年。

改造投资额：参考秦山核电 1 号机组改造费用，测算中取改造投资额为 2.1 元/W。

延寿期限：参考秦山核电 1 号机组，测算中取每次延寿延长 20 年使用寿命。

折旧年限：与延寿期限保持一致，测算中取 20 年。

贷款年限：与延寿期限保持一致，测算中取 20 年。

贷款比率：与 DCF 模型假设保持一致，测算中取 80%。

贷款利率：与 DCF 模型假设保持一致，测算中取 3.2%。

贴现率：与 DCF 模型假设保持一致，测算中取 7%。

图表26: 机组延寿参数假设表

单位改造投资额	元/W	2.1
延寿期限	年/次	20
折旧年限	年	20
贷款年限	年	20
贷款比率	(%)	80%
贷款利率	(%)	3.20%
贴现率	(%)	7.00%

资料来源：华泰研究预测

依据上述假设,我们分别对实现延寿的秦山核电1号机组,未来或实现延寿的已投产的二代机组-以方家山1号机组为例、已投产的三代机组-以福清5号机组为例,测算延寿对机组归母价值的影响。

图表27: 延寿对已投产机组的影响测算表

	机组名称	单位	续建项目									
			不延寿		延寿 1 次			延寿 2 次			永续延寿	
			现金流折现	归母价值	现金流折现	改造资本金	归母价值	现金流折现	改造资本金	归母价值	现金流折现	归母价值
已实现延寿 20 年	泰山核电 1 号机组	亿元	4.01	2.89	42.17	1.50	29.28	51.37	3.00	34.83	50.62	36.45
已投产-二代机组	方家山 1 号	亿元	156.82	112.91	171.90	4.67	120.41	175.54	9.33	119.67	175.22	126.16
已投产-三代机组	福清 5 号	亿元	135.83	69.27	138.18	4.98	67.93	138.75	9.95	65.68	138.68	70.73

注：考虑永续延寿下归母价值计算方法的可操作性，在计算中将资本金的时间价值纳入考虑，直接贴现至现金流折现价值中。

资料来源：中国核电公司公告，华泰研究预测

根据测算结果，对于秦山核电 1 号机组而言，机组按照初始设计寿命 30 年运行时现金流价值折现为 4.01 亿元，对企业带来的归母价值为 2.89 亿元；延寿一次，即机组运行年限增至 50 年时，现金流价值折现为 42.17 亿元，扣除改造所用资本金 1.50 亿元后，归母价值为 29.28 亿元（归母价值=（现金流价值的折现值-改造所用资本金）*公司对该电站持股比例）；延寿两次，即机组运行年限增至 70 年时，扣除改造所用资本金 3.00 亿元后，归母价值为 34.83 亿元；永续延寿时，机组归母价值增至 36.45 亿元。

对于已投产的二代机组而言，以方家山 1 号机组为例，机组按照初始设计寿命 40 年运行时现金流价值折现为 156.82 亿元，对企业带来的归母价值为 112.91 亿元；延寿一次，即机组运行年限增至 60 年时，现金流价值折现为 171.9 亿元，扣除改造所用资本金 4.67 亿元后，归母价值为 120.41 亿元；延寿两次，即机组运行年限增至 80 年时，扣除改造所用资本金 9.33 亿元后，归母价值为 119.67 亿元；永续延寿时，机组归母价值增至 126.16 亿元。

对已投产的三代机组而言，以福清 5 号机组为例，机组按照初始设计寿命 60 年运行时现金流价值折现为 135.83 亿元，对企业带来的归母价值为 69.27 亿元；延寿一次，即机组运行年限增至 80 年时，现金流价值折现为 138.18 亿元，扣除改造所用资本金 4.98 亿元后，归母价值为 67.93 亿元；延寿两次，即机组运行年限增至 100 年时，扣除改造所用资本金 9.95 亿元后，归母价值为 65.68 亿元；永续延寿时，机组归母价值增至 70.73 亿元。

据测算结果可知，永续延寿对机组归母价值呈现出增益效果。对二代机组而言，无论延寿次数如何，只要实现延寿，机组归母价值均有提升，尤其是对于剩余设计寿命较短的二代机组。对三代机组而言，在不考虑资本金时间价值的情况下，延寿对机组的归母价值并无增益效果，反而可能体现为归母价值下降，我们考虑主要是由于三代机组按照设计寿命运行年限已比二代机组多 20 年，且投产较晚剩余寿命本身较长导致对应折现因子对应大，故现金流折现的增厚小于不考虑时间价值情况下改造所用资本金的增長，体现为延寿后机组归母价值反而有所下降，若将改造资本金时间价值纳入考虑，则延寿对三代机组也体现为增益效果，但增益也非常小。

