



建成统一电力市场，赋能新型电力系统

—— 电力行业十五五规划前瞻

公用环保行业首席分析师：陶贻功

公用环保行业分析师：梁悠南

公用环保行业研究助理：马敏

建成统一电力市场，赋能新型电力系统

—— 电力行业十五五规划前瞻

2025 年 9 月 25 日

- **“十五五”整体展望：电源侧市场化、清洁化，助力新型电力系统转型。**
国家能源局发布的《新型电力系统发展蓝皮书》提出建设安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合的新型电力系统，当前至 2030 年进入加速转型期。电源侧方面，“十四五”已明确 2029 年建成全国统一电力市场，市场电交易将大幅扩容，激活电力多元价值，以市场化方式引导电力系统安全稳定运行；“十五五”期间预计每年新能源装机维持在 2-3 亿千瓦，助力能源低碳化转型。
- **电力“能量—调节—环境—容量”四维价值体系完善：**“十五五”期间电力价值将从以电能量价值为主，逐步向电能量价值、调节价值、环境价值、容量价值等多元价值并重转变。调节价值通过辅助服务市场体现，2024 年全国辅助服务市场规模约 400 亿元，如果将未来现货价差对应的调峰收入一并考虑，则“十五五”期间辅助服务规模有望增加至 2000 亿元左右；环境价值通过绿证市场体现，2025 年上半年我国绿证交易分别为 3.48 亿个，同比增长 118%，新能源发电量中绿证交易占比 30.3%。绿证价格现阶段承压，长期来看碳价支撑绿证价格；容量价值通过容量电价体现，其中 2026 年起煤电容量电价将提升至 50%以上，长期来看有望提升至 100%。
- **火电：转型调节型电源，盈利稳定性提升。**预计 2030 年火电装机 16 亿千瓦，装机占比 30%，发电量占比 50%，利用小时数下降至 3500，向调节型电源加速转型，盈利特征由周期性转向相对稳定性。成本端，预计动力煤市场价在需求宽松以及供给端反卷等因素影响下，在 600-800 元/吨范围波动。收入端，预计 2030 年容量电价比例提升至 70%（对应度电容量电价 0.066 元/千瓦时），辅助服务（含现货价差对应的调峰收入）提升至 0.03 元/千瓦时，则容量电价与辅助服务合计约 0.1 元/千瓦时，与点火价差接近，因此 2030 年煤电将有较大比例现金流来自容量补偿和辅助服务，其对于煤价、电价敏感性低，推动煤电盈利稳定性提升。
- **新能源：新增装机主力，迈向全面市场化。**预计 2030 年新能源装机 30 亿千瓦，装机占比接近 60%，发电量占比 1/3，至 2035 年装机进一步增加至 36 亿千瓦以上。136 号文明确新能源全面入市的改革方向，并通过新老划断、机制电价等政策缓冲实现平稳过渡。136 号文引导新能源与调节电源、电网协调发展，有利于促进新型电力系统建设与全国统一电力市场建设。全面入市将对电量电价造成压力，其中风电由于出力相对分散影响较小，光伏由于出力集中影响较大。假设光伏行业反内卷持续推进，组价价格企稳，取光伏系统初始投资成本 2.75 元/W，我们测算当光伏上网电价不低于 0.25 元/千瓦时（略高于山东机制电价竞价结果 0.225 元/千瓦时），才能满足 $IRR \geq 6\%$ 的投资要求。
- **投资策略：**“十五五”期间，火电有望增强其保供及调节价值，个股建议关注大唐发电、建投能源等；新能源全面入市后考验电站运营能力，看好具备区域优势和成本优势的企业，个股建议关注龙源电力、三峡能源、福能股份、中闽能源等；水电在低利率环境下股息率具备吸引力，个股建议关注长江电力、川投能源等；核电聚焦中长期维度装机弹性，个股建议关注中国核电、中国广核。
- **风险提示：**电力需求不及预期的风险；来水、来风、光照资源条件不及预期的影响；电价超预期下跌的风险；煤炭价格超预期上涨的风险。

