

电价：“电量”向左，“容量+调节”向右 量化测算电力市场的容量电价与现货峰谷价差

华泰研究

2025 年 9 月 24 日 | 中国内地

深度研究

看好“十五五”容量电价与峰谷价差孕育的投资机会

我们认为 2027-30 年全国大部分地区峰谷价差会达到 0.4 元/度左右，配合适当的容量电价机制，火电、电化学储能和抽蓄可以获得合理回报。对于容量市场的竞争，我们测算得到火电和抽蓄因 LCOS 的优势，需要的峰谷价差目前来看明显低于新型储能，而后者的发展又是保障光伏弃电率“十五五”不明显增加的重要基础，所以我们对火电和抽蓄的发展保持乐观。推荐设备 1) 龙头东方电气 AH 和哈尔滨电气，2) 火电和抽蓄运营的龙头华能国际 AH、长江电力、湖北能源和南网储能等，和 3) 核电运营商。

“十五五”电力容量电价大概率会先升后降，供需拐点将至

2023 年开始中国电量电价就开启了持续下行通道，而容量电价在发用电两端的价值都在逐步提现。根据我们测算，我国电力容量供需“十五五”大概率会出现拐点，主要原因在于：1) 非降温负荷增速下降，虚拟电厂等带动表观最高负荷增速放缓，2) 我们预计 2026-30 年全国有效容量 CAGR 从“十四五”的 4.8% 提升至 6.4%（其中抽蓄和新型储能分别贡献 0.8pct），而最高用电负荷的增速从 7.0% 下滑至 5.0%。我们认为，如果煤价无法持续上涨，在没有极端气候的前提下峰值电价很难再进一步创新高，所以未来的峰谷价差可能主要靠谷值电价下限的打开。

容量机制可能的变化，不区分技术路线：火储同台，风光水核共享

我们判断，未来容量机制有可能会不区分技术类型按照顶峰有效容量分配，不仅是火电和抽蓄可以参与，甚至包括核电、水电和风光在内的所有电力市场参与主体都可以共享，这会：1) 激发风光配储的需求，2) 有效保障电量供需走弱背景下核电的盈利。我们通过单位投资和 LCOS 的比较，认为火电和抽蓄在灵活性资源中依然具有竞争优势，且需要的峰谷价差明显低于新型储能中成本最低的锂电池储能。

2027 年前后大部分地区现货峰谷价差或可支撑储能和火电的盈利

假设完全没有容量电价或类似的补贴，两充两放的电站需要峰谷价差达到 0.4-0.5 元/度才可以获得 6% 以上的 IRR。参照甘肃的政策，若容量电价标准达到 330 元/千瓦，峰谷价差 0.3-0.4 元/度（例如今年的蒙西、山西和山东）就可以支撑锂电池储能获得合理回报。同样的假设下，抽蓄要求的峰谷价差约 0.2-0.3 元/度，火电为 0.2-0.4 元/度。根据我们的预测，我国 2027 年前后风光装机占比或超过 50%，参考蒙西与山西近年的现货电价情况，我们认为未来全国范围内大部分地区现货价差可能达到 0.4 元/度左右。

我们与市场观点的不同之处

市场可能会担心新型储能的放量会影响中国电力系统对火电、核电和抽水蓄能的需求，我们通过测算证明“十五五”基荷电源的建设速度依然无法匹配表观最高负荷的增长，我们对“十五五”火电和核电的盈利能力与增长有信心；加上抽蓄的 LCOS 目前来看还是显著低于电池储能，我们依然看好其发展。容量电价是中国三大电力市场中最能稳定资本开支预期回报率的机制设计，同时也是最能够激发投资积极性的电价机制，其加速市场化或更合理的定价方式不仅意味着电力运营商盈利的稳定性提升与估值中枢上移，也意味着设备端订单的可持续放量。基于此，我们继续推荐三大电气与传统电源与抽水蓄能电力龙头企业。

风险提示：电力作为最重要的生产要素之一需要兼顾的目标较多，从中央到各地相关政策可能会有所波动；各省电力市场差异及局部阻塞和网架结构，可能会导致对各种类型储能需求的差异，也可能导致风光消纳低于预期；AI 和算力的发展可能导致我国电力市场电量和容量需求的超预期。

电气设备

增持（维持）

发电

增持（维持）

王玮嘉

SAC No. S0570517050002
SFC No. BEB090

研究员

wangweijia@htsc.com
+(86) 21 2897 2079

黄波

SAC No. S0570519090003
SFC No. BQR122

研究员

huangbo@htsc.com
+(86) 755 8249 3570

李雅琳

SAC No. S0570523050003
SFC No. BTC420

研究员

liyali018092@htsc.com
+(86) 10 6321 1166

胡知*

SAC No. S0570523120002

研究员

huzhi019072@htsc.com
+(86) 21 2897 2228

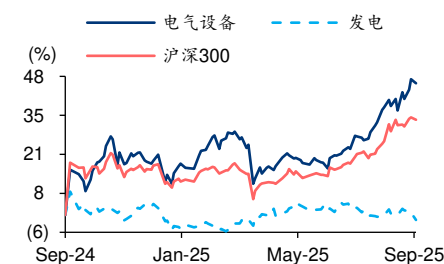
康琪*

SAC No. S0570124070105

联系人

kangqi@htsc.com
+(86) 10 6321 1166

行业走势图



资料来源：Wind，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
川投能源	600674 CH	20.40	买入
南网能源	003035 CH	6.15	买入
浙能电力	600023 CH	6.42	买入
东方电气	1072 HK	20.43	买入
东方电气	600875 CH	23.99	买入
国投电力	600886 CH	16.67	买入
中国广核	003816 CH	4.55	买入
华能国际	600011 CH	9.02	买入
中广核电力	1816 HK	3.51	买入
桂冠电力	600236 CH	7.79	买入
国电电力	600795 CH	6.11	买入
长江电力	600900 CH	32.59	买入
湖北能源	000883 CH	5.32	买入
中国核电	601985 CH	9.90	买入
南网储能	600995 CH	13.75	买入
中国电力	2380 HK	3.62	买入
华能国际电力	902 HK	5.97	买入
京能电力	600578 CH	5.17	增持
建投能源	000600 CH	7.88	增持

资料来源：华泰研究预测

正文目录

核心投资逻辑.....	3
与市场不同的观点.....	4
中国电力市场：能量供大于求，容量“十五五”拐点将至.....	5
电力能量市场：供需拐点在 2023 年见顶，“十五五”相对宽松.....	5
电力容量市场：“十五五”大概率会出现供需拐点.....	6
需求：非降温负荷增速放缓，虚拟电厂或有效平抑最高用电负荷的波动.....	6
供给测算-有效容量：“十五五”电源规划与负荷完美匹配，储能是额外的放量因素.....	7
供给测算-备用率：不考虑新型储能，抽蓄可以带动“十五五”备用率恢复至 20%.....	9
容量电价机制：火储同台，风光水核也有望参与.....	11
现状：中央只覆盖煤电和抽蓄，多地政策出台激励气电和新型储能.....	11
未来：储能/其他电源和火电同台共享容量机制，供需决定价格.....	13
新型储能：需要 0.3-0.4 元/度峰谷价差才有 6%IRR.....	14
抽蓄：容量电价可能下降，6.5%IRR 需要 0.2-0.3 元/度的峰谷价差.....	16
火电：中长期点火价差可能会受供需拖累，对峰谷价差的要求与储能相似.....	17
核电：800 元/吨的煤价下全部入市风险较大，亟需容量电价保护.....	18
风光：容量机制或可增强配储动力，某种程度上源网侧储能殊途同归.....	19
峰谷价差：大概率 0.4 元/度，谷段低价是光伏消纳的核心.....	20
投资机会.....	21
设备端：继续推荐三大电气，看好东方电气 AH 与哈尔滨电气.....	21
运营商：依然看好火电与抽蓄盈利的稳定性，对核电的盈利能力有信心.....	21
风险提示.....	21

核心投资逻辑

看好容量电价支撑的火电、抽蓄与新型储能。近期发改委、能源局的电改政策频出，不论是《电力现货连续运行地区市场建设指引》(1171号文)提出的日前市场&可靠性机组组合，还是《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》(1192号文)提出的输配电价“单一容量制电价”，都明确释放出信号：不管是发电侧还是用户侧，相对于发电量，可靠性容量的重要性在提升。根据我们的测算，中国电量市场 2023 年就开启了从“电量紧缺”向“供过于求”的转变，“十五五”电量电价的价值可能会持续下降，而容量电价的价值会明显上升。

我们通过对电力负荷峰、谷的测算，得出结论认为：1) 最高负荷对应的供需系数或备用率大概率 2024 年就开始见顶回落，不考虑交易层面的垄断力和煤价上涨，峰值电价进一步提升的空间并不一定很大；2) 随着风光渗透率提升，谷段电价理论上还有下降空间；但是只要现货电价的下限足够低，储能和虚拟电厂会带动最低负荷的增长在“十五五”提速，从而消纳更多新增新能源装机；最终决定深谷电价的逻辑很有可能就是维持光伏电站能够收回成本的最低收入——需要在弃电率与结算电价（结合机制电价）两者之间寻求平衡。

通过对各类调节性电源侧 LCOE/LCOS 测算，我们认为新型储能需要的现货价差约 0.4 元/度左右，抽水蓄能约 0.2-0.3 元/度，火电介于两者之间。我们认为 2027-30 年全国大部分地区会达到 0.4 元/度左右，配合适当的容量电价机制，或可以让火电、电化学储能和抽蓄都获得 6% 以上的回报率。倘若煤价没有办法回到 800 元/吨的水平，容量电价不区分技术种类的定价原则，也可以有效保障核电投资的积极性。如果各类电源（包括储能）不区分技术手段可以共同参与容量机制，我们认为风光配储的意愿会进一步大幅提升。

基于此，我们看好：1) 火电、抽蓄、核电的设备龙头东方电气 AH 与哈尔滨电气，2) 火电和抽蓄的运营商华能国际 AH、京能电力、国电电力、建投能源、浙能电力、南网储能、长江电力、湖北能源、国投电力、川投能源、桂冠电力，3) 核电龙头中国核电和中国广核 AH。

与市场不同的观点

市场可能会担心新型储能的放量会影响中国电力系统对火电和抽水蓄能的需求，我们通过测算证明：

- 1) 其实“十五五”期间倘若不考虑储能，即使 2025 年开始火电装机增速提速，基荷电源的建设速度依然无法匹配表观最高负荷的增长（4.8% vs 5.0%），所以煤电的增量在可见范围内还是必须的（核电和水电建设周期较长，气电成本较高）。我们对“十五五”火电每年新增 60-70GW 的订单依然非常有信心（具体可以参见我们 2025 年 6 月的报告《三大电气：电力新周期下的变化》）。
- 2) 不考虑新型储能（考虑抽蓄），“十五五”可控装机增速 5.5% 仅略高于真实的最高负荷增速（5.3%）；倘若电力市场的价格信号不足以激发足够的虚拟电厂削峰填谷，储能还是容量市场所必须的。即便我们预测“十五五”抽水蓄能投产可以提前完成 2030 年的目标，2030 年之前备用率也并不足以回到 20%。加上抽蓄的 LCOS 目前来看还是显著低于电池储能，所以我们依然看好抽水蓄能未来的发展。

市场可能会担心，倘若按照甘肃等地容量电价的精神，电源侧（包括储能）同台分享容量电价，抽水蓄能当前较高的容量电价可能无法持续，火电的容量电价可能永远无法达到 330 元/千瓦。对于火电，我们测算虽然“十五五”意见供需系数会下降，但是容量电价依然有 200 元/千瓦以上，显著高于当前水平。且根据我们测算，在点火价差仅 2-3 分/度的极悲观长协议价能力的假设下，火电只需要 0.2-0.4 元/度的峰谷价差就可以实现 6-7% 的 IRR。抽蓄要求的现货价差更是显著低于火电和新型储能，所以只要新型储能的投资具备盈利条件，成本更低的火电和抽水蓄能的回报率并不必过分担心。

中国电力市场：能量供大于求，容量“十五五”拐点将至

电力能量市场：供需拐点在 2023 年见顶，“十五五”相对宽松

基荷电源增速高于用电需求，电量电价承压。正如我们 2025 年 3 月的报告《量化“十五五”电价与盈利弹性：坚守优质资产，穿越价格周期》阐述的：中国电量市场 2023 年就开启了从“电量紧缺”向“供过于求”的转变。根据我们的测算，“十五五”不考虑新能源，火电、水电、核电等基荷电源 2025-27 年装机 CAGR（换算成等效利用小时）为 5.8%，“十五五”CAGR 为 5.6%；考虑到 2025 年 1-8 月 4.6% 的用电增速，即便新能源没有新增，电量供需依然存在压力。

图表1：不考虑风光，基荷电源的装机增速与用电量水平相对一致（不考虑储能）

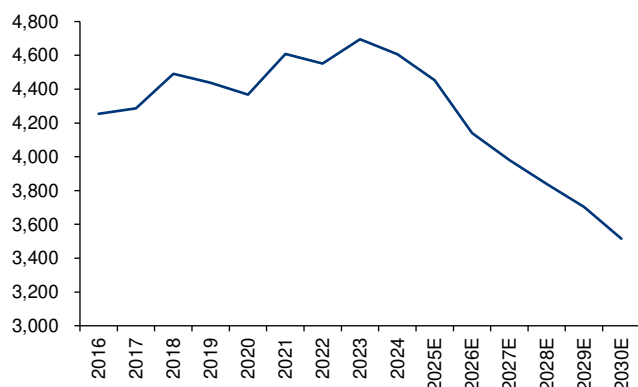
	单位	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2025-30 CAGR	2025-27 CAGR
风光外装机换算成火电	百万千瓦	1,869	1,968	2,095	2,214	2,326	2,450	2,585	5.6%	5.8%
非水可再生能源比例		20.6%	23.4%	26.8%	28.2%	30.0%	31.7%	33.3%		
风光外发电空间	亿度	80,121	81,010	80,985	82,620	84,343	85,941	87,083	1.4%	1.0%