审批常态化下新机组持续投产对企业归母价值增益较大

对中国核电的现有机组进行统计，我们预计其现有机组最迟将于 2030 年左右全部投产完毕。考虑：1) 我国核电审批已恢复常态化，2021/2022 年我国已核准 6/10 台核电机组，2023 年截至目前已核准 6 台，我们预计未来将保持每年 6-8 台，甚至 10 台的核准进度；2) 但考虑华能集团拿到第四张核电牌照，假设中国核电 2031-2040 年/2041-2050 年/2051-2060 年每年投产 3 台/2 台/1 台核电机组，测算未来审批常态化下新机组的持续投产对企业价值的增厚情况。

审批常态化下未来投产三代机组涉及的核心假设：

装机容量：参考中国核电现有已核准拟建机组容量，取 1200MW。

单位造价：参考中国核电现有已核准拟建三代机组拟投资额，取 17 元/W。

上网电价：参考在役核电机组所在省份燃煤标杆电价均值，取 0.413 元/千瓦时。

折旧年限：综合参考中国核电和广核折旧年限均值，测算中取 34 年。

贷款年限：综合参考中国核电和广核两家企业贷款年限均值，测算中取 22 年。

贷款比率：与上文核电 DCF 模型假设保持一致，测算中取 80%。

贷款利率：与上文核电 DCF 模型假设保持一致，测算中取 3.2%。

贴现率：与上文核电 DCF 模型假设保持一致，测算中取 7%。

度电核燃料成本：综合参考 2022 年中国核电及广核度电核燃料成本水平均值，取 0.052 元/千瓦时。

度电运维及其他成本：综合参考 2022 年中国核电及广核对应度电运维及其他成本水平均值，取 0.066 元/千瓦时。

管理费用率：综合参考 2022 年中国核电及广核管理费用率水平均值，取 4.70%。

营业费用率：综合参考 2022 年中国核电及广核营业费用率水平均值，取 0.08%。

图表28：审批常态化下未来投产三代机组参数假设表

机组容量	MV	1200
单位造价	元/W	17
上网电价（含增值税）	元/千瓦时	0.413
折旧年限	年	34
贷款年限	年	22
贷款比率	(%)	80%
贷款利率	(%)	3.20%
贴现率	(%)	7.00%
度电核燃料成本	元/千瓦时	0.052
度电运维及其他成本	元/千瓦时	0.066
管理费用率	(%)	4.70%
营业费用率	(%)	0.08%

资料来源：华泰研究预测

依据上述假设，我们测算得容量为 1200MW 的审批常态化下未来投产的三代机组投产时具备的内在价值为 148 亿元。按照中国核电 2031-2040 年/2041-2050 年/2051-2060 年每年各投产 3/2/1 台机组的节奏，我们得到至测算当日，2031-2060 年核电机组审批常态化下未来机组持续投产将为中国核电带来 2709.31 亿元的价值（按照 100% 权益计算，包含少数股东权益），如果按照中国核电存量项目 50% 左右的权益比例，归母价值增厚为 1354.66 亿元。

图表29：审批常态化假设下未来投产三代机组带来的价值

	2031	2032	...	2059	2060
折现因子	7.29	8.29	...	35.31	36.31
每年投产机组投产时内在价值 亿元	443.81	443.81	...	147.94	147.94
折现至测算当日总价值 亿元	2709.31				

注：当日指的是 2023 年 9 月 20 日

资料来源：华泰研究预测

三代核电机组盈利性及降本需求讨论

盈利能力较强是核电机组的一大特点，而机组的盈利能力受上网电价、单瓦造价、贷款利率、折旧、利息支付等因素的影响。鉴于我国二代机组已通过批量化建设实现降本，呈现出较好的盈利能力，而三代机组目前正处于不断推广的阶段，各项成本尚不稳定，不同机组盈利能力差别较大，故我们对三代机组的盈利性进行敏感性分析并对其降本需求进行讨论。

敏感性分析

机组 IRR 的敏感性分析：

机组的 IRR 受上网电价、单瓦造价、贷款利率的影响。我们进行了有关上网电价及单瓦造价、上网电价及贷款利率、单瓦造价与贷款利率的机组 IRR 敏感性分析。1) 在 0.353-0.473 元/千瓦时上网电价，15-19 元/W 单瓦造价情景下，三代机组 IRR 约为 9.6%-26.5%；2) 在 0.353-0.473 元/千瓦时上网电价，2.8%-3.6% 贷款利率情景下，三代机组 IRR 约为 11.2%-23.4%；3) 在 15-19 元/W 单瓦造价，2.8%-3.6% 贷款利率情景下，三代机组 IRR 约为 14.4%-21.2%。

图表30：关于上网电价及单瓦造价的机组 IRR 敏感性分析

电价 (元/千瓦时)	单瓦造价 (元/W)				
	15	16	17	18	19
0.473	26.5%	24.7%	23.0%	21.4%	20.0%
0.443	23.7%	22.0%	20.3%	18.9%	17.5%
0.413	20.8%	19.1%	17.5%	16.1%	14.9%
0.383	17.6%	16.0%	14.6%	13.3%	12.2%
0.353	14.2%	12.8%	11.6%	10.6%	9.6%