公用事业

推荐 维持评级

分析师

陶贻功

☎: 010-8092-7673

✉: taoyigong_yj@chinastock.com.cn

分析师登记编码: S0130522030001

梁悠南

☎: 010-8092-7656

✉: liangyounan_yj@chinastock.com.cn

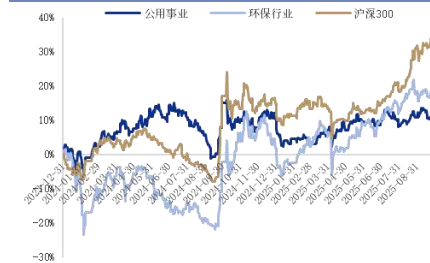
分析师登记编码: S0130523070002

研究助理：马敏

✉: mamin_yj@chinastock.com.cn

相对沪深 300 表现图

2025-9-25



资料来源：中国银河证券研究院

相关研究

目录

Catalog

一、 电力行业十五五规划前瞻：市场化、清洁化	4
(一) 顶层设计完善，全国统一电力市场建成	4
(二) 新能源装机 30 亿千瓦，占比超过 50%	12
二、 火电：调节型电源转型加速，盈利稳定性提升	15
(一) 装机占比降低，向调节型电源转变	15
(二) 煤价：短期有所反弹，预计长期回归下降通道	16
(三) 收入结构变革，盈利稳定性持续提升	19
三、 新能源：装机趋于理性，盈利能力分化	23
(一) 十四五装机目标超额完成，十五五有望趋于理性	23
(二) 存量项目收益预期相对明朗，增量项目或存分化	26
四、 水电：大水电仍有成长性，股息率吸引力强	32
(一) 财务费用下降+折旧到期+装机增量，大水电资产成长性仍值得期待	32
(二) 低利率环境下，水电股息率具备较高吸引力	35
五、 核电：装机成长空间大，四代堆技术取得突破	38
(一) 核准常态化，聚焦中长期维度的装机弹性	38
(二) 三代堆成为在建主流，四代堆技术取得突破	40
六、 投资策略	42
(一) 投资建议	42
(二) 投资组合与盈利预测	42
七、 风险提示	43

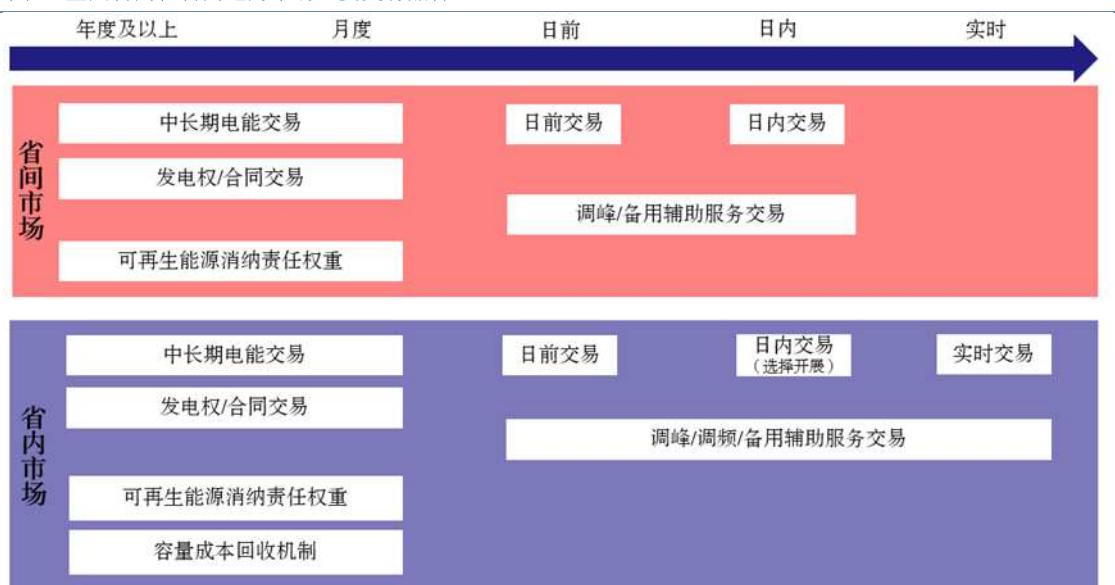
一、电力行业十五五规划前瞻：市场化、清洁化

（一）顶层设计完善，全国统一电力市场建成

1.整体目标：“十五五”期间建成全国统一电力市场

“中发9号文”开启第三轮电改，电力市场化探索取得积极成效。目前我国已形成覆盖省间省内、覆盖多时间尺度和多交易品种的全市场结构体系，有效承接发用电计划放开，有力促进能源资源大范围优化配置。随着新型电力系统建设不断推进，以及电力市场化改革逐步迈入“深水区”、“无人区”，电力市场建设面临供需形势变化拐点和新能源消纳与发展形势拐点。