资料来源：华泰研究预测

供给侧的主要假设如下：

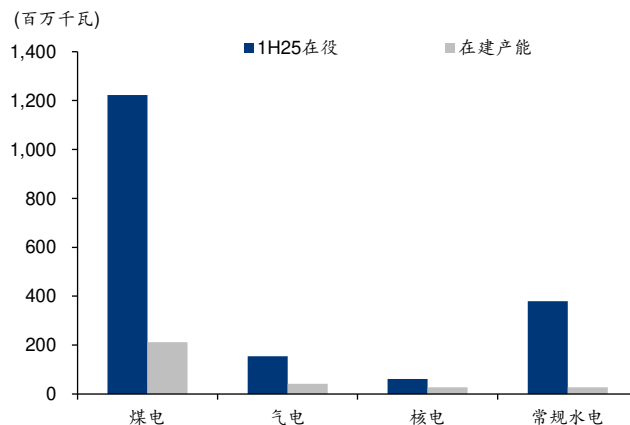
- 1) 水电：由于水电机组建设周期较长，项目自核准至投产耗时一般超过 7 年，故我们能够从 2023/2024 年核准情况推测出 2025-2030 年行业装机量；
- 2) 核电：由于我国核电机组建设周期较长，项目自核准至投产一般接近 6 年，故我们也能够从已核准机组情况基本推测出 2025-2030 年行业装机量；
- 3) 火电：由于 2022-23 年火电核准高增，排产节奏紧张，整体建设周期有所拉长，我们假设煤电/气电项目自核准至投产 3/4 年，目前已核准项目大部分将于 2028-29 年投产；
- 4) 风光：2026-30 年年均新增风光装机与“十四五”保持一致约每年 250-260GW，其中风电每年约 100-110GW 占比相比 2020-25 年大幅提升。

图表2：我国煤电利用小时趋势



资料来源：中电联、华泰研究预测

图表3：截止 2025 年 6 月 30 日，基荷电源在建情况



资料来源：中电联、Wind、华泰研究

电量市场目前供大于求，那么“容量市场”供不应求的局面还可以持续多久呢？2025 年 4 月，国家发改委、能源局联合发布《电力辅助服务市场基本规则》，国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司联合发布《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》，明确我国电力市场正从“单一能量市场”向“能量+容量+辅助服务”多元市场过渡，火电、核电、抽蓄（9 月 21 日人民日报报道：8 月底抽蓄装机达到 6236.5 万千瓦，提前完成“十四五”规划提出的 6200 万目标）、储能装机增速显著提升，我们认为容量市场的拐点很有可能也会在“十五五”到来。

图表4：电力市场的三个组成部分



资料来源：能源局，华泰研究

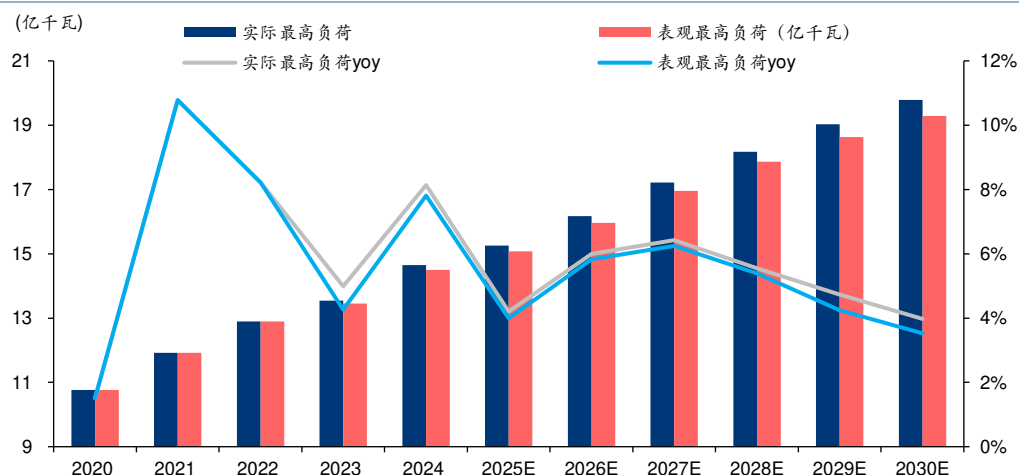
电力容量市场：“十五五”大概率会出现供需拐点

根据我们对需求（电网最大用电负荷，通常在夏季）和供给（下文给出两种测算方法），我们可以得出结论，2030 年之前电力容量大概率就会出现供给大于需求的局面，扭转“十四五”供给不足的状态。展望未来 5 年，我国电力系统的坚实程度进一步提升，当然也意味着不考虑经济性的话，分布式平衡单元的必要性进一步降低。

需求：非降温负荷增速放缓，虚拟电厂或有效平抑最高用电负荷的波动

容量市场的需求通常意义上理解为支撑电力系统的最高负荷。根据我们在 2024 年 8 月的报告《公用事业/电力设备：客观看待电力缺口与过剩并存》中总结的，全球变暖背景下天气变化将呈现两极化的趋势，即“夏季更热，冬季更冷”。据人民网报道，我国夏季降温用电负荷占全国最大用电负荷比重达到三成，部分省份比重甚至超过 40%，气温对用电的影响越来越突出。基于对 1) 夏季平均气温，2) 降温负荷占最高负荷比重，3) 降温负荷与夏季平均气温的关系我们预测，“十五五”实际最高用电负荷的 CAGR 约为 5.3%，低于“十四五”的 7.2%，主要原因就是非降温负荷的增速从 4.1% 放缓至 2.6%。

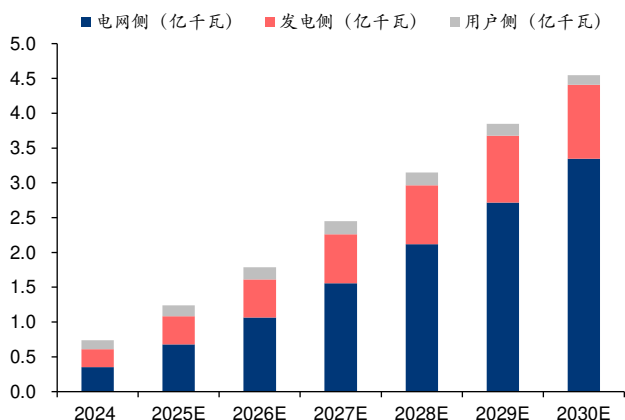
图表5：实际最高用电负荷 vs 表观用电负荷



资料来源：Wind，中电联，华泰研究预测

但实际最高负荷还受到快速增长的虚拟电厂影响，后者可以在系统极度缺电时放电或减少用电。结合今年以来非降温负荷增长乏力，解释了为什么 2025 年电网实际最高负荷 15.06 亿千瓦远低于我们在 2024 年 8 月的报告《公用事业/电力设备：客观看待电力缺口与过剩并存》中的保守预期 15.44 亿千瓦，也低于中电联年初的预测 15.5 亿千瓦的原因。根据我们对储能和虚拟电厂的预测，我们测算表观最高用电负荷的 CAGR 会在 2026-30 年下降至 4.5%。其中，需要说明的是虚拟电厂聚合的资源中非常重要的组成部分之一就是新型储能，为了避免重复计算本文对虚拟电厂描述的口径都是与新型储并列的，不包括储能，所以我们本文指代的虚拟电厂的容量会明显小于国家的要求（发改委发布的《电力需求侧管理办法》提出到 2025 年各省需求响应能力达到最大用电负荷的 3%-5%）。

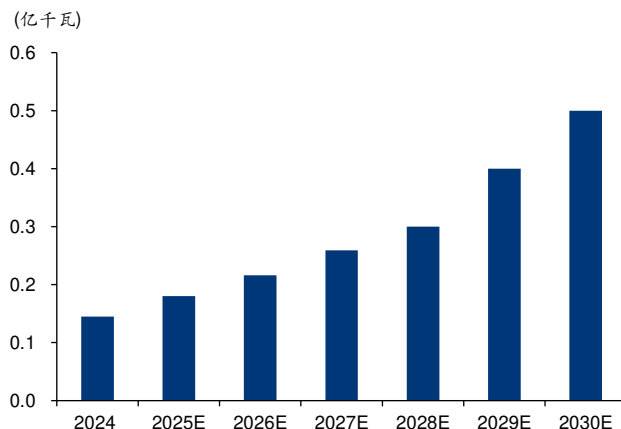
图表6：新型储能装机预测



注：储能预测参考华泰 2025 年 9 月的报告《新型电力系统 商业篇：变革已至，系统平价带来能源需求为王时代》

资料来源：国家发改委，国家能源局，华泰研究预测

图表7：虚拟电厂（不包括各种形式的储能）预测



资料来源：各地新闻，中电联，华泰研究预测

如何去刻画容量市场的供给一直是一个难题。下文采取两种方式：

- 1) 按照部分地方最新机制，例如甘肃 2025 年 7 月出台的《发电侧容量电价机制征求意见稿》和 9 月青海《电源侧容量补偿机制暂行办法》，计算有效容量和最大净负荷的供需系数；
- 2) 传统意义上我们电力系统测算可用容量与备用率。

供给测算-有效容量：“十五五”电源规划与负荷完美匹配，储能是额外的放量因素

按照甘肃、宁夏和青海的机制，煤电和储能可以获得的容量电价=容量电价（补偿）标准（例如甘肃每千瓦 330 元，宁夏 2026 年暂定 165 元）×供需系数，单台机组容量电费补偿上限取当年净负荷达到最大净负荷 90% 以上时段对应可调出力最小值。而供需比的分子（供给）为煤电、电网侧新型储能、风电、光伏、水电等电源的有效容量之和，具体标准如下：

- 1) 三省对煤电机组的有效容量的算法基本一致，根据机组铭牌容量扣除厂用电后确定；
- 2) 甘肃/宁夏网侧新型储能有效容量据满功率放电时长/6×额定功率并扣除厂用电后确定；
- 3) 甘肃风电、光伏机组的有效容量根据装机容量扣除厂用电后的 7%、1% 确定；
- 4) 甘肃水电机组的有效容量根据装机容量扣除厂用电后，蓄水式按 98%、径流式按 32% 确定；
- 5) 青海对于不可持续调节性电源（包括抽蓄、新型储能）规定其有效容量为 $\min$ （最大可储存电能/系统净负荷高峰持续时长，最大放电功率），对于不可调节电源的有效容量（例如风光）需要按照装机×有效系数，其中有效系数是为 $\min$ （该类型电源近 3-5 年净负荷高峰时段平均负荷率，全年平均负荷率）。

其实山东在 2025 年 8 月印发的《山东省新能源上网电价市场化改革实施方案》中也提及了优化发电侧容量补偿机制。根据山东电网用电负荷（含备用容量）总需求，对各类型市场化机组的有效容量给予补偿。按照全网回收长期边际机组固定成本原则确定容量补偿标准，依据系统总容量需求与总有效容量，设置容量供需系数。发电机组容量电费由机组可提供的有效容量、容量补偿电价标准以及当年容量供需系数三者乘积确定——上述省份关于容量电价机制的算法原则上高度类似，但是具体计算细则则考虑该省实际情况会有不同。

甘肃有效容量计算方法中已公开发布的定量参数最多，我们参照其计算规则，对全国所有装机（包括储能）进行预测。其中，对电源侧的预测参照本章节第一段，储能的预测如下：

- 1) 参照华泰证券 2025 年 9 月的报告《政策组合拳为需求侧打开新模式空间》，新型储能年均新投产 0.6 亿千瓦，2026 年提前完成中央 2027 年 1.8 亿千瓦的目标；
- 2) 根据我们统计的抽蓄项目进度，在建 1.56 亿千瓦装机中 2030 年之前可以投产的约 1.20 亿千瓦，2029 年提前完成中央 2030 年 1.2 亿千瓦的投产目标。

图表8：储能目前 vs 确定性产能增长空间

	截止 1H25 在役装机	截止 2025 年 8 月在建（或 1-8 月招标）
新型储能（万千瓦）	9,491	79,880
新型储能（万千瓦时）	22,200	299,990
抽水蓄能（万千瓦）	6,129	15,578

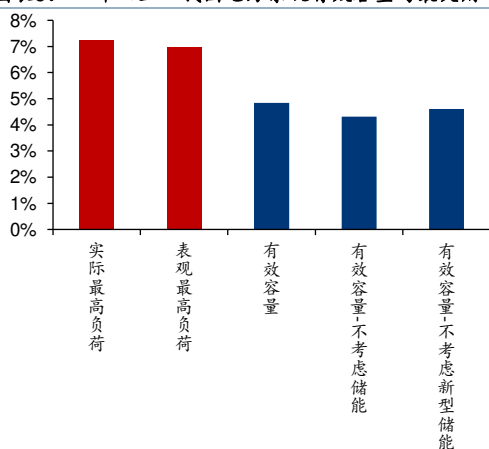
注：储能能力招标中包括系统、EPC、电芯和直流侧。

资料来源：国家能源局，寻犒研究院，华泰研究

根据我们的计算：

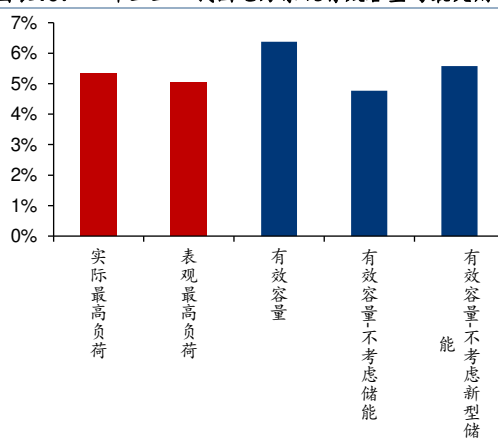
- 1) “十五五”期间全国有效容量的增速 CAGR 为 6.4%，高于“十四五”的 4.8%；而我国最高用电负荷的增速“十五五”期间为 5.0%，“十四五”期间为 7.0%——可见有效装机的供给增速“十四五”期间明显低于需求，而“十五五”则会发生逆转。
- 2) 假设不考虑储能只考虑电源侧布局，“十五五”期间全国有效容量的增速 CAGR 为 4.8%，低于同期实际最高用电负荷的增速 5.3%（不考虑虚拟电厂影响）——倘若完全没有市场化电价机制去激励虚拟电厂、储能这类本身不发电或用电的主体，我国当前的电源侧布局是完全符合我们能源保供需要的，不能说有明显冗余；如果工业用电负荷超预期，我国的电源侧投资或许还不足以支撑每年夏天的顶峰负荷。
- 3) 对于有效容量，电源侧“十五五”CAGR 为 4.8%，考虑储能为 6.4%，这其中的差值 0.8pct 来自电化学等新型储能，0.8pct 来自抽水蓄能。按照青海的定义，任何储能都属于不可持续调节性电源，相比源侧装机，对能源保供安全的底线来说不可同日而语。