资料来源：华泰研究预测

图表31：关于上网电价及贷款利率的机组 IRR 敏感性分析

电价 (元/千瓦时)	贷款利率				
	2.8%	3.0%	3.2%	3.4%	3.6%
0.473	23.4%	23.2%	23.0%	22.8%	22.6%
0.443	20.8%	20.6%	20.3%	20.1%	19.9%
0.413	18.0%	17.8%	17.5%	17.3%	17.1%
0.383	15.0%	14.8%	14.6%	14.4%	14.1%
0.353	12.0%	11.8%	11.6%	11.4%	11.2%

资料来源：华泰研究预测

图表32：关于单瓦造价及实际贷款利率的机组 IRR 敏感性分析

单瓦造价 (元/W)	实际贷款利率				
	2.8%	3.0%	3.2%	3.4%	3.6%
19	15.3%	15.1%	14.9%	14.7%	14.4%
18	16.6%	16.4%	16.1%	15.9%	15.7%
17	18.0%	17.8%	17.5%	17.3%	17.1%
16	19.5%	19.3%	19.1%	18.9%	18.6%
15	21.2%	21.0%	20.8%	20.6%	20.3%

资料来源：华泰研究预测

机组 ROE 的敏感性分析：

机组的 ROE 受上网电价、单瓦造价、贷款利率、利息和折旧的影响。我们进行了有关上网电价及单瓦造价、上网电价及贷款利率、单瓦造价与贷款利率的机组 ROE 敏感性分析。机组投产时 ROE 会显著高于贷款利息偿还完毕/机组贷款利息及折旧完成时的 ROE 主要系单个机组测算不考虑分红，每年的净利润都会累计计入净资产科目，虽然净利润是增长趋势，但是净资产本身基数较高且逐年累积净利润，导致后期 ROE 偏低。

1) 机组投产时的 ROE：

在 0.353-0.473 元/千瓦时上网电价，15-19 元/W 单瓦造价情景下，三代机组投产时的 ROE 约为 12.2%-43.9%；在 0.353-0.473 元/千瓦时上网电价，2.8%-3.6% 贷款利率情景下，三代机组投产时的 ROE 约为 15.3%-38.2%；在 15-19 元/W 单瓦造价，2.8%-3.6% 贷款利率情景下，三代机组投产时的 ROE 约为 21.4%-34.5%。

图表33：关于上网电价及单瓦造价的机组投产时 ROE 敏感性分析

电价 (元/千瓦时)	单瓦造价 (元/W)				
	15	16	17	18	19
0.473	43.9%	40.5%	37.4%	34.5%	31.8%
0.443	38.9%	35.6%	32.6%	29.9%	27.3%
0.413	33.6%	30.5%	27.6%	25.0%	22.5%
0.383	28.0%	25.0%	22.3%	19.8%	17.5%
0.353	21.9%	19.1%	16.6%	14.3%	12.2%

资料来源：华泰研究预测

图表34：关于上网电价及实际贷款利率的机组投产时 ROE 敏感性分析

电价 (元/千瓦时)	贷款利率				
	2.8%	3.0%	3.2%	3.4%	3.6%
0.473	38.2%	37.8%	37.4%	36.9%	36.5%
0.443	33.6%	33.1%	32.6%	32.1%	31.6%
0.413	28.6%	28.1%	27.6%	27.1%	26.5%
0.383	23.4%	22.8%	22.3%	21.7%	21.1%
0.353	17.9%	17.2%	16.6%	16.0%	15.3%

资料来源：华泰研究预测

图表35：关于单瓦造价及实际贷款利率的机组投产时 ROE 敏感性分析

单瓦造价 (元/W)	贷款利率				
	2.8%	3.0%	3.2%	3.4%	3.6%
19	23.7%	23.1%	22.5%	21.9%	21.4%
18	26.0%	25.5%	25.0%	24.4%	23.8%
17	28.6%	28.1%	27.6%	27.1%	26.5%
16	31.5%	31.0%	30.5%	30.0%	29.5%
15	34.5%	34.1%	33.6%	33.1%	32.7%

资料来源：华泰研究预测

2) 贷款利息偿还完毕时的 ROE：

在 0.353-0.473 元/千瓦时上网电价，15-19 元/W 单瓦造价情景下，三代机组贷款利息偿还完毕时的 ROE 约为 3.4%-4.2%；在 0.353-0.473 元/千瓦时上网电价，2.8%-3.6% 贷款利率情景下，三代机组贷款利息偿还完毕时的 ROE 约为 3.5%-4.3%；在 15-19 元/W 单瓦造价，2.8%-3.6% 贷款利率情景下，三代机组贷款利息偿还完毕时的 ROE 约为 3.8%-4.2%。