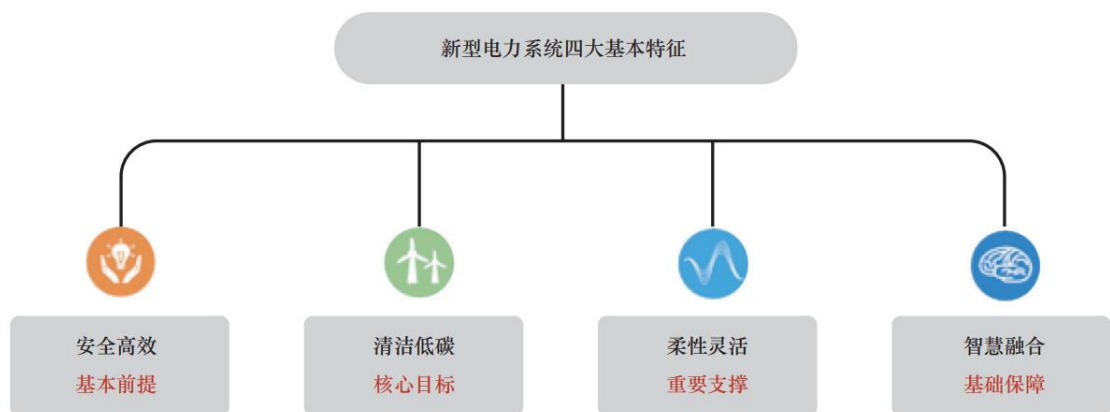
图1：全国省间和省内电力市场主要交易品种



资料来源：马莉《中国电力市场建设路径及市场运行关键问题》，中国银河证券研究院

加快建设“四位一体”新型电力系统。国家能源局《新型电力系统蓝皮书》提出新型电力系统“四位一体”特征。新型电力系统以高比例新能源供给消纳体系建设为主线任务，以源网荷储多向协同、灵活互动为坚强支撑，以坚强、智能、柔性电网为枢纽平台，以技术创新和体制机制创新为基础保障。新型电力系统具备安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合四大重要特征，其中安全高效是基本前提，清洁低碳是核心目标，柔性灵活是重要支撑，智慧融合是基础保障，共同构建了新型电力系统的“四位一体”框架体系。电源侧方面，市场化、清洁化加速，随着电力市场建设逐步完善，统一开放、竞争有序、安全高效、治理完善的全国统一电力市场体系基本建成，促进新能源发展和高效利用。

图2：新型电力系统四大基本特征



资料来源：《新型电力系统发展蓝皮书》，中国银河证券研究院

十四五明确顶层设计与基础规则体系，十五五期间建成全国统一电力市场。十四五以来，先后明确全国统一电力市场顶层设计与“1+6”基础规则体系。顶层设计方面，2022年4月中共中央、国务院印发《关于加快建设全国统一大市场的意见》，提出健全全国统一电力市场体系，至2024年11月国家能源局、中电联等印发《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》明确建设目标，提出2029年建成全国统一电力市场。基础规则体系方面，2024年，国家发改委、国家能源局修订了已经实施19年的《电力市场运行基本规则》，形成了全国统一电力市场“1+N”基础规则体系中的“1”，此后又陆续围绕电力市场运作的核心部分和关键环节编制出台了6项配套规则。至2025年7月，国家发改委、国家能源局引发《电力市场计量结算基本规则》，标志着涵盖电力市场各品种各环节的“1+6”基础规则体系初步构建完成。