图表9：“十四五”我国电力系统有效容量与最大用电负荷 CAGR



资料来源：中电联，Wind，华泰研究预测

图表10：“十五五”我国电力系统有效容量与最大用电负荷 CAGR



资料来源：中电联，Wind，华泰研究预测

供给测算-备用率：不考虑新型储能，抽蓄可以带动“十五五”备用率恢复至 20%

根据我们 2024 年 8 月的报告《客观看待电力缺口与过剩并存》对电力系统备用率测算（不考虑新型储能），2022 年备用率首次下降至 20% 以下，在极端气候下我国发生了严重缺电事故。2023-24 年备用率还在持续下降，但得益于以下两点，我国电力供需形势相对温和：

- 1) 气候状态并不严峻，多地高温时段错峰，北方或华南雨水充沛；
- 2) 夏季光伏出力大，且近年来光伏装机增速较高（但在我们电力系统保供安全的传统计算方式中，光伏被给予的可靠性出力系数为零）。

图表11：各类型可控装机电源出力系数（不考虑新型储能）

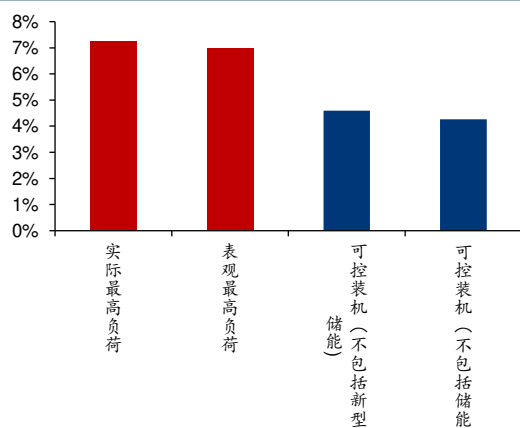
电源类型	出力系数
火电	
燃煤	
热电联产（占比 52%）	0.85
纯供电（占比 48%）	1
燃气	0.8
其余火力装机	0.85
水电	
常规水电	0.48
抽水蓄能	1
核电	1
风电	0.05
光伏	0

资料来源：中国能源报，华泰研究

根据我们的测算：

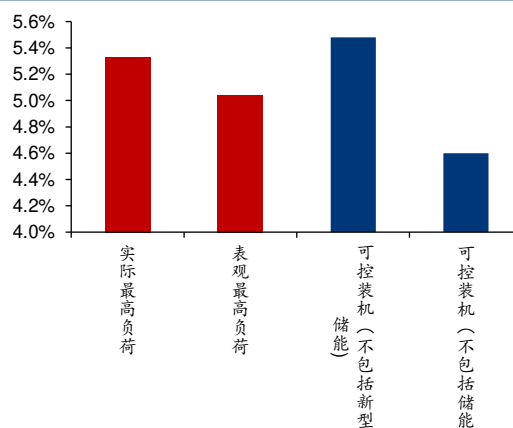
- 1) “十五五”全国可控装机 CAGR 为 5.5%，高于“十四五”的 4.6%；而我国最高用电负荷的增速“十五五”为 5.0%，“十四五”为 7.0%——与有效装机的趋势一致，即便不考虑新型储能，可控装机增速“十四五”明显低于需求，“十五五”则会发生逆转。
- 2) 2024 年备用率会下降至 15%，为近年来最低点，2025 年开始备用率逐步回升，2030 年会提升至 20% 以上，“十五五”该比例大概率持续改善。
- 3) 若不考虑抽蓄和虚拟电厂，“十五五”全国可控装机增速为 4.6%，仅略高于“十四五”的 4.3%；而我国实际最高负荷的增速“十五五”期间为 5.0%，“十四五”期间 7.2%，2026-30 年系统备用率依然不足，大约在 8%-10% 的水平，“缺电”风险依然存在。

图表12：“十四五”我国电力系统可控装机与最大用电负荷 CAGR



资料来源：中电联，Wind，华泰研究预测

图表13：“十五五”我国电力系统可控装机与最大用电负荷 CAGR

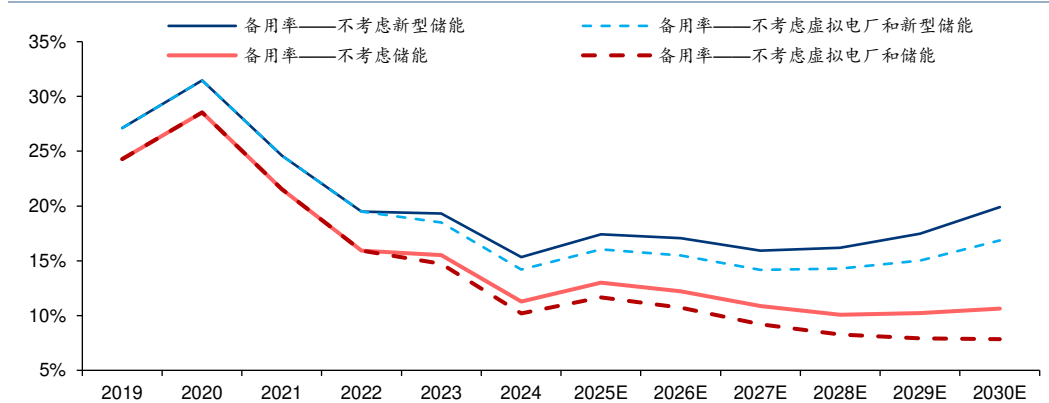


资料来源：中电联，Wind，华泰研究预测

这种测算方法相比前文有效容量的测算方法结果更为保守，原因就是可控装机出力的计算中对近年来高速增长的风光给予了非常低的可靠性置信度，换言之：

- 1) 若只相信传统能源的保供能力，2026-30年电力系统的顶峰能力并不比2022年更强；
- 2) 如果我们认可风光尤其是光伏在夏季高峰的出力，或认可抽蓄虽然是不可持续调节电源，但可靠性堪比火电，那么“十五五”的容量规划与我们测算的顶峰需求是基本匹配的；
- 3) 新型储能的快速发展，大概率会在2030年之前带来容量的供给大于需求，大幅提升电力系统的保供置信度的同时，拉低了有效容量的供需系数，会造成单位容量电价的下降。

图表14：电力系统备用率



资料来源：能源局，华泰研究预测

容量电价机制：火储同台，风光水核也有望参与

容量市场是用来弥补市场经济盲区的“计划”手段。引用华南理工大学电力学院教授荆朝霞的观点¹：容量市场的存在逻辑根植于对‘完美市场’假设的修正——在理论上的完美市场中，价格可以准确反映供需，通过价格信号能精准引导合理投资；然而，现实中世界上几乎所有国家的电力市场都需要各种形式的额外的容量补偿机制，例如新能源可能拉低电能市场的价格，从而导致部分发电资源的价值无法完全通过市场体现；或发电投资大、投资周期长、电力价格波动大、收入不确定高、风险规避工具缺乏或不成熟，同样无法通过市场引导充足的发电投资。容量电价通常按照机组的装机容量计费，与实际发电量无关。

现状：中央只覆盖煤电和抽蓄，多地政策出台激励气电和新型储能

我国的容量电价政策并不覆盖发电侧所有机组。

图表 15：各类电源容量电价情况

	中央统一政策	出台时间	地方政策
抽水蓄能	按照 6.5% 资本金回报率核算	2021 年	
煤电	每千瓦 330 元, 2024-25 年回收 30%-50%, 2026 年起不低于 50%	2023 年	
气电	无		广东、浙江、江苏、上海、河北、安徽等均有
新型储能	无		河北、新疆、宁夏、甘肃、青海等均有
外送华东的白鹤滩、锦屏、杨房沟等机组	无		浙江、江苏、江西等政府有一事一议定价
大部分常规水电、核电、风电、光伏	无		无

资料来源：中央、地方发改委，华泰研究

抽水蓄能：发改委 2021 年 5 月《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》首次抽水蓄能价格形成机制，电量电价体现抽水蓄能抽发损耗，容量电价回收全部成本、获得合理收益（保证 6.5% 的资本金回报率）——是国家针对发电侧第一份容量电价政策文件。

图表 16：2023 年按照“633”号文核定的各机组容量电价（历史首次）

序号	电站名称	所在省份	装机容量 (万千瓦)	容量电价 (元/千瓦)
已投运				
1	沙河	江苏	10	699.78
2	琼中	海南	60	648.76
3	西龙池	山西	120	463.81
4	天堂	湖北	7	722.43
5	宝泉	河南	120	417.43
6	张河湾	河北	100	476.13
7	嘉康峰	湖南	120	376.30
8	溧阳	江苏	150	576.04
9	响水洞	安徽	100	459.92
10	宜兴	江苏	100	491.22
11	呼和浩特	内蒙古	120	567.83
12	潘石河	辽宁	120	475.42
13	琅琊山	安徽	60	453.30
14	桐柏	浙江	120	341.76
15	潘家口	河北	27	289.73
16	仙居	浙江	150	370.91
17	洪屏	江西	120	454.99
18	清远	广东	128	409.57
19	白莲河	湖北	120	321.34
20	天荒坪	浙江	180	417.17
21	广蓄二期	广东	120	338.34
22	仙游	福建	120	405.40
23	惠州	广东	240	324.24
24	泰安	山东	100	347.99
25	响洪甸	安徽	8	823.34
26	深圳	广东	120	414.88
27	十三陵	北京	80	496.15
28	西龙	河南	12	585.20
29	白山	吉林	30	456.06
30	溪口	浙江	8	561.61
31	绩溪	安徽	180	391.80
新投运				
32	丰宁一期	河北	180	547.07
	丰宁二期		180	510.94
33	沂蒙	山东	120	608.00
34	文登	山东	180	471.18
35	金寨	安徽	120	616.01
36	长龙山	浙江	210	499.96
37	厦门	福建	140	612.65
38	永泰	福建	120	551.21
39	周宁	福建	120	548.11
40	天池	河南	120	556.94
41	范沟	黑龙江	120	478.74
42	敦化	吉林	140	550.80
43	清原	辽宁	180	599.66
44	塘东	重庆	120	587.22
45	镇安	陕西	140	625.85
46	阜康	新疆	120	690.36
47	梅州一期	广东	120	595.36
48	阳江一期	广东	120	643.98

资料来源：中央发改委，华泰研究

¹ https://paper.people.com.cn/zgnyb/pc/content/202509/08/content_30104014.html



煤电：2023 年 11 月 10 日，国家发展改革委和国家能源局发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》，建立煤电容量电价机制，按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式，确定了各地煤电容量电价：其中，固定成本全国统一标准，为 330 元/kW·年；容量电价回收固定成本的比例，2024~2025 年多数地方为 30%左右，部分煤电功能转型较快的地方适当调高，为 50%左右；2026 年起，各地通过容量电价回收固定成本的比例将提升至不低于 50%。

图表17：省级电网煤电容量电价表（2024-2025 年）

省级电网	容量电价（元/千瓦每年，含税）	省级电网	容量电价（元/千瓦每年，含税）
北京	100	河南	165
天津	100	湖北	100
冀北	100	湖南	165
河北	100	重庆	165
山西	100	四川	165
山东	100	陕西	100
蒙西	100	新疆	100
蒙东	100	青海	165
辽宁	100	宁夏	100
吉林	100	甘肃	100
黑龙江	100	深圳	100
上海	100	广东	100
江苏	100	云南	165
浙江	100	海南	100
安徽	100	贵州	100
福建	100	广西	165
江西	100		

资料来源：国家发改委，华泰研究

气电：在 2023 年底中央煤电容量电价政策之前，上海、江苏、浙江等地早就出台了针对高成本气电的容量机制，绝对值水平远高于中央的 330 元每千瓦，用以补贴气电更高的发电成本与维护费用。中央政策后，广东省 2024 年开始对煤电和气电同时出台容量电价政策，截止目前全国几乎所有省份的天然气发电都有容量政策保护。

图表18：部分省份天然气发电机组容量电价

地区	容量电价	政策更新时间
浙江	9F/9E 机组 302.4 元/千瓦·年，6F 机组 571.2 元/千瓦·年，6B 机组 394.8 元/千瓦·年	2021 年
上海	调峰机组 37.01 元/千瓦·月，热电联产机组 36.5 元/千瓦·月	2024 年
江苏	调峰机组 9F/9H 分别为 30/24 元/千瓦·月，热电联产机组 40 万/20 万/10 万/10 万以下千瓦分别为 24.5/37/39/45 元/千瓦·月	2024 年
河北	28 元/千瓦·月	2024 年
安徽	29.85 元/千瓦·月	2023 年
山东	28 元/千瓦·月	2022 年
四川	F/H 分别为 28/24 元/千瓦·月	2024 年
河南	35 元/千瓦·月	2019 年
重庆	9F/9H 分别为 28/23 元/千瓦·月	2025 年
广东	使用澳大利亚进口合约天然气的气电 165 元/千瓦·年；国家能源首台重大技术装备的气电 396 元/千瓦·年；其他常规机组 9E 及以上 264 元/千瓦·年，6F 及以下 330 元/千瓦·年	2025 年
天津	31.5 元/千瓦·月	2025 年

资料来源：各省发改委网站，华泰研究

新型储能：与气电类似，中央层面迄今没有出台过统一的容量电价政策，但是很多地方政府为了刺激储能的发展，都有各种方式的支持性政策出台。总体来说，各国的容量电价主要针对非发电类资产，给予支撑电网高峰、低谷期稳定性或提供灵活性调节能力来适应发电侧波动电源（风光水等可再生能源）与用户侧波动需求（居民为主）的调节性资源。这也是为什么迄今为止，核电、风电、光伏等并没有获得中央或地方明确的容量补偿。