图表36：关于上网电价及单瓦造价的机组贷款利息偿还完毕时 ROE 敏感性分析

电价 (元/千瓦时)	单瓦造价 (元/W)				
	15	16	17	18	19
0.473	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%
0.443	4.2%	4.2%	4.1%	4.1%	4.1%
0.413	4.1%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%
0.383	3.9%	3.9%	3.9%	3.8%	3.8%
0.353	3.7%	3.7%	3.6%	3.5%	3.4%

资料来源：华泰研究预测

图表37：关于上网电价及贷款利率的机组贷款利息偿还完毕时 ROE 敏感性分析

电价 (元/千瓦时)	贷款利率				
	2.8%	3.0%	3.2%	3.4%	3.6%
0.473	4.1%	4.2%	4.2%	4.3%	4.3%
0.443	4.0%	4.1%	4.1%	4.2%	4.2%
0.413	3.9%	4.0%	4.0%	4.1%	4.1%
0.383	3.7%	3.8%	3.9%	3.9%	4.0%
0.353	3.5%	3.5%	3.6%	3.7%	3.7%

资料来源：华泰研究预测

图表38：关于单瓦造价及贷款利率的机组贷款利息偿还完毕时 ROE 敏感性分析

单瓦造价 (元/W)	贷款利率				
	2.8%	3.0%	3.2%	3.4%	3.6%
19	3.8%	3.9%	4.0%	4.0%	4.1%
18	3.9%	3.9%	4.0%	4.1%	4.1%
17	3.9%	4.0%	4.0%	4.1%	4.1%
16	4.0%	4.0%	4.0%	4.1%	4.1%
15	4.0%	4.0%	4.1%	4.1%	4.2%

资料来源：华泰研究预测

3) 机组贷款利息偿还完毕与折旧结束时的 ROE:

在 0.353-0.473 元/千瓦时上网电价，15-19 元/W 单瓦造价情景下，三代机组贷款利息偿还完毕与折旧结束时的 ROE 约为 2.52%-2.83%；在 0.353-0.473 元/千瓦时上网电价，2.8%-3.6% 贷款利率情景下，三代机组贷款利息偿还完毕与折旧结束时的 ROE 约为 2.50%-2.86%；在 15-19 元/W 单瓦造价，2.8%-3.6% 贷款利率情景下，三代机组贷款利息偿还完毕时的 ROE 约为 2.68%-2.81%。

图表39：关于上网电价及单瓦造价的机组贷款利息偿还完毕与折旧结束时 ROE 敏感性分析

电价 (元/千瓦时)	单瓦造价 (元/W)				
	15	16	17	18	19
0.473	2.83%	2.83%	2.83%	2.82%	2.82%
0.443	2.81%	2.80%	2.80%	2.79%	2.78%
0.413	2.77%	2.76%	2.75%	2.74%	2.73%
0.383	2.71%	2.70%	2.69%	2.67%	2.66%
0.353	2.62%	2.60%	2.58%	2.55%	2.52%

资料来源：华泰研究预测

图表40：关于上网电价及贷款利率的机组贷款利息偿还完毕与折旧结束时 ROE 敏感性分析

电价 (元/千瓦时)	贷款利率				
	2.8%	3.0%	3.2%	3.4%	3.6%
0.473	2.79%	2.81%	2.83%	2.84%	2.86%
0.443	2.76%	2.77%	2.80%	2.82%	2.84%
0.413	2.71%	2.73%	2.75%	2.78%	2.80%
0.383	2.63%	2.66%	2.69%	2.72%	2.75%
0.353	2.50%	2.54%	2.58%	2.62%	2.66%

资料来源：华泰研究预测

图表41：关于单瓦造价及贷款利率的机组贷款利息偿还完毕与折旧结束时完毕时 ROE 敏感性分析

单瓦造价 (元/W)	贷款利率				
	2.8%	3.0%	3.2%	3.4%	3.6%
19	2.68%	2.71%	2.73%	2.76%	2.80%
18	2.69%	2.72%	2.74%	2.77%	2.80%
17	2.71%	2.73%	2.75%	2.78%	2.80%
16	2.72%	2.74%	2.76%	2.78%	2.81%
15	2.73%	2.75%	2.77%	2.79%	2.81%

资料来源：华泰研究预测

机组单瓦 NPV 的敏感性分析：

机组的 NPV 受上网电价、单瓦造价、贷款利率的影响。我们进行了有关上网电价及单瓦造价、上网电价及贷款利率、单瓦造价与贷款利率的机组单瓦 NPV 敏感性分析。1) 在 0.353-0.473 元/千瓦时上网电价，15-19 元/W 单瓦造价情景下，三代机组单瓦 NPV 约为 6.90-17.76；2) 在 0.353-0.473 元/千瓦时上网电价，2.8%-3.6%贷款利率情景下，三代机组单瓦 NPV 约为 7.41-17.24；在 15-19 元/W 单瓦造价，2.8%-3.6%贷款利率情景下，三代机组单瓦 NPV 约为 11.21-13.38。