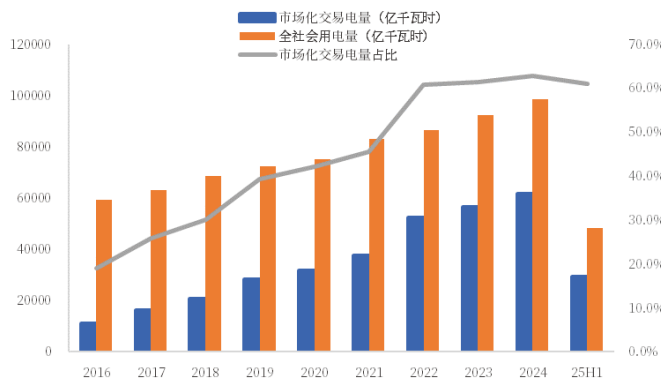
表1：全国统一电力市场相关政策

时间	部门	文件	分类	主要内容
2022 年 1 月	国家发改委、 国家能源局	《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》	顶层设计	到 2025 年，全国统一电力市场体系初步建成，国家市场与省（区、市）/区域市场协同运行，电力中长期、现货、辅助服务市场一体化设计、联合运营，跨省跨区资源市场化配置和绿色电力交易规模显著提高，有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制初步形成。到 2030 年，全国统一电力市场体系基本建成，适应新型电力系统要求，国家市场与省（区、市）/区域市场联合运行，新能源全面参与市场交易，市场主体平等竞争、自主选择，电力资源在全国范围内得到进一步优化配置。
2022 年 4 月	中共中央、国务院	《关于加快建设全国统一大市场的意见》	顶层设计	建设全国统一的能源市场；健全多层次统一电力市场体系，研究推动适时组建全国电力交易中心。
2024 年 11 月	国家能源局、 中电联等	《全国统一电力市场发展 规划蓝皮书》	顶层设计	到 2025 年，初步建成全国统一电力市场，电力市场顶层设计基本完善，实现全国基础性交易规则和技术标准基本规范统一。到 2029 年，全面建成全国统一电力市场，推动市场基础制度规则统一、市场监管公平统一、市场设施高标准联通。
2025 年 2 月	国家能源局	《2025 年能源工作指导意见》	顶层设计	深化全国统一电力市场建设。加强国家、区域/省等多层次市场协同。
2020 年 6 月	国家发改委、 国家能源局	《电力中长期交易基本 规则》	“1+6”基 础规则体系	规范多年、年度、月度、月内等中长期电能交易，稳定市场预期，保障电力供应。
2023 年 9 月	国家发改委、 国家能源局	《电力现货市场基本规 则（试行）》	“1+6”基 础规则体系	按照“统一市场、协同运行”的框架，构建省间、省（区、市）/区域现货市场，建立健全日前、日内、实时市场。推动制定统一的市场准入退出、交易品种、交易时序、交易执行结算等规则体系和技术标准，加强国家市场、省（区、市）/区域电力市场间的相互耦合、有序衔接。
2024 年 1 月	国家能源局	《电力市场信息披露基 本规则》	“1+6”基 础规则体系	建立全国统一规范的“全市场、全品种、全周期、全主体”电力市场信息披露体系。
2024 年 4 月	国家发改委	《电力市场运行基本规 则》	“1+6”基 础规则体系	国家统筹推进全国统一电力市场体系建设，持续完善电力市场功能，发挥市场机制作用。
2024 年 9 月	国家能源局	《电力市场注册基本规 则》	“1+6”基 础规则体系	统一电力市场注册机制，加强和规范电力市场注册工作。
2025 年 4 月	国家发改委、 国家能源局	《电力辅助服务市场基 本规则》	“1+6”基 础规则体系	通过统一规范明确辅助服务市场的总体框架、交易品种、出清流程和价格传导机制等核心内容，推动形成统一规范、权责清晰的电力市场规则体系。
2025 年 7 月	国家发改委、 国家能源局	《电力市场计量结算基 本规则》	“1+6”基 础规则体系	规范计量数据、结算周期及电费收付，解决计量结算标准不统一问题。

资料来源：国家发改委、国家能源局、中共中央、国务院、中电联、中国银河证券研究院

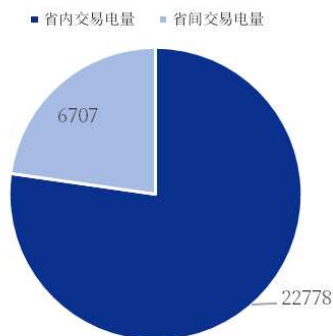
市场交易规模持续扩大，市场电比例超过 60%。根据中电联《2025 年 1-6 月份全国电力市场交易简况》，2025 年 1-6 月，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 29484.9 亿千瓦时，同比增长 4.8%，占全社会用电量比重为 60.9%，同比提高 0.52 个百分点，占售电量比重为 74.6%，同比提高 0.91 个百分点。省内交易电量合计为 22777.6 亿千瓦时，其中电力直接交易 21766 亿千瓦时、合同转让交易 1007.5 亿千瓦时、其他交易 4.1 亿千瓦时。省间交易电量合计为 6707.4 亿千瓦时，其中省间电力直接交易 339.8 亿千瓦时、省间外送交易 6119 亿千瓦时、合同转让交易 79.3 亿千瓦时、省间现货交易 169.3 亿千瓦时。

图3：市场化交易电量及占比（右）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图4：2025年上半年省间、省内交易电量（亿千瓦时）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

2.主要内容：完善“能量—调节—环境—容量”四维价值体系

激活电力多元价值，支撑新型电力系统建设。新型电力系统的安全稳定运行、绿色低碳转型，需要激活电力商品的多元价值属性。电力价值将从以电能量价值为主，逐步向电能量价值、调节价值、环境价值、容量价值等多元价值并重转变，并充分利用电力多元价值支撑新型电力系统建设。近年来，国家层面持续加强电力市场体系顶层设计，在电能量交易的基础上，不断创新交易品种、丰富市场功能，电力市场的不断完善，助力电力多元价值逐步显现。