图表19： 部分省份新型储能容量电价政策

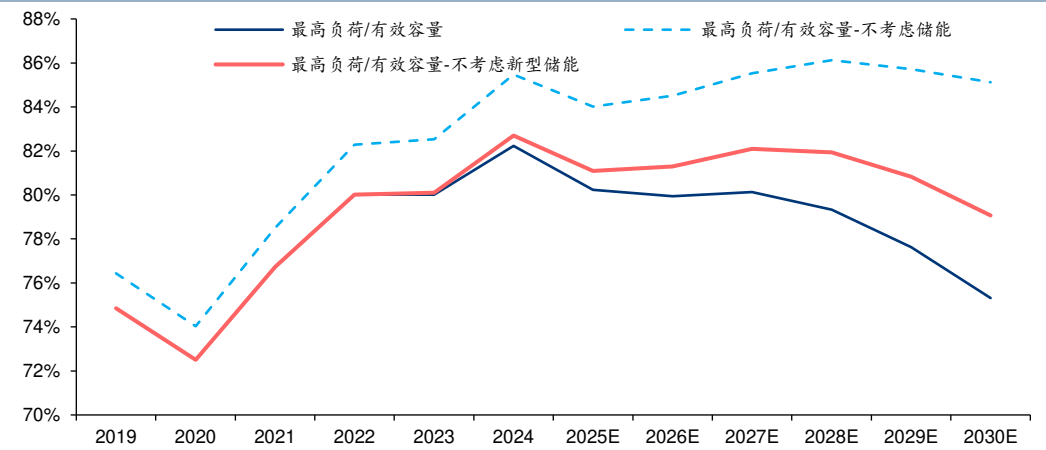
地区	补偿对象	定义	容量电价标准	容量电费计价逻辑	容量电价出处	政策更新时间
甘肃	有效容量	(满功率放电时长/6)×额定功率×(1-厂用电率)	330 元/千瓦·年（试行 2 年）	申报容量×容量电价×容量供需系数	工商业用户+外送根据电量分摊	2025 年 9 月
河北	月度平均可用容量	$\sum 0.5x(\text{日可用充电容量} \times \text{可持续充电时长} + \text{日可用放电容量} \times \text{可持续放电时长})/4 \text{ 小时/当月总天数}$	不低于 10 万千瓦、不低于 2 小时 100 元/千瓦·年，2026/6/1 前并网的可获 24 个月容量电费，之后未按时建成的相应扣减	按月度平均可用容量和容量电价标准确定	工商业用户按照电量分摊	2025 年 1 月
云南	容量租赁	未按 10%租赁储能容量的新能源需上浮 30%支付调节容量市场费用	租赁参考价 220 元/千瓦·年	新型储能当月未成交部分按 220 下浮 30%获得调节费用	新能源企业	2024 年 5 月
宁夏	有效容量	(满功率放电时长/6)×额定功率×(1-厂用电率)	2025 年 100 元/千瓦·年，2026 年起 165 元/千瓦·年	有效容量×容量电价标准×容量供需系数	工商业用户+外送根据电量分摊	2025 年 9 月
山东	有效容量	核定放电功率×K×H/24，K=电站当日运行及备用状态下的小时数	用户侧度电 0.0991 元（2024 年开始因为出台了煤电容量电价机制，下调为 0.0705 元）	发电侧按照有效容量分配，2025 年前新型储能按其可用容量享受 2 倍容量补偿费用	工商业用户侧度电固定价格收取	2022 年 4 月
	有效容量	按照尖峰时段核定有效容量	按照回收长期边际机组固定成本原则确定	有效容量×容量补偿标准×容量供需系数	工商业用户侧按电量比例分摊	2025 年 8 月
江苏	放电量		迎峰度夏/冬充电免费，放电=基准电价+度电补贴 0.25-0.3 元，其余时间充电按基准电价 60%计算，放电按基准电价		尖峰电价增收资金	
青海	有效容量	不可持续调节性电源的有效容量为 min（最大可储存电能/系统净负荷高峰持续时长，最大放电功率）	按照回收长期边际机组全部或一定比例固定成本确定，初期参考煤电容量补偿机制	申报容量×容量供需系数×容量补偿标准	工商业用户+外送根据电量分摊	2025 年 9 月
浙江	容量	2024/6/30 日前并网的网侧项目	2024-26 年每年 200/180/170 元/千瓦	补偿标准×容量	历年交易结余资金	2024 年 4 月
广东	可用最大容量	调用测试达到的实际最大出力值	100 元/千瓦·年	补偿标准×可用最大容量	尖峰加价电费	2024 年 10 月
新疆	放电量		2023 年 0.2 元/度，2024-25 年逐年递减 20%	放电量×容量补偿标准	工商业用户按电量比例分摊	2023 年 5 月
	充放电量	调峰辅助服务市场，在全网弃风弃光时段接受调度充电	充电电量 0.55 元/度，放电 0.25 元/度（放电补偿不再同时享受容量电价）		各电厂按照实时深度调峰有偿服务补偿费用承担比例进行支付	
	容量		300 元/kW·年（不小于 5 万千瓦，不低于 4 小时）		新能源企业	
内蒙	放电量		0.35 元/度，10 年	放电量×容量补偿标准	发电机组根据装机容量分摊	2022 年 12 月

资料来源：各省发改委网站，华泰研究

未来：储能/其他电源和火电同台共享容量机制，供需决定价格

以山东、甘肃、青海等地（前文有提及）政策为例，各地对容量电价按照一定系数比例在火电、抽水蓄能和储能，甚至还包括对电源侧其他装机按照顶峰容量供需分配的原则均体现出不同程度的认可。下图我们以甘肃参数测算全国供需系数。需要说明的是，分子应当考虑的是当年系统净负荷曲线（用电负荷加外送电量减去风光出力和可中断负荷容量）的最大值所在时刻对应的（用电负荷+外送容量需求（不含外送配套电源的送电容量）+备用容量-可中断负荷容量）计算确定——实际操作中我们简化为全国最大负荷（考虑虚拟电厂）：

图表20： 我国发电侧容量供需系数



资料来源：中电联，甘肃发改委，华泰研究预测

- 1) 不考虑储能，“十五五”全国层面供需系数在 85%左右波动，与 2024 年一致；按照甘肃的政策，几乎意味着火电的容量电价在每瓦 260-270 元左右；
- 2) 考虑抽蓄，该比例在 2026-30 年会从 2024 年的 83%下降至 79%；
- 3) 如果进一步考虑新型储能，该比例在 2026-30 年会从 2024 年的 82%下降至 75%；火电的容量电价会下降至每千瓦 230-240 元，新型储能的容量电价约每千瓦时 34 元。

图表21：按照甘肃 330 元每千瓦的容量电价标准（目前补偿标准最高）测算

单位：元/千瓦	2024	2030	2024	2030	2024	2030	2024	2030	2024	2030	2024	2030	2024	2030
“十五五”非降温负荷增速	供需系数		煤电		新型储能		抽蓄		风电		光伏		核电	
0.3%	82%	70%	254	217	37	32	263	225	18	16	3	2	256	219
2.6%	82%	75%	254	232	37	34	263	241	18	17	3	2	256	234

注：新型储能单位为每千瓦时

资料来源：甘肃发改委官方网站，华泰研究预测

倘若更悲观地假设，2026 年开始，我国的非降温负荷增速仅为 0.3%（与 2025 年一致）：

- 1) 不考虑储能，供需系数在 2024 年见顶（85%），2026-30 年会持续下降至 79%；
- 2) 考虑抽蓄，该比例在 2026-30 年会从 2024 年的 83%下降至 74%；
- 3) 进一步考虑新型储能，该比例在 2026-30 年会从 2024 年的 82%下降至 70%；按照甘肃的政策，火电的容量电价约每千瓦 210-220 元（但也显著高于 2025 年大部分省份的 100 元与 2026 年国家最低要求 165 元），新型储能的容量电价在每千瓦时 32 元左右。

图表22：按照宁夏 165 元每千瓦的容量电价标准（目前补偿标准最高）测算

单位：元/千瓦	2024	2030	2024	2030	2024	2030	2024	2030	2024	2030	2024	2030	2024	2030
“十五五”非降温负荷增速	供需系数		煤电		新型储能		抽蓄		风电		光伏		核电	
0.3%	82%	70%	127	109	18	16	132	113	9	8	1	1	128	109
2.6%	82%	75%	127	116	18	17	132	120	9	8	1	1	128	117

注：新型储能单位为每千瓦时

资料来源：甘肃发改委官方网站，华泰研究预测

需要说明的是，上表简化的处理方法可能对各机组可以获得的容量电价只是个粗略估算，一方面分子端我们暂时没有足够的信息来计算备用容量和可中断负荷，另一方面各省容量都有考核和回溯机制，可能会导致实际容量电价比我们预测的更低。

新型储能：需要 0.3-0.4 元/度峰谷价差才有 6%IRR

以一个 100MW×2 小时电站（1H2S 中电联统计 77%的独立储能时长为 2 小时）为例：

- 1) 20 年的生命周期，循环次数 4000，年运行时间 200 天
- 2) 充电深度 90%，充放电效率 85%，每年 2%的衰减
- 3) 所得税三免三减半，增值税即征即退 50%维持 2 年
- 4) 贷款利率 2.5%，资本金 20%，等本还款
- 5) 储能电芯价格每瓦时 0.4，EPC 每瓦时 1.1，总投资每瓦时 1.5
- 6) 一充一放的电站在第 10 年换电芯，两充两放 7/14 年各换一次电芯；根据中电联统计的 1H2S 成员单位储能电站运行情况，平均等效充放电次数 145 次
- 7) 辅助服务收入：品种与计价都较难量化，简化起见参考《2024 年甘肃电力市场年报》10 家独立储能电站参与调频市场，贡献调频里程 1961 万兆瓦，获得调频补偿 1.77 亿元

图表23：一充一放的独立储能电站资本金 IRR 测算

		容量电价（元/千瓦时）							
		0	20	30	40	50	100	150	200
峰谷价差（元/度）	0.00	#NUM!	#NUM!	#NUM!	-16%	-12%	-2%	4%	10%
	0.20	#NUM!	-11%	-8%	-6%	-5%	2%	8%	15%
	0.30	-11%	-7%	-5%	-3%	-2%	5%	11%	18%
	0.40	-7%	-3%	-2%	0%	1%	7%	14%	21%
	0.50	-4%	0%	1%	2%	3%	10%	17%	25%
	0.60	-1%	2%	3%	5%	6%	13%	20%	29%
	0.70	2%	5%	6%	7%	9%	16%	24%	34%
	0.80	5%	7%	9%	10%	11%	19%	28%	39%

资料来源：华泰研究预测

假设完全没有容量电价或类似的补贴，一充一放的独立储能电站需要日内峰谷价差达到 0.8 元/度以上 IRR 才能达到 6%，两充两放的电站需要峰谷价差达到 0.45 元/度。参照目前云南和浙江这类容量补偿的政策，独立储能电站几乎不需要考虑充放电就可以收回成本；或参考内蒙、江苏、新疆等省份对充放电的补偿机制，充放电价差至少 0.3-0.4 元/度起步。

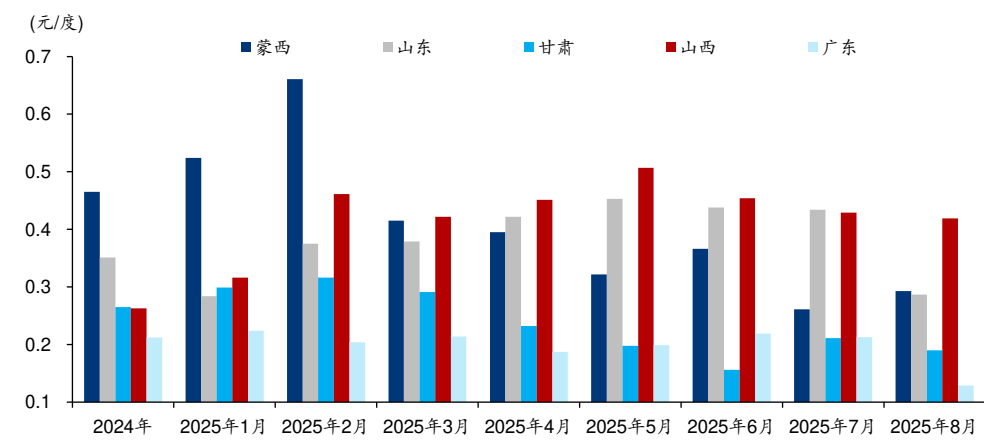
图表24：两充两放的独立储能电站资本金 IRR 测算

		容量电价（元/千瓦时）						
		0	20	30	50	100	150	200
峰谷价差（元/度）	0.00	#NUM!	#NUM!	#NUM!	-13%	-4%	3%	9%
	0.20	-8%	-5%	-3%	0%	6%	13%	21%
	0.30	-2%	1%	2%	5%	12%	20%	29%
	0.40	4%	6%	8%	11%	18%	27%	38%
	0.45	6%	9%	11%	14%	22%	32%	43%
	0.50	9%	12%	14%	17%	26%	37%	49%
	0.50	9%	12%	14%	17%	26%	37%	49%

资料来源：华泰研究预测

参照甘肃的政策，若独立储能电站的容量电价在 30-40 元/瓦时，即便是两充两放的电站也需要峰谷价差 0.35 元/度才可以有 6%-7% 的资本金 IRR。事实上，参考 2024-25 年现货市场正式运行省份的价格，只有蒙西、山西和山东勉强达到这个标准。倘若现货价差可以达到度电 0.45 元且支撑日内两充两放，独立储能即便没有容量电价也可以取得 6% 以上的 IRR。我们认为，随着 2026 年开始新能源全面入市，部分省份的现货价差可能还能继续走扩，且随着各地区现货市场转正式运行，电网侧储能电站的盈利空间会被进一步打开。

图表25：2024-25 年至今主要省份现货峰谷价差（2 小时储能）



资料来源：17 电力，CNESA，《2024 年甘肃电力市场年报》，华泰研究

抽蓄：容量电价可能下降，6.5%IRR 需要 0.2-0.3 元/度的峰谷价差

根据之前的测算，即便按照 330 元的容量电价标准，抽蓄可获得的容量电价约 220-270 元/千瓦，明显低于按照 6.5%资本金 IRR 核算的机组容量电价（发改委 533 号文），也意味着抽蓄电站需要通过参与电能量市场（现货市场）和辅助服务市场再去回收一部分盈利。

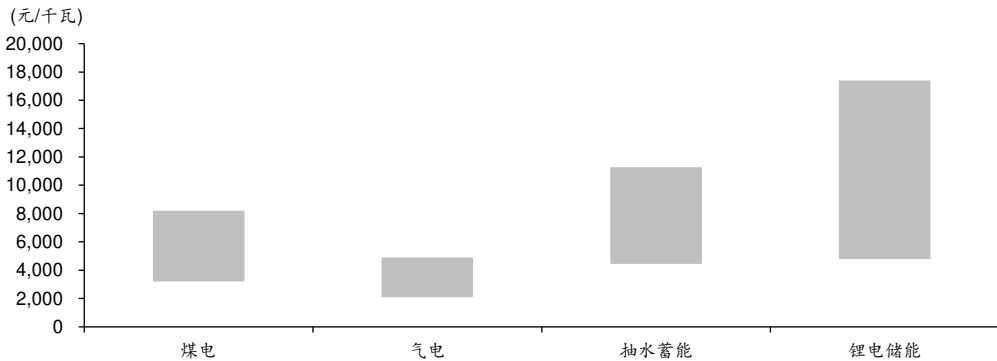
图表26：抽水蓄能资本金 IRR 模拟测算（以丰宁项目为例）

峰谷价差（元/度）	抽蓄容量电价（元/千瓦）						
	0	100	200	300	400	500	550
0.00	#NUM!	#NUM!	#NUM!	-5.4%	0.1%	4.8%	7.5%
0.10	#NUM!	#NUM!	-3.9%	1.1%	5.9%	11.9%	15.5%
0.20	-10.7%	-2.7%	2.1%	7.1%	13.4%	21.0%	25.1%
0.25	-5.1%	0.3%	5.0%	10.8%	17.9%	26.0%	30.2%
0.30	-1.6%	3.1%	8.3%	15.0%	22.8%	31.1%	35.3%
0.40	4.2%	9.6%	16.6%	24.6%	32.9%	41.3%	45.5%
0.50	11.0%	18.3%	26.4%	34.7%	43.1%	51.6%	55.8%