图表42：关于上网电价及单瓦造价的机组单瓦 NPV (元) 敏感性分析

电价 (元/千瓦时)	单瓦造价 (元/W)				
	15	16	17	18	19
0.473	17.76	17.36	16.96	16.56	16.16
0.443	15.44	15.04	14.64	14.25	13.85
0.413	13.13	12.73	12.33	11.93	11.53
0.383	10.81	10.41	10.01	9.61	9.21
0.353	8.49	8.09	7.69	7.30	6.90

资料来源：华泰研究预测

图表43：关于上网电价及贷款利率的机组单瓦 NPV (元) 敏感性分析

电价 (元/千瓦时)	贷款利率				
	2.8%	3.0%	3.2%	3.4%	3.6%
0.473	17.24	17.10	16.96	16.82	16.67
0.443	14.93	14.79	14.64	14.50	14.36
0.413	12.61	12.47	12.33	12.18	12.04
0.383	10.29	10.15	10.01	9.87	9.72
0.353	7.98	7.84	7.69	7.55	7.41

资料来源：华泰研究预测

图表44：关于单瓦造价及贷款利率的机组单瓦 NPV (元) 敏感性分析

单瓦造价 (元/W)	贷款利率				
	2.8%	3.0%	3.2%	3.4%	3.6%
19	11.85	11.69	11.53	11.37	11.21
18	12.23	12.08	11.93	11.78	11.62
17	12.61	12.47	12.33	12.18	12.04
16	12.99	12.86	12.73	12.59	12.46
15	13.38	13.25	13.13	13.00	12.87

资料来源：华泰研究预测

未来三代机组降本后与二代机组盈利对比的讨论

造价是影响机组盈利能力的重要因素，当前三代机组单瓦造价显著高于二代机组，导致直观来看三代机组盈利能力不及二代机组。成熟型号的二代机组单瓦造价可低至 10 元/W 左右，而三代机组的造价显著更高，2023 年新审批的 6 台三代机组预计单瓦造价均在 16 元以上。但据历史经验，随着核电机组后续批量化建设，同一类型机组的造价会显著降低，故我们对三代机组造价需要降低到什么水平才能达到目前二代机组的盈利能力进行讨论。

鉴于不同型号的二代机组盈利水平相差较大，我们选取已投产同系列机组的二代与三代机组进行盈利能力的比较，对比中国广核的防城港 2 号、3 号机组，当防城港 3 号机组单瓦造价下降至 12.20 元左右时，机组的 IRR 会与目前防城港 2 号的 IRR 水平（27.04%）相近；对比中国核电的福清 4 号、5 号机组，当福清 5 号机组单瓦造价下降至 11.54 元左右时，机组的 IRR 会和目前福清 4 号机组的 IRR 水平（24.62%）相近。

图表45：二代、三代机组 IRR 比较

		目前单瓦造价 (元/W)	目前 IRR	达到同系列二代机组目前 IRR 对应的单瓦造价 (元/W)
二代机组	福清 4 号	11.94	24.62%	
三代机组	福清 5 号	15.74	16.34%	11.54
二代机组	防城港 2 号	12.89	27.04%	
三代机组	防城港 3 号	15.83	19.92%	12.20

注：由于模型中福清 4、5 号机组电价存在差异，而防城港 2、3 号机组电价一致，故防城港机组更具有可比性
资料来源：中国核电公告、华泰研究预测

图表46：重点推荐公司一览表

股票名称	股票代码	投资评级 (当地币种)	收盘价	目标价	市值 (百万)	EPS (元)				PE (倍)			
			(当地币种)	(当地币种)		2022	2023E	2024E	2025E	2022	2023E	2024E	2025E
中国核电	601985 CH	买入	7.28	8.67	137,470	0.48	0.51	0.54	0.64	15.17	14.27	13.48	11.38
长江电力	600900 CH	买入	22.48	30.53	550,046	0.87	1.27	1.41	1.51	25.84	17.70	15.94	14.89