表2：电力商品多元价值

价值	定义	意义	市场	现状
能量价值	电力作为一种能源的主要商品属性	在当前全球能源危机、经济下行、极端天气频发的新形势下，电力供应紧张局面频繁发生，电力能量价值的重要性愈发凸显。	电力中长期、电力现货市场	当前，我国省间、省内电力中长期交易机制已全部建立并常态化运行，省间电力现货市场进入长期结算试运行阶段，省级电力现货市场建设进入“加速期”，山西、广东电力现货市场先后转入正式运行，其他试点地区市场持续完善迭代，我国电能量市场建设取得初步成效。
调节价值	维持电力系统的安全稳定运行，满足电压、频率等方面要求所需要的一系列服务	随着新能源的大规模并网，系统调峰、调频、备用乃至爬坡容量等灵活性电力资源不足的问题愈发突出，亟须激活电力的灵活调节价值。	辅助服务市场	当前，我国电力辅助服务实现6大区域、33个省区电网的全覆盖，其中省级层面以调峰辅助服务为主，大部分现货试点省份启动了调频辅助服务市场，区域层面以调峰和备用辅助服务品种为主，电力辅助服务市场体系已初步建设形成。
环境价值	新能源以其零碳排放的特性，助力实现控制温室气体排放、能源绿色低碳转型的目标	“双碳”目标下，新能源的绿色环境价值进一步凸显，出口型、高载能等企业对于绿电需求不断增加。	绿电绿证市场	近年来，我国绿电、绿证市场交易机制不断完善，市场活跃度持续提高。相关数据显示，2023年国家电网有限公司经营区域绿电交易达611亿千瓦时，同比上年翻两番；绿证交易达2364万张，同比上年翻四番。
容量价值	发电机组提供有效容量保障系统发电充裕性、可靠性	随着新能源大规模发展和稳定支撑性电源不足的矛盾愈发突出，电力供应不足与新能源消纳困难的情形频繁交替出现，提高了对电力可靠性的要求，电力容量价值愈发凸显。	容量市场（尚未建立）	目前，我国尚未建立容量市场，主要通过煤电容量电价机制、抽水蓄能的两部制电价机制等价格政策来保障各类电源的固定成本回收。国家发展改革委、国家能源局于2023年11月联合印发的《关于建立煤电容量电价机制的通知》明确2024~2025年多数地区煤电通过容量电价回收30%的固定成本，而从2026年起这一比例不低于50%。

资料来源：中国电力报、中国银河证券研究院

中长期市场交易频次不断提升,与现货市场衔接。此前,电力中长期交易主要包括“年度长协”和“月度竞价”,其中年度长协偏向于稳定和长期,而月度竞价则更加灵活和短期。随着新型电力系统建设,要求持续深化电力中长期交易,缩短周期,提高频次,发挥中长期交易的风险规避作用并于现货衔接。截至 2024 年底,多数省份中长期交易频次和周期趋近于日。河北南网、蒙西、陕西、山东、吉林等 19 个省(区)最小交易周期已达到 D-2 日,云南已达到 D-1 日。

表3: 部分省区中长期交易最小周期

中长期交易最小周期	省/地区
月	西藏
月内	北京、上海
周	天津、冀北、广西、海南、贵州
D-3	蒙东、青海、甘肃、江苏、重庆
D-2	河北南网、蒙西、山西、山东、吉林、黑龙江、辽宁、陕西、宁夏、新疆、安徽、浙江、福建、湖北、江西、河南、湖南、四川、广东
D-1	云南

资料来源: 国家能源局、中国银河证券研究院

现货市场建设取得显著成效,截至 2025 年 6 月已有 7 个市场转入正式运行。从现货市场建设进展上来看,一般要经历 5 个重要的时间节点,即模拟试运行—>结算试运行—>长周期结算试运行—>连续结算试运行—>正式运行。截至目前,已有甘肃、蒙西、山西、山东、湖北、广东、省间 7 个市场进入正式运行。考虑到陕西、浙江、安徽 3 个市场已处于连续结算试运行阶段,预计在今、明两年或有望陆续转入正式运行。展望长期,根据中电联发布的《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》,其提出“2029 年前全国绝大多数省份电力现货市场正式运行”,我国电力现货市场建设节奏逐渐明晰。