资料来源：华泰研究预测

根据测算，以我国丰宁抽蓄（全球最大）为例，中央核定的容量电价 529 元/千瓦（一期和二期的均值）刚好保障该项目资本金 IRR 达到 6.5%，全投资 4%。不考虑辅助服务市场，225 元/千瓦的容量电价需要峰谷价差达到 0.25 元/度，抽蓄的资本金 IRR 才可以回到 6.5%。

图表27：火电和储能造价范围比较



注：锂电储能造价按照 6 小时等效换算

资料来源：水电水利规划设计总院发布《中国可再生能源工程造价管理报告 2024 年度》，华泰研究

倘若容量电价在每千瓦 200-300 元的水平下，抽蓄至少需要 0.2-0.3 元的峰谷价差才可以获得正常回报——该要求低于新型储能。本质原因在于：1）目前新型储能的成本相较传统抽水蓄能更高，2）抽蓄按照库容设计通常充放电达到 4-6 小时以上，符合河北、甘肃等地对长时储能的要求，3）考虑电量，按照目前的造价抽蓄 LCOS 还是低于锂电池储能，但是相差并不大；4）抽蓄作为水电站的项目经营期 40 年起步，而电化学储能的寿命与衰减速率依然面临挑战，很有可能并不一定可以达到理论循环次数。

图表28：假设新型电池储能按照 2 小时配置

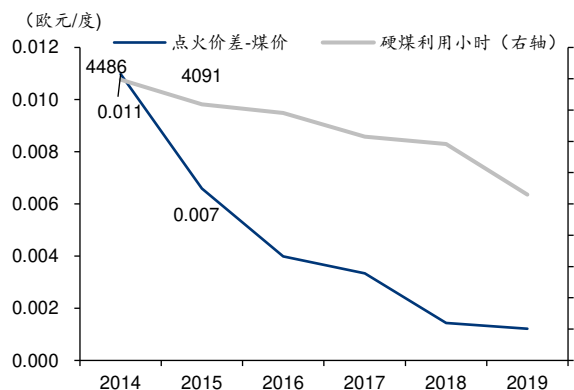
	单位投资	条件	LCOS（元/度）	条件	LCOS（元/度）
抽水蓄能	5.3 元/瓦	600 利用小时	0.73	1200 利用小时	0.36
电池储能	1.5 元/瓦时	一充一放	0.78	两充两放	0.38

资料来源：华泰研究预测

火电：中长期点火价差可能会受供需拖累，对峰谷价差的要求与储能相似

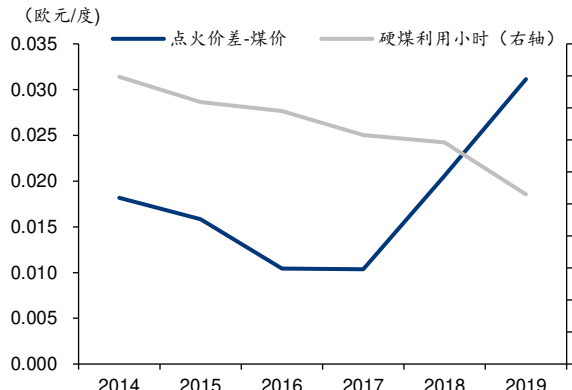
参照德国能源转型的经验，利用小时下降至 3700 以下时，煤电点火价差 CDS (clean dark spread) 大约 0.02-0.03 人民币元/度。倘若 2030 年前后利用小时低点，火电在中长期定价中不论是因为供需还是低成本新能源的竞争，点火价差只能维持这个水平，图表 24 测算的 217-260 元/千瓦的容量电价并不足以支撑火电获得正常回报（例如 6% 的资本金 IRR）。

图表29：德国批发电价 vs 现货煤价对应的点火价差（考虑碳排放）



注：德国点火价差 CDS (clean dark spread) 考虑同期碳排放成本
资料来源：EnBW, IEA, 欧洲电力交易所, 华泰研究

图表30：德国批发电价 vs 现货煤价对应的点火价差（不考虑碳排放）



注：德国点火价差考虑同期碳排放成本
资料来源：EnBW, IEA, 欧洲电力交易所, 华泰研究

根据我们的测算，火电必须从现货市场套利空间或辅助服务市场赚回 0.4-0.5 元/度的价差（假设火电除了中长期合约外 10% 敞口暴露在现货总高买低卖）。换言之，我们对火电不必过度悲观，尽管利用小时下降会降低火电的议价能力，但是只要系统的峰谷价差可以容纳抽水蓄能和电化学储能进一步投资，火电的回报率是有相对保障的。假设火电可以故意设计和预留 20% 的结算电量用于现货套利，对现货峰谷价差的要求近 0.2-0.3 元/度。

图表31：假设火电 10%敞口暴露在现货中

单位：元/度		中长期点火价差					
现货峰谷价差	0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06
0.0	#NUM!	#NUM!	-13.1%	-7.4%	-3.4%	0.1%	3.3%
0.1	#NUM!	-13.1%	-7.4%	-3.4%	0.1%	3.3%	6.5%
0.2	-13.1%	-7.4%	-3.4%	0.1%	3.3%	6.5%	9.8%
0.3	-7.4%	-3.4%	0.1%	3.3%	6.5%	9.8%	13.1%
0.4	-3.4%	0.1%	3.3%	6.5%	9.8%	13.1%	16.5%
0.5	0.1%	3.3%	6.5%	9.8%	13.1%	16.5%	20.0%
0.6	3.3%	6.5%	9.8%	13.1%	16.5%	20.0%	23.5%
0.7	6.5%	9.8%	13.1%	16.5%	20.0%	23.5%	27.1%

资料来源：华泰研究预测

图表32：假设火电 20%敞口暴露在现货中

单位：元/度		中长期点火价差					
现货峰谷价差	0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06
0.0	#NUM!	#NUM!	#NUM!	-12.2%	-6.8%	-2.9%	0.6%
0.1	#NUM!	-12.2%	-6.8%	-2.9%	0.6%	3.8%	7.0%
0.2	-6.8%	-2.9%	0.6%	3.8%	7.0%	10.2%	13.5%
0.3	0.6%	3.8%	7.0%	10.2%	13.5%	16.9%	20.4%
0.4	7.0%	10.2%	13.5%	16.9%	20.4%	24.0%	27.5%
0.5	13.5%	16.9%	20.4%	24.0%	27.5%	31.1%	34.7%
0.6	20.4%	24.0%	27.5%	31.1%	34.7%	38.3%	41.9%
0.7	27.5%	31.1%	34.7%	38.3%	41.9%	45.5%	49.1%

资料来源：华泰研究预测

核电：800 元/吨的煤价下全部入市风险较大，亟需容量电价保护

按照甘肃、青海、山东、宁夏等地最新关于容量补偿规则的思路，各类型机组可获得的容量电价主要取决于他们顶峰负荷时间内的平均可靠性出力，在这点上火电、抽蓄和核电相对都比较强，所以获得的容量电价应该都比较高。2025 年全国核入市比例已经超过 100%，火电随着容量电价增长，边际机组的电量报价有下降动力，会带动其他可再生能源市场化交易电价下行，对于核电是非常不利的。根据我们 2025 年 3 月的报告《量化“十五五”电价与盈利弹性：坚守优质资产，穿越价格周期》所测算的，煤价一旦低于每吨 800 元，个别省份核电盈利能力会显著承压，影响核电产业的发展。

图表33：各地核电 IRR 要达到 6%所需电价

	利用小时	全投资 IRR=6% 对应电价(元/度)	假设核电全面入市, 对应 2025 年电量电价(元/度)	对应利用小时低点的 秦皇岛现货煤价(元/吨)
福建	7,224	0.385	0.385	800 以上
浙江	8,059	0.375	0.375	800 以上
辽宁	7,686	0.380	0.380	800 以上
海南	7,444	0.385	0.385	670 以上
山东	7,625	0.380	0.310	800 以上
广东	7,848	0.375	0.373	800 以上
江苏	7,682	0.380	0.380	800 以上
广西	7,755	0.376	0.376	800 以上

注：各地核电利用小时参照当地机组 2024 年均值，不考虑政府额外出台差价合约等级制保护核电，广东不考虑变动成本补偿机制
资料来源：华泰研究预测

根据我们的测算，以广东省批复电价 0.4135 元/度的核电机组来说，即便市场化交易电价触底低至 0.372 元/度，只要变动成本补偿机制取消，市场化机组（阳江、岭东、岭澳等）全面入市，华龙一号的机组全投资 IRR 依然接近 6%，资本金 IRR 接近 12%。但是，广东的电价是全国的高地，其他沿海省份核电机组如果假设中长期电价下降至各省下限，没有容量电价的情况下没有省份可以获得 5%以上全投资 IRR；165 元的容量电价标准可以提升全投资 IRR 0.6-0.8pct，330 元容量电价标准几乎可以保障大部分省份核电具备较高的经济性。

图表34：以华龙一号测算容量电价对核电的影响（福建、山东等地基准电价与江苏类似）

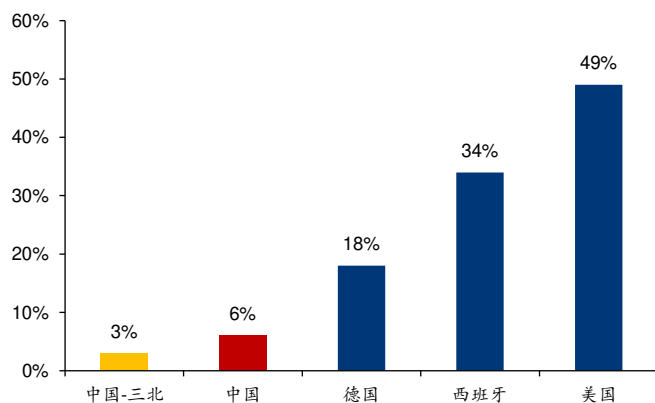
单位：	批复电价	最悲观的市场化 交易电价	无容量电价		330 元容量电价标准（参照甘肃）		165 元容量电价标准（参照宁夏）	
元/度			资本金 IRR	全投资 IRR	资本金 IRR	全投资 IRR	资本金 IRR	全投资 IRR
广东	0.4153	0.372	12.0%	5.9%	16.7%	7.2%	14.4%	6.5%
浙江	0.4153	0.332	7.8%	4.6%	12.4%	6.0%	10.0%	5.3%
广西	0.4063	0.337	8.3%	4.8%	12.9%	6.1%	10.5%	5.5%
江苏	0.391	0.313	5.9%	4.0%	10.2%	5.4%	8.0%	4.7%
辽宁	0.3749	0.299	4.8%	3.5%	8.9%	5.0%	6.7%	4.3%

注：按照每瓦 17 元的造价，最悲观的市场化交易电价主要考虑当地中长期基于基准电价 20%上下浮动，暂不考虑铀价上涨，暂不考虑两个细则的扣减
资料来源：华泰研究预测

风光：容量机制或可增强配储动力，某种程度上源网侧储能殊途同归

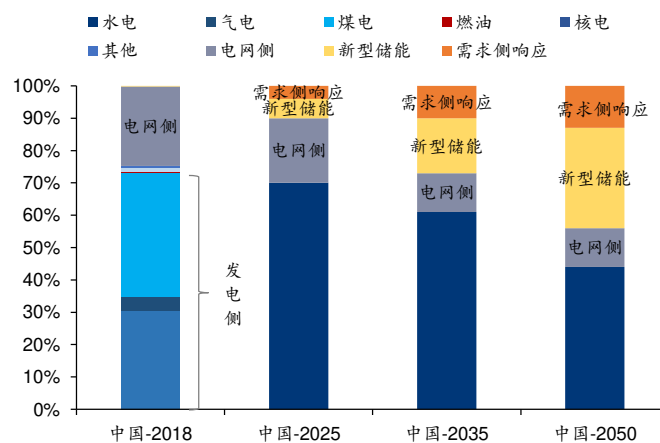
目前风电和光伏因为发电负荷不可控，所以即便当地容量电价机制设计上允许风光参与分享，实际的顶峰容量电价也可能很小。但是，通过配储风光可以特意将部分中午谷时电量挪到早晚高峰。在这种情况下，新能源电站考虑是否配储的底层逻辑与是否可以投资一个独立储能高度类似，因为该投资的收益来源于两部分：1) 将新能源电站的电量从谷时挪到峰时，本质上赚取的就是现货的峰谷价差，2) 帮助该新能源电站多获取的容量电费，取决于该地怎么设计风光参与容量电价分成，倘若该地顶峰时段不足 6 小时，很有可能新能源厂站配储获得的容量电价会多于独立储能电站。

图表35：“十四五”初我国灵活性资源比例较低



资料来源：中电联 2020 年《煤电机组灵活性运行政策研究》，华泰研究

图表36：我国灵活性资源分布



资料来源：国网研究院、IEA、华泰研究

峰谷价差：大概率 0.4 元/度，谷段低价是光伏消纳的核心

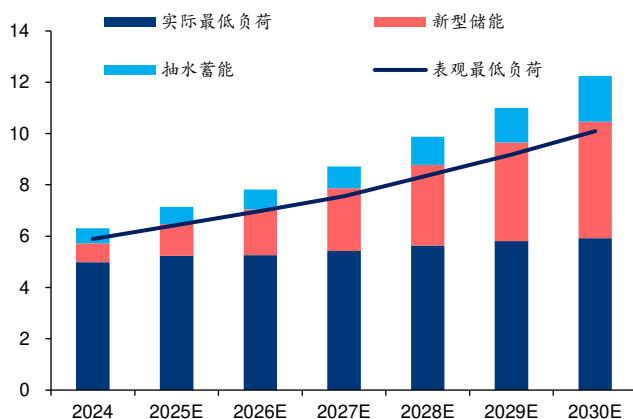
电力现货市场长周期运行且当地风光装机比例超过 50% 的省份包括甘肃（2022 年 10 月）、山西（2025 年 1 月）、蒙西（2025 年 1 月）和山东（2025 年 5 月）。上述四地中：1）甘肃因为现货最低限价 0.04 元/度且风电多于光伏等因素，谷段电价不够低，峰谷电价价差通常低于 0.3 元/度；2）山东新能源入市比例较低，尤其是占比最高的分布式光伏迄今仍受到或多或少的保护，所以峰谷电价并不足以真实反映当地情况；3）蒙西与山西今年 1-8 月现货价差均超过 0.4 元/度。