注：数据截至 2023 年 09 月 22 日

资料来源：Bloomberg，华泰研究预测

图表47：重点推荐公司最新观点

股票名称	最新观点
中国核电 (601985 CH)	1H23 归母净利同比+11%；上调目标价 中国核电发布半年报，1H23 实现营收 363 亿元 (yoy+5%)，归母净利 60 亿元 (yoy+11%)，扣非净利 59 亿元 (yoy+9%)。其中 2Q23 实现营收 184 亿元 (yoy+5%，qoq+3%)，归母净利 30 亿元 (yoy+18%，qoq-0%)。小幅调整盈利预测，预计 23-25 年归母净利 97/102/120 亿元 (前值 95/105/122 亿元)，EPS 0.51/0.54/0.64 元。公司当前股价对应 23-25 年 PE 为 14/13/11x，PB 为 1.4/1.3/1.2x。23 年可比 PE 均值 17x (一致预期)，给予公司 23 年 17xPE，目标价 8.67 元 (前值 8.00 元，基于 16x 23E PE)，维持买入评级。 风险提示：项目投产不及预期；电价下行风险。 报告发布日期：2023 年 08 月 30 日 点击下载全文：中国核电(601985 CH,买入)：核电运营稳健，新能源盈利大增
长江电力 (600900 CH)	1H23 业绩受发电量同比下滑影响，看好中长期六库联调作用发挥 公司 1H23 实现营收/归母净利 309.75/88.82 亿元，同比-1.54%/-22.85%；2Q23 公司营收/归母净利为 155.77/52.69 亿元，同比-18.68%/-37.32%，营收同比降幅远小于发电量同比降幅 (38.33%)，反映出上网电价同比涨幅或较大。谨慎考虑来水情况，我们下调公司上网电量，从而下调公司 2023-2025 年归母净利至 311/345/370 (前值:346/372/398 亿元)，对应 EPS 为 1.27/1.41/1.51 元。参考可比公司一致预期 2023 年平均 PE17x，我们看好公司六库联调和上游龙盘 (未投产)/两河口水库为公司下游水电站带来电量增发效应及金沙江下游水风光储一体化发展，给予公司 2023 年目标 PE24x，目标价 30.53 元 (前值：30.40 元)，维持“买入”。 风险提示：政策不确定性带来电价压力，来水或防洪等制约电量，参股公司盈利下滑带来投资收益不及预期，乌白带来联合调度增强不及预期。 报告发布日期：2023 年 08 月 31 日 点击下载全文：长江电力(600900 CH,买入)：短期来水干扰,六库联调作用发挥可期

资料来源：Bloomberg，华泰研究预测

附录

图表48：中国核电机组归母价值测算

中国核电在役机组总归母价值			(亿元)			1686.42
中国核电所有机组总归母价值			(亿元)			2025.24
电厂	机组	状态	股权比例 (%)	折至测算当日现金流 (亿元)	资本金 (亿元)	归母价值 (亿元)
泰山一核	泰山一核	在役	72%	4.01	2.40	2.89
	方家山 1 号	在役	72%	156.82	27.22	112.91
	方家山 2 号	在役	72%	154.81	27.22	111.47
泰山二核	泰山二核 1 号	在役	50%	81.07	14.46	40.54
	泰山二核 2 号	在役	50%	86.50	14.46	43.25
	泰山二核 3 号	在役	50%	103.23	15.80	51.62
	泰山二核 4 号	在役	50%	102.12	15.80	51.06
泰山三核	泰山三核 1 号	在役	51%	107.46	23.85	54.80
	泰山三核 2 号	在役	51%	110.95	23.85	56.59
田湾核电	田湾 1 号	在役	50%	176.91	26.49	88.45
	田湾 2 号	在役	50%	176.91	26.49	88.45
	田湾 3 号	在役	50%	146.62	40.70	73.31
	田湾 4 号	在役	50%	146.62	40.70	73.31
	田湾 5 号	在役	50%	161.65	30.39	80.82
	田湾 6 号	在役	50%	165.97	30.39	82.99
	田湾 7 号	在建	50%	99.88	50.63	24.63
	田湾 8 号	在建	50%	94.79	50.63	22.08
福清核电	福清 1 号	在役	51%	146.31	28.76	74.62
	福清 2 号	在役	51%	139.05	28.76	70.91
	福清 3 号	在役	51%	133.55	26.00	68.11
	福清 4 号	在役	51%	135.77	26.00	69.24
	福清 5 号	在役	51%	135.83	36.56	69.27
	福清 6 号	在役	51%	132.58	36.56	67.62
海南昌江核电	昌江 1 号	在役	51%	86.14	24.90	43.93
	昌江 2 号	在役	51%	84.43	24.90	43.06
	昌江小堆	在建	51%	8.22	7.53	0.35
三门核电	三门 1 号	在役	56%	149.28	52.50	83.60
	三门 2 号	在役	56%	149.28	52.50	83.60
	三门 3 号	在建	56%	125.09	40.13	47.58
	三门 4 号	在建	56%	119.00	40.13	44.17
漳州核电	漳州 1 号	在建	51%	120.79	40.31	41.04
	漳州 2 号	在建	51%	113.83	40.31	37.49
	漳州 3 号	已核准拟建	51%	93.14	40.00	27.10
	漳州 4 号	已核准拟建	51%	87.05	40.00	23.99
徐大堡核电	徐大堡 1 号	已核准拟建	54%	82.45	42.30	21.68
	徐大堡 2 号	已核准拟建	54%	77.05	42.30	18.77
	徐大堡 3 号	在建	54%	82.25	52.35	16.15
	徐大堡 4 号	在建	54%	77.87	52.35	13.79