表4: 电力现货市场建设进展及规划

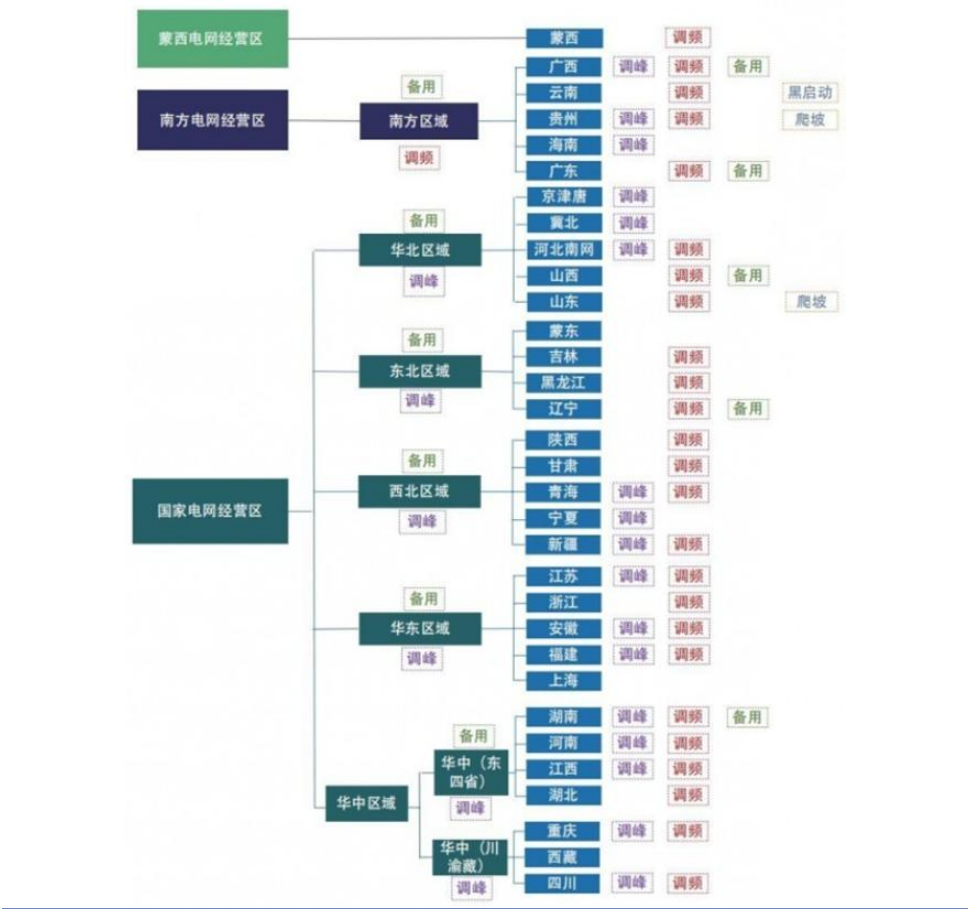
省份/区域	模拟试运行	结算试运行	长周期结算试运行	连续结算试运行	正式运行
青海		√		√ (2025 年底前)	
甘肃					√ (2024 年 9 月 5 日)
宁夏			√	√ (2025 年底前)	
新疆		√		√ (2025 年底前)	
陕西				√ (2025 年 1 月 1 日起)	√ (2026 年 6 月底前)
蒙西					√ (2025 年 2 月 24 日)
蒙东		√		√ (2025 年底前)	
吉林			√ (2025 年 6 月)	√ (2025 年底前)	
黑龙江				√ (2025 年底前)	
辽宁				√ (2025 年 3 月 1 日)	
四川				√ (2025 年底前)	
重庆			√	√ (2025 年底前)	
西藏					
河北南网				√ (2025 年 3 月 1 日)	
京津冀	√ (2025 年底前)				
山西					√ (2023 年 12 月 22 日)
山东					√ (2024 年 6 月 17 日)
上海			√	√ (2025 年底前)	

浙江				√	√（2025 年底前）
江苏			√（2025 年 6 月 1 日起）	√（2025 年底前）	
安徽				√（2024 年 12 月 31 日）	√（2026 年 6 月底前）
福建			√	√（2025 年底前）	
江西				√（2025 年底前）	
湖南				√（2025 年底前）	
河南			√	√（2025 年底前）	
湖北					√（2025 年 6 月 6 日）
广东					√（2023 年 12 月 29 日）
南方区域			√（2025 年 6 月起）	√（2025 年底前）	
省间					√（2024 年 10 月 15 日）

资料来源：国家发改委、国家能源局、北极星电力网、中国银河证券研究院
注：黑色字体表示实际进展，红色字体表示发展规划。

辅助服务品种日益丰富。在区域层面，华北、华东、华中、东北、西北主要开展区域内调峰交易，实现区域内资源余缺互济；南方开展与区域现货市场相衔接的区域调频、备用交易。在省内，各地主要开展调峰、调频等辅助服务交易，并根据电网实际运行需要，不断调整丰富辅助服务交易品种，探索爬坡等灵活调节资源的交易。