根据我们的预测，我国 2027 年左右风光装机占比会接近或超过 50%，2030 年会达到 54%。这也意味着，届时只要现货市场开展，全国层面大部分地区的批发侧峰谷价差都可以到 0.4 元左右，按照前文分析足以支撑在合理容量电价基础上的抽蓄、电化学储能和火电发展。参考改委 2025 年 394 号文的要求，2025 年底前各地区基本实现电力现货市场全覆盖，全面开展连续结算运行——通常连续结算运行后 1 年有转正基础，所以我们可以合理预期 2027 年各地现货市场应该都步入正式运行的状态。

但是，从全国层面，我们也并不认为现货峰谷价差相比 0.4-0.5 元/度会有很大程度上提升：

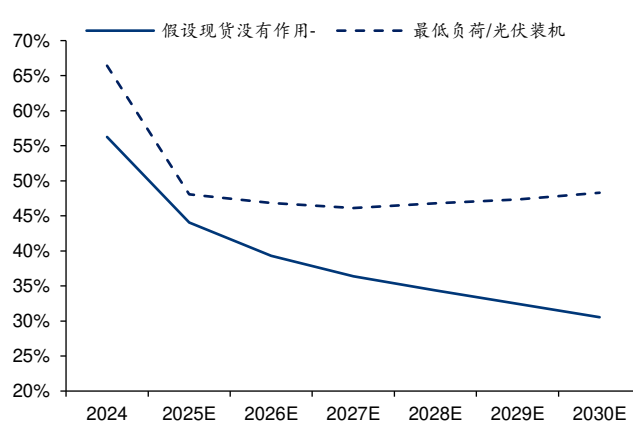
- 1) 一方面是因为更高的价格会作用于更快的供给增长，尤其考虑新型储能目前的盈利模式已经初步具备，新能源电站自主配置储能的逻辑已经打通，电化学储能建设期通常不超过 1 年，相比抽蓄和火电更容易快速上量参与套利，自然也会带动峰谷价差回落；
- 2) 另一方面，正如前文分析，我国的顶峰压力最大的年份在 2024 年，未来随着基荷电源和储能的快速上马，高峰电价进一步创新高的概率并不大（尤其是考虑到如果煤价不出现趋势性上涨）；而填谷需求，很有可能 2025 年也已经见顶。

图表 37：储能带动表观最低负荷提速（单位：亿千瓦）



资料来源：国家电网，华泰研究预测

图表 38：现货电价是否引导储能填谷，对光伏消纳至关重要



资料来源：国家电网，华泰研究预测

根据我们的测算，只要午间现货下限电价足够低，表观最低负荷增速在储能和虚拟电厂的带动下，“十五五”增速有望达到 9.4%，与光伏装机增速 10.4% 基本匹配，这意味着全国层面光伏弃电率并不一定会大幅上行，前提是光伏电站需要为此付出极低的现货电价。我们也同时测算，倘若现货电价并不足以激励灵活性资源发挥作用填谷，2030 年光伏装机绝对值可能会达到最低负荷的 4 倍左右，消纳率会在“十五五”大幅下降。

投资机会

设备端：继续推荐三大电气，看好东方电气 AH 与哈尔滨电气

我们认为：1) “十五五”期间基荷电源的建设速度依然无法匹配表观最高负荷的增长(4.8% vs 5.0%)，所以煤电的增量在可见范围内还是必须的，核电的重要性依然突出。即便我们预测“十五五”抽水蓄能投产可以提前完成 2030 年的目标，2030 年之前备用率也并不足以回到 20%。加上抽蓄的 LCOS 目前来看还是显著低于电池储能，所以我们依然看好抽水蓄能未来的发展。

综上，我们持续推荐**东方电气**和**哈尔滨电气**，两家公司作为中国火电装备与水电装备的龙头企业，有望充分受益于我国电力转型所带来的电源侧投资。随着发用电两端的波动加剧，容量市场的重要性逐步增加，对于运营商的投资意愿会形成强有力的带动。三大电气（还有上海电气）在火电领域三分天下，水电领域东方电气与哈尔滨电气几乎是双寡头的地位，相比风光储等领域设备企业的激烈竞争，三家公司有望在订单释放的同时盈利能力稳中有增（高价订单今年开始兑现，产能利用率提升带来的利润率改善）。

运营商：依然看好火电与抽蓄盈利的稳定性，对核电的盈利能力有信心

我们认为，电力运营商的核心优势在于盈利的稳定性，而容量电价本身恰恰是稳定回报最重要的因素。在中国三大电力市场中，电量电价面临越来越充分的竞争，辅助服务市场要么是无法合理定价要么是需要按效果付费，只有容量电价是对资本开支形成的基础设施建设几乎无条件的认可。

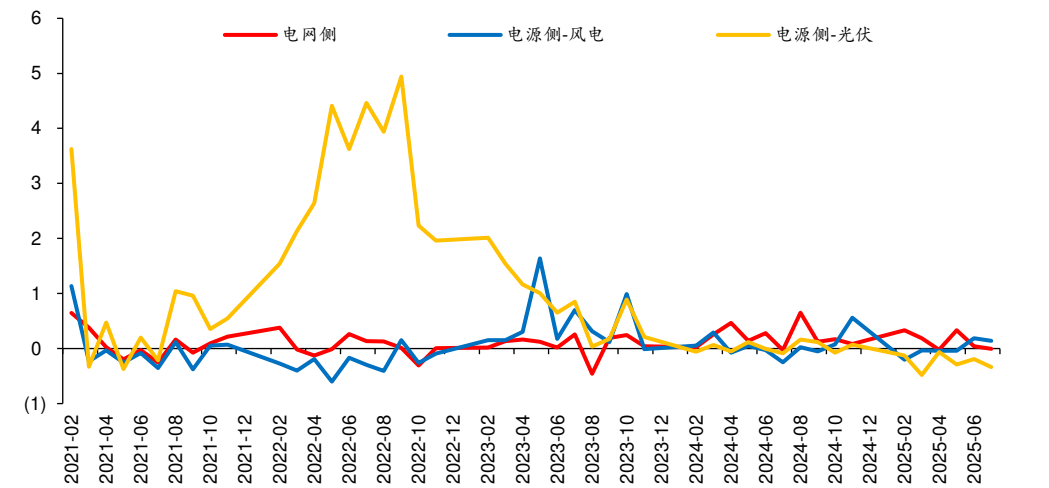
对于火电，我们测算虽然“十五五”意见供需系数会下降，但是容量电价依然有 200 元/千瓦以上，显著高于当前水平。且根据我们测算，在点火价差仅 2-3 分/度的极悲观长协议价能力的假设下，火电只需要 0.2-0.4 元/度的峰谷价差就可以实现 6-7% 的 IRR。抽蓄要求的现货价差更是显著低于火电和新型储能，所以只要新型储能的投资具备盈利条件，成本更低的火电和抽水蓄能的回报率并不必过分担心。我们同时也测算，只要核电可以不区分技术路线与火电共同分享容量电价，在电量电价大幅下降的假设下，核电依然可以有较为可观的回报率。

基于此，我们看好火电、抽蓄和核电的运营商：华能国际 AH、国电电力、京能电力、建投能源、浙能电力、南网储能、长江电力、湖北能源、国投电力、川投能源、桂冠电力，3) 核电龙头中国核电和中国广核 AH。

风险提示

本文所有分析并未突出区域层面的差异，主要是针对全国层面做了量化测算，假设网架结构和潮汐层面没有堵点，也就是最理想化的“全国统一大市场”模式。关于特高压能否打通电能量流，区域和省内环网送出，典型阻塞例如呼包断面、河东河西、长江等造成的自然天堑等结构性问题都尚不在我们报告的覆盖范围内，这些因素对储能会带来额外的需求，也会对风光消纳产生严重的负面影响，很大概率会造成局部层面大量实际案例的发展趋势与我们判断的存在较大差异。不过我们看到电网投资已经开始加速，2024 年来持续超过光伏投资增速。

图表39：电网侧和电源侧的累计投资额同比增速



资料来源：Wind，华泰研究

AI 和数据中心对于电力市场的影响。在我们最高负荷的假设中，我们考虑降温负荷外最高负荷 2030 年相比 2025 年增长 1.5 亿千瓦左右；倘若悲观假设我们的工业负荷没有增长（例如黑龙江、云南等多地最高负荷近年来并未创新高），那么可以认为算力贡献了约 150GW 的用电负荷。彭博新能源财经预计到 2035 年，美国数据中心的电力负荷会增加至 78GW，所以我们不认为我们目前对最高负荷的预测过于保守。当然，中国算力发展的进程可能远超过我们目前的想象，所以对于此我们还需要持续观察。

电力市场政策难以把握，电价作为最重要的生产要素之一，需要兼顾多方面社会责任。电价高低对工业企业、发电侧投资和国民经济都会产生重要影响，因此全球各国对所谓的电力市场化都会保持一定的政策弹性，例如欧洲在俄乌危机后对电价的限制，澳洲对电力零售商的利润上限，包括近期美国对核电、新老能源等一系列的政策波动，都难以预测。本文对电量和容量的测算更多是基于逻辑，事实上具体容量机制的演化以及各级政府对交易规则的把握，都还需要紧密跟踪。

图表40：重点公司推荐一览表

股票名称	股票代码	投资评级 (当地币种)	最新收盘价	目标价	市值 (百万)	EPS (元)				PE (倍)			
			(当地币种)	(当地币种)		2024	2025E	2026E	2027E	2024	2025E	2026E	2027E
川投能源	600674 CH	买入	14.30	20.40	69,707	0.92	1.00	1.02	1.06	15.46	14.37	14.08	13.46
南网能源	003035 CH	买入	4.67	6.15	17,689	-0.02	0.15	0.19	0.23	-304.33	30.88	24.14	19.91
浙能电力	600023 CH	买入	4.96	6.42	66,507	0.58	0.53	0.54	0.56	8.58	9.27	9.12	8.88
东方电气	1072 HK	买入	15.86	20.43	53,771	0.86	1.18	1.41	1.54	16.83	12.26	10.26	9.39
东方电气	600875 CH	买入	18.67	23.99	63,298	0.86	1.18	1.41	1.54	21.66	15.78	13.20	12.09
国投电力	600886 CH	买入	13.18	16.67	105,499	0.83	0.91	0.94	0.98	15.88	14.56	14.02	13.47
中国广核	003816 CH	买入	3.63	4.55	183,310	0.21	0.19	0.21	0.22	16.95	18.73	16.99	16.17
华能国际	600011 CH	买入	7.24	9.02	113,654	0.65	0.80	0.83	0.85	11.21	9.06	8.70	8.47
中广核电力	1816 HK	买入	2.82	3.51	142,406	0.21	0.19	0.21	0.22	12.04	13.31	12.07	11.49
桂冠电力	600236 CH	买入	6.31	7.79	49,738	0.29	0.32	0.35	0.36	21.78	19.44	18.13	17.37
国电电力	600795 CH	买入	5.06	6.11	90,248	0.55	0.39	0.46	0.49	9.18	12.89	10.96	10.24
长江电力	600900 CH	买入	27.32	32.59	668,472	1.33	1.33	1.39	1.46	20.57	20.54	19.63	18.73
湖北能源	000883 CH	买入	4.56	5.32	29,555	0.28	0.26	0.29	0.30	16.29	17.36	15.89	15.18
中国核电	601985 CH	买入	8.53	9.90	175,445	0.43	0.45	0.49	0.60	19.99	18.86	17.51	14.24
南网储能	600995 CH	买入	12.67	13.75	40,493	0.35	0.44	0.50	0.54	35.95	28.56	25.25	23.38
中国电力	2380 HK	买入	3.34	3.62	41,316	0.27	0.28	0.31	0.34	11.23	10.82	9.85	9.01
华能国际电力	902 HK	买入	5.72	5.97	89,793	0.65	0.80	0.83	0.85	8.10	6.55	6.29	6.12
股份													
京能电力	600578 CH	增持	4.14	5.17	27,716	0.26	0.55	0.56	0.57	16.08	7.54	7.41	7.20
建投能源	000600 CH	增持	7.10	7.88	12,846	0.29	0.92	1.06	1.09	24.18	7.71	6.68	6.52