注：在役机组归母价值=在役机组剩余年份折现至测算当日价值*持股比例；未投运机组归母价值=（在役机组剩余年份折现至测算当日价值-资本金）*持股比例

资料来源：中国核电公告、华泰研究预测

风险提示

- 1) **测算假设与实际情况偏差风险：**我们的测算中对较多参数进行了假设，虽然已依据公司或行业的历史情况进行预期且对部分参数进行了敏感性分析，但最终的实际情况或与我们的预期存在偏差。
- 2) **核电行业竞争格局预期偏差：**我们在预期 2031-2060 年中国核电预期投产机组项目台数时，假设了未来 20 年中国核电获取新核准项目的占有率基本稳定，20 年后才略有下降，但随着华能集团获得第四张核电牌照，后续不排除陆续有其他电力集团获得核电牌照，从而核电由双寡头格局变化为多元化发展，但我们强调核电站开发运营壁垒是较高的，华能集团获取牌照也是从和中国核电等的合作开始，预计竞争格局变化并不会太迅速。
- 3) **核电/水电利用小时不及预期：**我们对核电/水电利用小时的预期已较为保守，但若未来更长期新增风电/光伏大量上网，不排除对核电/水电利用小时造成挤压。
- 4) **核电/水电上网电价下行风险：**虽然核电/水电市场化交易电价上涨远不及火电，但 2022-2023 年确实在火电市场化交易电价大幅上涨的背景下有所上涨，若煤价下行带来火电后续市场化交易电价同比下降，虽然对应的核电/水电上网电价下行幅度有限，但确有同比下行的趋势风险。

免责声明

分析师声明

本人，王玮嘉、黄波、李雅琳，兹证明本报告所表达的观点准确地反映了分析师对标的证券或发行人的个人意见；彼以往、现在或未来并无就其研究报告所提供的具体建议或所表达的意见直接或间接收取任何报酬。

一般声明及披露

本报告由华泰证券股份有限公司（已具备中国证监会批准的证券投资咨询业务资格，以下简称“本公司”）制作。本报告所载资料是仅供接收人的严格保密资料。本公司及其客户和其关联机构使用。本公司不因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于本公司认为可靠的、已公开的信息编制，但本公司及其关联机构（以下统称为“华泰”）对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。

本报告所载的意见、评估及预测仅反映报告发布当日的观点和判断。在不同时期，华泰可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。同时，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。以往表现并不能指引未来，未来回报并不能得到保证，并存在损失本金的可能。华泰不保证本报告所含信息保持在最新状态。华泰对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本公司不是 FINRA 的注册会员，其研究分析师亦没有注册为 FINRA 的研究分析师/不具有 FINRA 分析师的注册资格。

华泰力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供参考，不构成购买或出售所述证券的要约或招揽。该等观点、建议并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对客户私人投资建议。投资者应当充分考虑自身特定状况，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。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，华泰及作者均不承担任何法律责任。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。

除非另行说明，本报告中所引用的关于业绩的数据代表过往表现，过往的业绩表现不应作为日后回报的预示。华泰不承诺也不保证任何预示的回报会得以实现，分析中所做的预测可能是基于相应的假设，任何假设的变化可能会显著影响所预测的回报。

华泰及作者在自身所知情的范围内，与本报告所指的证券或投资标的不存在法律禁止的利害关系。在法律许可的情况下，华泰可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，为该公司提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务或向该公司招揽业务。

华泰的销售人员、交易人员或其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。华泰没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。华泰的资产管理部门、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的意见或建议不一致的投资决策。投资者应当考虑到华泰及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突。投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一信赖依据。有关该方面的具体披露请参照本报告尾部。

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、发布的机构或人员，也并非意图发送、发布给因可得到、使用本报告的行为而使华泰违反或受制于当地法律或监管规则的机构或人员。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人（无论整份或部分）等任何形式侵犯本公司版权。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并需在使用前获取独立的法律意见，以确定该引用、刊发符合当地适用法规的要求，同时注明出处为“华泰证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

中国香港

本报告由华泰证券股份有限公司制作，在香港由华泰金融控股（香港）有限公司向符合《证券及期货条例》及其附属法律规定的机构投资者和专业投资者的客户进行分发。华泰金融控股（香港）有限公司受香港证券及期货事务监察委员会监管，是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。在香港获得本报告的人员若有任何有关本报告的问题，请与华泰金融控股（香港）有限公司联系。

香港-重要监管披露

- 华泰金融控股（香港）有限公司的雇员或其关联人士没有担任本报告中提及的公司或发行人的高级人员。
- 中国核电（601985 CH）：华泰金融控股（香港）有限公司、其子公司和/或其关联公司实益持有标的公司的市场资本价值的 1%或以上。
- 长江电力（600900 CH）、中国核电（601985 CH）：华泰金融控股（香港）有限公司、其子公司和/或其关联公司在本报告发布日担任标的公司证券做市商或者证券流动性提供者。
- 有关重要的披露信息，请参华泰金融控股（香港）有限公司的网页 https://www.htsc.com.hk/stock_disclosure 其他信息请参见下方“美国-重要监管披露”。