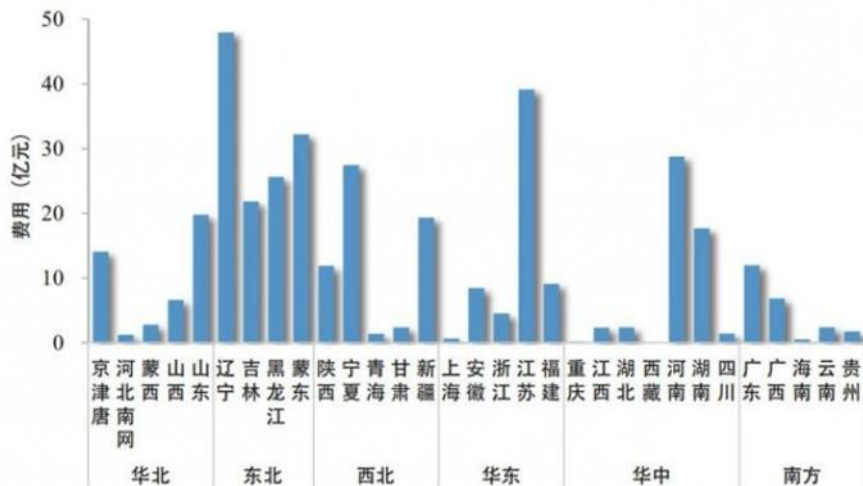
图5：我国电力辅助服务市场品种



资料来源：国家能源局，中国银河证券研究院

现阶段辅助服务主要由发电侧分摊，品种以调峰为主。2024 年，全国电力辅助服务市场费用为 402.5 亿元，其中用户侧分摊费用 11.1 亿元，用户侧分摊占比 2.8%，用户侧平均度电分摊价格为 0.0008 元/千瓦时。发电侧煤电、风电、光伏、核电、水电、气电、其他电源分摊比例分别为 24%、44%、19%、8%、3%、1%、1%，发电侧平均度电分摊价格为 0.0053 元/千瓦时。分品种来看，调峰、调频、备用、其他费用分别为 330.4、68.9、2.9、0.3 亿元。展望“十五五”，调峰服务收入将逐渐通过现货市场价差实现，调频、备用等其他辅助服务品种规模仍将持续增加。

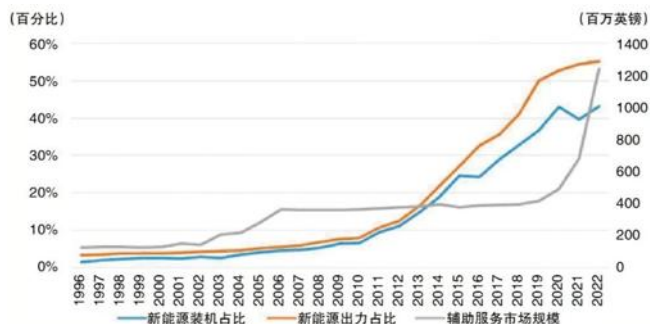
图6：2024 年各地辅助服务市场费用情况



资料来源：国家能源局，中国银河证券研究院

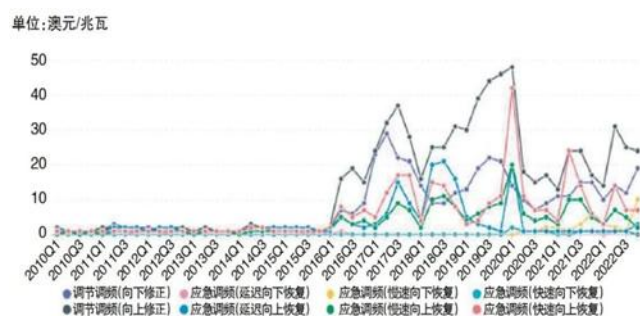
借鉴国外电力市场发展经验，新能源到达临界点后辅助服务规模迅速增加。（1）英国：2019-2022 年间，新能源电量占比由 23.8%提升至 31.2%。2019 年以前，随着新能源渗透率不断提升，英国辅助服务市场规模稳步提升，但由于 2020 年以来新能源渗透率不断提升以及新型冠状病毒肺炎疫情影响引起的负荷水平降低的双重影响，英国辅助服务市场规模急剧扩张。（2）澳大利亚：2016-2022 年间，新能源电量占比由 7.7%提升至 23.5%。2016 年以前，澳大利亚国家电力市场中频率控制辅助服务通常占全年电力市场交易额的 0.5%以下。2016 年以后伴随着大规模新能源并网以及电源结构的显著变化，澳大利亚电力系统频率急剧恶化，推动辅助服务需求及市场价格迅速攀升。