资料来源：Bloomberg，华泰研究预测

图表41：重点推荐公司最新观点

股票名称	最新观点
川投能源 (600674 CH)	川投能源发布半年报，1H25 实现营收 7.12 亿元 (yoy+17.95%)，归母净利 24.61 亿元 (yoy+6.90%)，扣非净利 24.55 亿元 (yoy+7.20%)。其中 2Q25 实现营收 3.48 亿元 (yoy+0.63%，qoq-4.44%)，归母净利 9.82 亿元 (yoy-4.56%，qoq-33.57%)，归母净利低于我们预期的 10.42 亿元 5.7%，主要系公司财务费用较预期高 4619 万元。3Q25 雅砻江水电发电量同比增长或有压力，但看好雅砻江水风光一体化发展带来长期价值提升，维持“买入”评级。 考虑雅砻江水电二滩、锦屏水电站 7 月以来出库流量同比下降且截至目前蓄水量同比大幅偏低，我们下调雅砻江水电 2025-2027 年对公司投资收益贡献 9.62%/10.16%/12.30%，从而下调公司 2025-2027 年归母净利润 4.09%/7.93%/9.85%至 48.51/49.51/51.80 亿元，对应 EPS 为 1.00/1.02/1.06 元。参考可比公司 Wind 一致预期 25 年平均 PE18.4x，看好雅砻江水风光一体化发展带来长期价值提升，给予公司 25 年 20.5x 目标 PE，对应目标价 20.40 元（前值：20.76 元基于 20x 25E PE），维持“买入”评级。 风险提示：来水偏枯导致水电发电量不及预期；水电上网电价不及预期。 报告发布日期：2025 年 08 月 15 日 点击下载全文：川投能源(600674 CH,买入)：1H25 量价齐升，24A 雅砻江分红增长
南网能源 (003035 CH)	南网能源发布半年报，1H25 实现营收 16.03 亿元 (yoy+21%)，归母净利 2.14 亿元 (yoy+4.5%)，扣非净利 2.11 亿元 (yoy+5.9%)。其中 Q2 实现营收 9.10 亿元 (yoy+22%，qoq+31%)，归母净利 1.22 亿元 (yoy+6.7%，qoq+34%)，归母净利略低于我们的预测 (1.24~1.37 亿元)。业务结构优化且毛利率提升。公司向“投资持有+高端服务”转型，综合能源新应用加速落地。维持“买入”评级。 我们维持公司 25-27 年归母净利润为 5.73/7.33/8.89 亿元，对应 EPS 为 0.15/0.19/0.23 元，剔除生物资产减值后的核心 EPS 为 0.19/0.23/0.27 元、三年 CAGR 为 21%。Wind 一致预期下可比公司 2025 年 PE 均值 31x，公司核心 EPS CAGR 高于可比公司 (+17%)，给予公司 2025 年 41xPE (核心 EPS 为 33x)，目标价 6.15 元（前值 4.94 元，基于 2025 年 33xPE）。 风险提示：光伏新增装机规模不及预期；光伏新项目开发不及预期；可再生能源补贴拖欠风险；合同能源管理项目服务期内经济效益不确定。 报告发布日期：2025 年 08 月 31 日 点击下载全文：南网能源(003035 CH,买入)：盈利能力修复，转型能源高端服务
浙能电力 (600023 CH)	浙能电力发布半年报，1H25 实现营收 354.72 亿元 (yoy-11.68%)，归母净利 35.12 亿元 (yoy-10.57%)，扣非净利 33.63 亿元 (yoy-7.17%)。其中 2Q25 实现营收 178.70 亿元 (yoy-11.28%，qoq+1.52%)，归母净利 24.37 亿元 (yoy+15.42%，qoq+126.85%)，归母净利超出我们预测上限的 16.44 亿元，主要是：1) 公司 2Q25 产生其他投资收益 3.04 亿元，远超我们预期；2) 公司入炉标煤单价或低于我们预期。公司股息率 (TTM) 达 6.69%，高股息价值凸显，维持“买入”评级。 考虑 7 月以来浙江省高温天气对火力发电需求提升，上调公司 2025-27 年发电量各 1.5%，从而上调公司 2025-27 年归母净利 0.9/1.3/1.6%至 71.72/72.92/74.89 亿元，对应 EPS 为 0.53/0.54/0.56 元，参考可比公司 Wind 一致预期 2025E PE 均值 8.6x，考虑公司业绩更充分受益于煤价下降且分红比例较多数可比公司更高，给予公司 12.0x 2025E PE，目标价 6.42 元（前值：6.89 元基于 13.0x 2025E PE），维持“买入”。 风险提示：煤价下行/上网电价不及预期，华东地区电力需求不及预期。 报告发布日期：2025 年 08 月 31 日 点击下载全文：浙能电力(600023 CH,买入)：业绩超预期，股息率高达 6.69%
东方电气 (1072 HK) 东方电气 (600875 CH)	东方电气发布半年报，2025 年 H1 实现营收 381.51 亿元 (yoy+14.03%)，归母净利 19.10 亿元 (yoy+12.91%)，扣非净利 18.06 亿元 (yoy+10.52%)。其中 Q2 实现营收 216.03 亿元 (yoy+17.38%，qoq+30.55%)，归母净利 7.56 亿元 (yoy-3.79%，qoq-34.48%)，低于我们此前预期 (10.64~13.26 亿元)，主要系计提资产减值 (4.61 亿) 超预期。考虑公司有望受益于水火核传统电源的常态化订单 (1H25 全国新增煤电核准装机容量同比增长 152%)，随高毛利煤电订单交付盈利能力或持续修复，且 2025-27 年分红比例将逐年提升，A/H 股均维持“买入”评级。 我们调整公司 25-27 年归母净利润-8.0/-6.2/-2.2%至 40.1/47.9/52.3 亿元，对应 2025 年 EPS/BPS 为 1.18/13.44 元，调整主要是 1H25 煤电业务毛利率略低于我们预期，下调毛利率预测；风电业务收入超预期，上调收入预测；上调减值预测。A 股参考可比公司 2025 年 Wind 一致预期 PE 均值 18.5x（前值 15.3x），考虑公司 1) 有望受益于水火核传统电源的常态化订单 (1H25 全国新增煤电核准装机容量同比+152%)；2) 随高毛利煤电订单交付占比提升盈利能力或将持续修复，且 2025-27 年分红比例将逐年提升，我们给予 20.3x 2025E PE，对应目标价 23.99 元（前值 18.22 元，对应 25E PE 12.1x）。由于港股可比公司较少，我们参考近 3 个月公司 A/H 平均溢价率 (29%) 进行估值，给予 H 股目标价 20.43 港元（前值 12.67 港元，基于 0.87x 25E PB），维持“买入”。 风险提示：项目建设不及预期，用电需求不及预期，风电行业竞争加剧，测算假设与实际情况存在偏差。 报告发布日期：2025 年 08 月 29 日 点击下载全文：东方电气(1072 HK,买入)：600875 CH,买入)：减值拖累净利，Q2 毛利率同增 4pct
国投电力 (600886 CH)	国投电力发布半年报，1H25 实现营收 256.97 亿元 (yoy-5.18%)，归母净利 37.95 亿元 (yoy+1.36%)，扣非净利 37.77 亿元 (yoy+1.60%)。其中 2Q25 实现营收 125.75 亿元 (yoy-3.22%，qoq-4.17%)，归母净利 17.16 亿元 (yoy+0.48%，qoq-17.41%)，归母净利位于我们预期 15.32-17.34 亿元的区间上沿。看好雅砻江水风光一体化发展，维持“买入”评级。 考虑雅砻江水电二滩、锦屏水电站 7 月以来出库流量同比下降且截至目前蓄水量同比大幅偏低，我们下调雅砻江水电 2025-2027 年对公司归母净利润贡献 9.6/10.2/12.3%，从而下调公司 2025-2027 年归母净利润 4.9/5.1/5.1%至 72.44/75.27/78.31 亿元。基于 25E 火电归母净资产/清洁能源归母净利 71.56/65.35 亿元，参考火电/清洁能源可比公司 25E PB/PE Wind 一致预期 1.0/17.5x，考虑公司沿海火电在煤价下行周期燃料成本控制能力更强，来水波动属于天然因素，仍看好两河口多年调节水库为下游带来增发效益，给予公司火电/清洁能源 1.2/19.0x 25E PB/PE，目标市值 1335 亿，目标价 16.67 元（前值 17.46 元基于火电/清洁能源 1.2/18.5x 25E PB/PE）。 风险提示：入炉标煤单价高于预期，上网电价低于预期，新能源新增装机低于预期，来水不及预期，利用小时数低于预期。 报告发布日期：2025 年 09 月 01 日 点击下载全文：国投电力(600886 CH,买入)：业绩符合预期，煤电度电净利 4 分

股票名称	最新观点
中广核电力 (1816 HK) 中国广核 (003816 CH)	中国广核是我国最大的核电运营商之一，截至 2025 年 6 月底，管理 28/20 台在运/在建核电机组，装机容量分别为 3179.6/2422.2 万千瓦，占全国在运及在建核电总装机容量的 44.46%。1H25 公司归母净利润同比下降 16.30%，主要是 2025 年广东、广西年度市场化交易电价同比降幅大。展望 2026 年，广东、广西交易电价降幅有限，公司电价波动有望同比减弱。看好公司价值有望随着在建核电机组陆续投产而增厚，维持“买入”评级。 我们预计 2025-2027 年归母净利为 97.88/107.89/113.38 亿元。基于对公司 2025 年 EPS/BPS 0.19/2.46 元的预期，考虑公司在建核电机组规模可观，产能陆续释放有望增厚公司价值，参考 A 股可比公司 Wind 一致预期 2025E PE 均值 20.6x，H 股历史 5 年 PB 均值 0.93x，给予公司 A/H 股 25E PE/PB 23.5/1.3x，目标价 4.55 元/3.51 港币，维持“买入”评级。 风险提示：电力需求不及预期，机组核准不及预期，公司机组投产不及预期，上网电价不及预期。 报告发布日期：2025 年 09 月 14 日 点击下载全文：中广核电力(1816 HK,买入;003816 CH,买入)：2026 年公司电价波动有望同比减弱
华能国际 (600011 CH) 华能国际电力股份 (902 HK)	公司公布上半年业绩：收入 1120.32 亿元，同比-5.7%；归母净利润 92.62 亿元，同比+24.3%。其中二季度公司实现收入 516.97 亿元，同比-3.3%；归母净利润 42.89 亿元，同比+50.1%。公司 2Q25 归母净利润低于我们预期的 43.29-50.63 亿元，主要系计提资产减值损失 2.69 亿元。得益于煤价快速下降，2Q25 公司境内煤电度电利润总额同比/环比+2.9分/-0.4分。迎峰度夏时期电力需求有望提升，我们认为公司 2025 年全年利润将维持 1H25 的向好趋势。维持“买入”。 维持 25-27 年权益利润预期 125/131/134 亿元。A 股：预计公司 25 年新能源权益利润 81.34 亿元和火电权益净资产 602 亿元，分别给予 25E PE20.0x 和 PB0.98x（可比公司 Wind 一致预期 25E PE/PB 17.6x/0.90x，公司溢价考虑新能源盈利能力更强及火电辅助服务收益表现突出，扣除永续债后目标市值 1416 亿元，对应股价 9.02 元（前值：8.09 元基于新能源/火电 25E PE16.5x/PB0.95x），维持“买入”评级。H 股：预计公司 2025 年扣除永续债后 BPS 为 4.18 元，看好公司新能源业务长期发展和火电业绩持续修复，给予公司 1.3x 2025E PB，较其历史 5 年均值（0.80x）约高 1.5 个标准差，上调较历史均值的溢价主要考虑公司当前盈利能力处于历史 5 年的高位，目标价 5.97 港币（前值：5.45 港币基于 1.1x 2025E PE），维持“买入”。 风险提示：煤价降幅/电价/利用小时数/风光新项目投产节奏不及预期；减值金额高于预期风险。 报告发布日期：2025 年 07 月 30 日 点击下载全文：华能国际电力股份(902 HK,买入;600011 CH,买入)：煤电盈利持续改善，风光建设加速
桂冠电力 (600236 CH)	桂冠电力发布半年报，1H25 实现营收 41.55 亿元（yoy-13.99%），归母净利 11.88 亿元（yoy-17.37%），扣非净利 11.90 亿元（yoy-17.51%）。其中 2Q25 实现营收 22.10 亿元（yoy-18.16%，qoq+13.60%），归母净利 6.44 亿元（yoy-36.04%，qoq+18.59%）。公司进行中期分红，DPS 为 0.05 元，分红比例 33.18%。2025 年 7 月以来，公司水电站所在流域来水同比大幅偏丰，我们预计公司 3Q25 水电发电量同比快速增长可期，维持“买入”评级。 我们维持对公司 2025-2027 年归母净利润预测 25.59/27.44/28.63 亿元，对应 EPS 为 0.32/0.35/0.36 元，参考可比公司 2025E PE 的 Wind 一致预期为 17.2x，持续看好公司现金流价值，考虑公司 ROE 和分红比例高于大多数可比公司，给予公司 24x 2025E PE，维持目标价 7.79 元和“买入”评级。 风险提示：来水偏枯导致水电发电量不及预期；水电上网电价不及预期。 报告发布日期：2025 年 08 月 20 日 点击下载全文：桂冠电力(600236 CH,买入)：业绩符合预期,Q3 水电电量有望增长
国电电力 (600795 CH)	8 月 27 日国电电力出席了我们组织的 2025 年秋季策略会，会上公司分享了出台未来三年分红承诺的背景、近期经营变化和对未来发展的展望。我们认为核心亮点包括：1）公司承诺 2025-27 年分红比例不低于 60%，DPS 不低于 0.22 元/股，展现出公司对未来经营发展的信心；2）虽公司长协煤比例较高，但在煤价下降周期，入炉综合标煤单价具有较大向下弹性，1H25 公司入炉综合标煤单价同比下降 87.46 元/吨（yoy-9.5%），降幅高于市场预期；3）大渡河即将步入新一轮投产周期，新机组投产有望增厚公司盈利。 我们维持对公司 2025-27 年归母净利预测 70/82/88 亿元。根据公司 2025 年新能源归母净利预期 21.5 亿元，水电/火电归母净资产 328/278 亿元，参考可比公司 Wind 一致预期 25E PE/PB/PB 17.4/2.28/0.86x，考虑火电可比公司估值含新能源，新能源/水电的装机规模/盈利能力较可比公司有一定差距，给予公司 25E PE/PB/PB 14.5/1.80/0.75x，维持目标价 6.11 元。 风险提示：煤价高于预期、上网电价低于预期、利用小时低于预期、新能源发展不及预期、水电增发测算和实际偏差风险、资产减值额度高于预期。 报告发布日期：2025 年 08 月 28 日 点击下载全文：国电电力(600795 CH,买入)：2025 年秋季策略会速递-兼具高股息和成长价值的电力股
长江电力 (600900 CH)	长江电力发布半年报，1H25 实现营收 366.98 亿元（yoy+5.34%），归母净利 130.56 亿元（yoy+14.86%），扣非净利 131.90 亿元（yoy+16.00%）。其中 2Q25 实现营收 196.82 亿元（yoy+2.61%，qoq+15.67%），归母净利 78.76 亿元（yoy+6.43%，qoq+52.01%），归母净利位于我们预期区间内（76.87-80.41 亿元），与预期中值 78.64 亿元接近。公司 2026-2030 年维持了“十四五”期间每年度分红比例不低于当年合并报表中归属于母公司股东的净利润 70% 的分红承诺，稳定投资者回报预期。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，维持“买入”评级。 考虑主汛期中的 7-8 月公司水电站来水同比偏枯，我们下调公司 2025-27 年发电量 5.92/4.46/4.46%，同时基于公司财务费用管控能力强，1H25 财务费用同比-13.91%，下调公司 2025-27 年财务费用 7.41/7.97/8.49%，从而下调公司 2025-27 年归母净利润 4.27/1.77/1.61%至 325.46/340.54/356.88 亿元，对应 EPS 为 1.33/1.39/1.46 元。参考可比公司 Wind 一致预期 25 年平均 PE17.2x，看好公司六库联调和上游龙盘（未投产）/两河口水库为公司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 24.5x 25E PE，目标价 32.59 元（前值：34.74 元基于 25E 25.0x PE）。 风险提示：上网电价低于预期，发电量低于预期，参股公司贡献投资收益不及预期。 报告发布日期：2025 年 09 月 01 日 点击下载全文：长江电力(600900 CH,买入)：业绩符合预期，财务费用管控能力强