美国

在美国本报告由华泰证券（美国）有限公司向符合美国监管规定的机构投资者进行发表与分发。华泰证券（美国）有限公司是美国注册经纪商和美国金融业监管局（FINRA）的注册会员。对于其在美国分发的研究报告，华泰证券（美国）有限公司根据《1934 年证券交易法》（修订版）第 15a-6 条规定以及美国证券交易委员会人员解释，对本研究报告内容负责。华泰证券（美国）有限公司联营公司的分析师不具有美国金融监管（FINRA）分析师的注册资格，可能不属于华泰证券（美国）有限公司的关联人员，因此可能不受 FINRA 关于分析师与标的公司沟通、公开露面和所持交易证券的限制。华泰证券（美国）有限公司是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。任何直接从华泰证券（美国）有限公司收到此报告并希望就本报告所述任何证券进行交易的人士，应通过华泰证券（美国）有限公司进行交易。

美国-重要监管披露

- 分析师王玮嘉、黄波、李雅琳本人及相关人士并不担任本报告所提及的标的证券或发行人的高级人员、董事或顾问。分析师及相关人士与本报告所提及的标的证券或发行人并无任何相关财务利益。本披露中所提及的“相关人士”包括 FINRA 定义下分析师的家庭成员。分析师根据华泰证券的整体收入和盈利能力获得薪酬，包括源自公司投资银行业务的收入。
- 长江电力（600900 CH）：华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司在本报告发布日之前的 12 个月内担任了标的证券公开发行或 144A 条款发行的经办人或联席经办人。
- 长江电力（600900 CH）：华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司在本报告发布日之前 12 个月内曾向标的公司提供投资银行服务并收取报酬。
- 长江电力（600900 CH）：华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司预计在本报告发布日之后 3 个月内将向标的公司收取或寻求投资银行服务报酬。
- 中国核电（601985 CH）：华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司实益持有标的公司某一类普通股证券的比例达 1%或以上。
- 长江电力（600900 CH）、中国核电（601985 CH）：华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司在本报告发布日担任标的公司证券做市商或者证券流动性提供者。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或不时会以自身或代理形式向客户出售及购买华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或其高级管理层、董事和雇员可能会持有本报告中所提到的任何证券（或任何相关投资）头寸，并可能不时进行增持或减持该证券（或投资）。因此，投资者应该意识到可能存在利益冲突。

评级说明

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（含此期间的股息回报）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），具体如下：

行业评级

增持：预计行业股票指数超越基准

中性：预计行业股票指数基本与基准持平

减持：预计行业股票指数明显弱于基准

公司评级

买入：预计股价超越基准 15%以上

增持：预计股价超越基准 5%~15%

持有：预计股价相对基准波动在-15%~5%之间

卖出：预计股价弱于基准 15%以上

暂停评级：已暂停评级、目标价及预测，以遵守适用法规及/或公司政策

无评级：股票不在常规研究覆盖范围内。投资者不应期待华泰提供该等证券及/或公司相关的持续或补充信息

法律实体披露

中国: 华泰证券股份有限公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格, 经营许可证编号为: 91320000704041011J

香港: 华泰金融控股(香港)有限公司具有香港证监会核准的“就证券提供意见”业务资格, 经营许可证编号为: AOK809

美国: 华泰证券(美国)有限公司为美国金融业监管局(FINRA)成员, 具有在美国开展经纪交易商业业务的资格, 经营业务许可编号为: CRD#:298809/SEC#:8-70231

华泰证券股份有限公司**南京**

南京市建邺区江东中路228号华泰证券广场1号楼/邮政编码: 210019

电话: 86 25 83389999/传真: 86 25 83387521

电子邮件: ht-rd@htsc.com

深圳

深圳市福田区益田路5999号基金大厦10楼/邮政编码: 518017

电话: 86 755 82493932/传真: 86 755 82492062

电子邮件: ht-rd@htsc.com

北京

北京市西城区太平桥大街丰盛胡同28号太平洋保险大厦A座18层/

邮政编码: 100032

电话: 86 10 63211166/传真: 86 10 63211275

电子邮件: ht-rd@htsc.com

上海

上海市浦东新区东方路18号保利广场E栋23楼/邮政编码: 200120

电话: 86 21 28972098/传真: 86 21 28972068

电子邮件: ht-rd@htsc.com

华泰金融控股(香港)有限公司

香港中环皇后大道中99号中环中心58楼5808-12室

电话: +852-3658-6000/传真: +852-2169-0770

电子邮件: research@htsc.com

<http://www.htsc.com.hk>

华泰证券(美国)有限公司

美国纽约公园大道280号21楼东(纽约10017)

电话: +212-763-8160/传真: +917-725-9702

电子邮件: Huatai@htsc-us.com

<http://www.htsc-us.com>

©版权所有2023年华泰证券股份有限公司