股票名称	最新观点
湖北能源 (000883 CH)	湖北能源发布半年报, 1H25 实现营收 84.93 亿元 (yoy-13.52%), 归母净利 9.56 亿元 (yoy-32.91%), 扣非净利 8.74 亿元 (yoy-37.52%)。其中 2Q25 实现营收 43.10 亿元 (yoy-6.61%, qoq+3.05%), 归母净利 6.00 亿元 (yoy-7.08%, qoq+68.49%), 归母净利润高于我们预期上限的 5.04 亿元, 主要是水电 6 月发电量同比大幅提升 106.98%, 超出我们预期。公司水火互济, 总体盈利水平较为稳健, 维持“买入”评级。 考虑湖北省电价压力较大, 我们下调对公司 2025-27 年上网电价 (不含税) 预期 3.9/3.7/3.6%, 从而下调公司 2025-27 年归母净利润 12.1/9.2/7.8% 至 17.03/18.60/19.46 亿元。预计公司 2025 年新能源归母净利润 2.08 亿元, 水电/火电归母净资产 127.78/58.89 亿元, 参考可比公司 Wind 一致预期 25E PE/PB/PB 均值 17.4/2.3/0.85x, 考虑: 1) 公司未来新增新能源装机规模较可比公司有差距; 2) 可比公司水电调节性强于公司; 3) 火电可比公司估值含新能源预期, 给予公司 25E PE/PB/PB 15.5/2.1/0.75x, 目标市值 344.79 亿元, 目标价 5.32 元 (前值: 6.11 元, 基于 25E 新能源 PE/水电 PB/火电 PB 14.0/2.2/0.75x)。 风险提示: 入炉标煤单价高于预期, 上网电价低于预期, 新能源新增装机低于预期, 来水不及预期, 利用小时数低于预期。 报告发布日期: 2025 年 08 月 31 日 点击下载全文: 湖北能源(000883 CH,买入): 火电盈利较优, 来水影响公司业绩
中国核电 (601985 CH)	中国核电发布半年报, 1H25 实现营收 409.73 亿元 (yoy+9.4%), 归母净利 56.66 亿元 (yoy-3.7%), 扣非净利 56.31 亿元 (yoy-3.3%)。其中 Q2 实现营收 207 亿元 (yoy+6.4%, qoq+2.1%), 归母净利 25.29 亿元 (yoy-10.4%, qoq-19.4%), 归母净利低于我们的预测 (28.10~31.06 亿元), 主要是管理费用高于预期。1H25 核电净利润 yoy+11%, 2025-27 年有望持续受益于新机组投产; 新能源电价下行致净利润承压。考虑到公司核电新机组投产逐步提速、中长期价值有望迎来重估。维持“买入”评级。 我们下调公司 25-27 年归母净利润 (-1.0%/-6.7%/-9.1%) 至 93.05/100.17/123.18 亿元 (三年预测期 CAGR 为 11%), 对应 EPS 为 0.45/0.49/0.60 元。下调主要是考虑到市场化交易扩大导致电价下降。Wind 一致预期下可比公司 25 年 PE 均值 18x, 考虑到公司核电新机组投产逐步提速、中长期价值有望迎来重估, 给予公司 25 年 22xPE, 目标价 9.9 元 (前值 10.12 元基于 25 年 22xPE)。 风险提示: 核电审批数量不及预期; 项目投产不及预期; 电价下行风险。 报告发布日期: 2025 年 08 月 29 日 点击下载全文: 中国核电(601985 CH,买入): 核电投产新周期, 利润有望持续增长
南网储能 (600995 CH)	南网储能发布半年报, 2025 年 H1 实现营收 33.01 亿元 (yoy+13.38%), 归母净利 8.32 亿元 (yoy+32.93%), 扣非净利 8.38 亿元 (yoy+32.19%)。其中 Q2 实现营收 17.44 亿元 (yoy+9.92%, qoq+12.01%), 归母净利 4.58 亿元 (yoy+34.46%, qoq+22.58%), 归母净利润高于我们预期上限的 3.72 亿元, 主要是公司调峰水电发电量超预期。公司拟分派中期股息 0.052 元/股, 分红额占公司 1H25 归属于上市公司股东净利润的 20%。公司抽蓄及电网侧独立储能业务具有较大成长性, 维持“买入”评级。 我们维持公司 2025-27 年归母净利预测 14.18/16.04/17.32 亿元, 对应公司 EPS 为 0.44/0.50/0.54 元, 根据可比公司 2025 年 Wind 一致预期 PE24x, 考虑公司抽蓄及电网侧独立储能业务具有较大成长性, 给予公司 31x 2025E PE, 维持目标价 13.75 元, “买入”评级。 风险提示: 抽蓄/电网侧独立储能电站投产不及预期, 财务费用管控不及预期, 成本管控不及预期。 报告发布日期: 2025 年 09 月 01 日 点击下载全文: 南网储能(600995 CH,买入): 三大业务齐发力, 公司盈利同比高增
中国电力 (2380 HK)	公司公布 1H25 业绩: 营收同比-9.87%至 238.58 亿元; 归属于权益持有人利润 28.35 亿元, 同比+1.16%, 高于我们预期的 25.22 亿元, 主要系风电板块盈利超预期; 归属于普通股股东利润 25.87 亿元, 同比+0.65%。1H25, 公司水电和光伏板块盈利暂承压, 但火电和风电板块表现亮眼, 促使公司盈利同比略增。看好公司拟将红筹控 A 股 (远达环保) 对公司水电板块盈利远期增厚, 维持“买入”评级。 参考 1H25 公司风光电价同比变化趋势, 考虑市场化推进过程中风光电价或有一定压力, 下调公司 2025-2027 年风电上网电价 0.4/2.6/3.0%, 光伏上网电价 3.7/5.5/5.6%, 从而下调公司 2025-2027 年归属于普通股股东利润 1.6/3.6/2.3% 至 34.93/38.38/41.95 亿元。基于对公司 2025E 新能源权益持有人利润/火电权益持有人资产/水电权益持有人资产预期 30.77/124.42/55.42 亿元, 参考可比公司 Wind 一致预期 2025E PE/PB/PB 分别为 7.9/0.8/2.4x, 看好公司新能源发展战略调整为以风电为主和水电板块远期规模和盈利增长潜力, 考虑火电可比公司估值中含新能源预期, 给予公司新能源/火电/水电 13.0/0.6/1.6x 2025E PE/PB/PB, 扣除永续债权益 152.33 亿元后公司目标市值 447 亿港元, 目标价 3.62 港币 (前值: 3.43 港币基于新能源/火电/水电 11.5/0.5/1.5x 2025E PE/PB/PB)。 风险提示: 上网电价/新能源发展/利用小时数/煤价下降/资产重组不及预期。 报告发布日期: 2025 年 08 月 24 日 点击下载全文: 中国电力(2380 HK,买入): 业绩超预期, 火电/风电表现亮眼
京能电力 (600578 CH)	京能电力是北京大型能源国有控股上市公司, 主营业务为发电与供热, 覆盖火电、风电、光伏发电等多种业态。公司当前装机容量仍以火电为主, 故历史盈利表现与煤价走势较为相关。公司始终坚持“长协为主、市场为辅”的燃料采购策略, 1H25 火电利用小时承压但入厂标煤单价同比下降 13.5%, 同时新能源装机与发电量延续增长趋势, 带动公司 1H25/2Q25 归母净利同比+117/+103%至 19.49/8.86 亿元, 2Q25 毛利率与净利率同环比均实现改善。我们认为在建机组及储备项目未来陆续投产将增厚公司装机, 有望驱动净利增长, 维持“增持”评级。 我们调整公司 25-27 年归母净利润-9.9/-16.7/-24.2%至 36.8/37.4/38.5 亿元, 对应 BPS 为 4.66/4.96/5.28 元, 调整主因全国电力供需整体偏宽松, 公司 1H25 火电利用小时承压, 且涿州热电扩建项目 (200 万千瓦, 此前据公司公告拟于 2026 年 8 月建成投产) 目前尚未开工, 下调火电装机及利用小时预测。可比公司 2025 年 Wind 一致预期 PB 均值为 1.09 倍 (前值 1.07 倍), 考虑在建机组及储备项目未来陆续投产将增厚公司装机, 有望驱动净利增长, 维持给予公司 2025 年 1.11x 目标 PB, 对应目标价 5.17 元 (前值 5.23 元), 维持“增持”评级。 风险提示: 煤价波动超预期、利用小时数下滑、在建项目进度不及预期。 报告发布日期: 2025 年 08 月 26 日 点击下载全文: 京能电力(600578 CH,增持): Q2 盈利同比高增, 毛利率同环比改善

股票名称	最新观点
建投能源 (000600 CH)	公司公布上半年业绩：收入 111.13 亿元（调整后 yoy-3.3%），归母净利 8.97 亿元（调整后 yoy+158%），扣非净利 8.80 亿元（调整后 yoy+183%），扣非净利高于业绩预告（8.62 亿元）。公司 2Q25 收入 45.38 亿元（yoy+0.7%），归母净利 4.53 亿元（yoy+375%）。煤价下降抬升火电盈利能力，煤电装机规模有望持续扩大，多能互补完善资产结构。公司拟定增募资 20 亿元用于新煤电机组建设。煤价降幅高于预期、上网电价好于预期，我们将公司 2025-27 年归母净利上调 93%/94%/94%至 16.67/19.23/19.72 亿元。维持“增持”评级。 考虑到煤价降幅高于预期、上网电价好于预期，我们将公司 2025-27 年归母净利上调 93%/94%/94%至 16.67/19.23/19.72 亿元，上调 BPS 至 6.56/7.22/7.84 元。Wind 一致预期下可比公司 2025 年 PB 均值 1.2x，公司盈利能力修复，给予公司 2025 年 1.2xPB，目标价 7.88 元（前值 7.34 元，基于 2025 年 1.2xPB）。 风险提示：煤价涨幅超预期、利用小时数下滑、在建项目进度不及预期。 报告发布日期：2025 年 08 月 16 日 点击下载全文：建投能源(000600 CH,增持)：业绩超预期，拟定增募投新煤电

资料来源：Bloomberg，华泰研究预测

免责声明

分析师声明

本人，王玮嘉、黄波、李雅琳、胡知，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。请注意，标*的人员并非香港证券及期货事务监察委员会的注册持牌人，不可在香港从事受监管活动。

一般声明及披露

本报告由华泰证券股份有限公司或其关联机构制作，华泰证券股份有限公司和其关联机构统称为“华泰证券”（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）。本报告所载资料是仅供接收人的严格保密资料。本报告仅供华泰证券及其客户和其关联机构使用。华泰证券不因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于华泰证券认为可靠的、已公开的信息编制，但华泰证券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，华泰证券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。华泰证券不保证本报告所含信息保持在最新状态。华泰证券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。

华泰证券（华泰证券（美国）有限公司除外）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。

华泰证券力求报告内容客观、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，华泰证券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。华泰证券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。

华泰证券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，华泰证券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。

华泰证券的销售人员、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。华泰证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。华泰证券的资产管理部门、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证券及/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证券违反或受制于当地法律或监管规则的机构或人员。

本报告版权仅为华泰证券所有。未经华泰证券书面许可，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）等任何形式侵犯华泰证券版权。如征得华泰证券同意进行引用、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。华泰证券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华泰证券的商标、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或其关联机构制作，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。
- 国投电力（600886 CH）、华能国际（600011 CH）、国电电力（600795 CH）、长江电力（600900 CH）、中国核电（601985 CH）、华能国际电力股份（902 HK）：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值的 1%或以上。
- 国投电力（600886 CH）、华能国际（600011 CH）、长江电力（600900 CH）、中广核电力（1816 HK）、华能国际电力股份（902 HK）：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、胡知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。
- 中国广核（003816 CH）、国电电力（600795 CH）、长江电力（600900 CH）、桂冠电力（600236 CH）、中广核电力（1816 HK）、中国电力（2380 HK）：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。
- 中国广核（003816 CH）、川投能源（600674 CH）、国电电力（600795 CH）、长江电力（600900 CH）、中广核电力（1816 HK）、中国电力（2380 HK）：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。
- 国电电力（600795 CH）、桂冠电力（600236 CH）、中国电力（2380 HK）：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。
- 国投电力（600886 CH）、华能国际（600011 CH）、国电电力（600795 CH）、长江电力（600900 CH）、中国核电（601985 CH）、华能国际电力股份（902 HK）：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。
- 国投电力（600886 CH）、华能国际（600011 CH）、长江电力（600900 CH）、中广核电力（1816 HK）、华能国际电力股份（902 HK）：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。

新加坡

华泰证券（新加坡）有限公司持有新加坡金融管理局颁发的资本市场服务许可证，可从事资本市场产品交易，包括证券、集体投资计划中的单位、交易所交易的衍生品合约和场外衍生品合约，并且是《财务顾问法》规定的豁免财务顾问，就投资产品向他人提供建议，包括发布或公布研究分析或研究报告。华泰证券（新加坡）有限公司可能会根据《财务顾问条例》第 32C 条的规定分发其在华泰证券内的外国附属公司各自制作的信息/研究。本报告仅供认可投资者、专家投资者或机构投资者使用，华泰证券（新加坡）有限公司不对本报告内容承担法律责任。如果您是非预期接收者，请您立即通知并直接将本报告返回给华泰证券（新加坡）有限公司。本报告的新加坡接收者应联系您的华泰证券（新加坡）有限公司关系经理或客户主管，了解来自或与所分发的信息相关的事宜。

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，台湾市场基准为台湾加权指数，日本市场基准为日经 225 指数，新加坡市场基准为海峡时报指数，韩国市场基准为韩国有价证券指数，英国市场基准为富时 100 指数，德国市场基准为 DAX 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

新加坡：华泰证券（新加坡）有限公司具有新加坡金融管理局颁发的资本市场服务许可证，并且是豁免财务顾问，经营许可证编号为：202233398E

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 53 楼

电话：+852-3658-6000/传真：+852-2567-6123

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

华泰证券（新加坡）有限公司

滨海湾金融中心 1 号大厦，#08-02，新加坡 018981

电话：+65 68603600

传真：+65 65091183

https://www.htsc.com.sg

©版权所有 2025 年华泰证券股份有限公司