图7：英国辅助服务市场规模发展



资料来源：李阳《新能源高渗透率下辅助服务市场的思与变》、中国银河证券研究院

图8：澳大利亚辅助服务成本变化示意图



资料来源：李阳《新能源高渗透率下辅助服务市场的思与变》、中国银河证券研究院

随着新能源装机占比提高，辅助服务占电费比例随之提高。预计 2027 年、2030 年辅助服务占上网电费的比例达到 2%、3%，至 2030 年与现阶段国际水平相当。考虑全社会用电量增长趋势，测算得出 2027 年、2030 年辅助服务总市场规模将分别达到 1150 亿元、1950 亿元（包括“十五五”期间通过现货价差实现的调峰收入），度电辅助服务规模将分别达到 0.01 元、0.017 元。

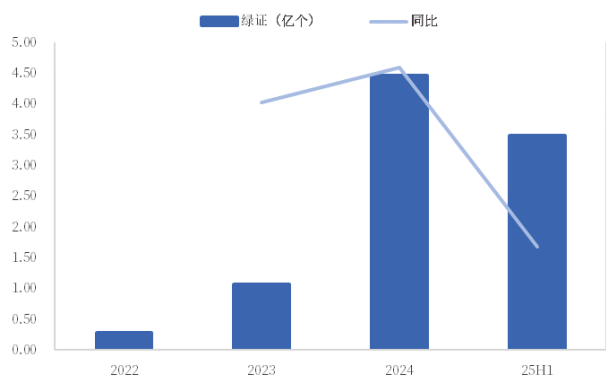
表5：辅助服务市场规模预测（包括“十五五”期间通过现货价差实现的调峰收入）

	2024	2025E	2027E	2030E
全社会用电量（亿千瓦时）	98521	104000	115000	130000
上网电费占比	0.8%	1%	2%	3%
辅助服务规模（亿元）	402.5	520	1150	1950
度电辅助服务规模（元）	0.004	0.005	0.010	0.017

资料来源：国家能源局、中国银河证券研究院

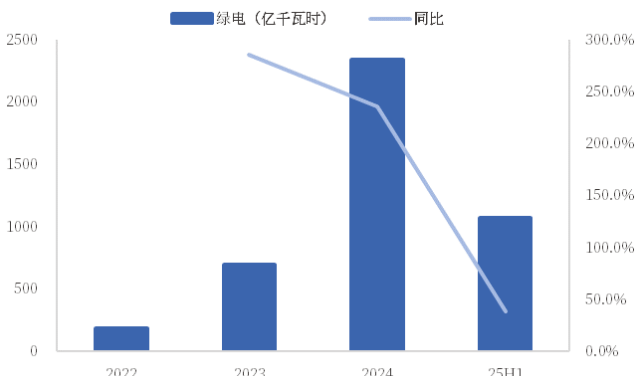
绿证、绿电交易规模快速增长，潜在增长空间依然广阔。2024 年、2025 年上半年我国绿证交易分别为 4.46 亿个、3.48 亿个，同比分别增长 321%、118%，其中绿电交易分别为 2336 亿千瓦时、1070 亿千瓦时，同比分别增长 235%、38%。按照 2024 年、2025 年上半年新能源发电量 18360 亿千瓦时、11478 亿千瓦时测算，新能源发电量中绿证交易占比仅为 24.3%、30.3%。由于绿色环境价值体系待完善、跨区域绿电交易规模有限、交易规则待健全、绿电绿证和碳市场衔接等原因，绿电和绿证交易规模受限。

图9：全国绿证交易规模及同比（右）



资料来源：国家能源局、中电联、中国银河证券研究院

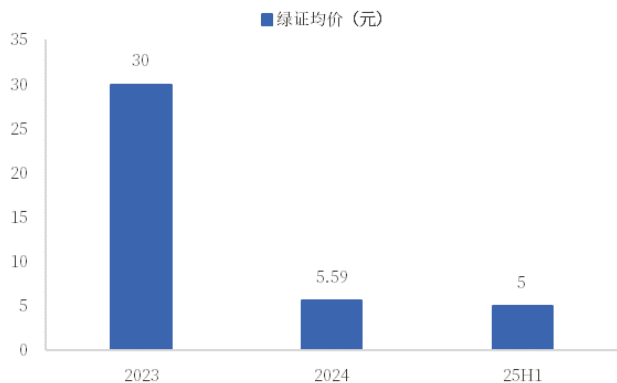
图10：全国绿电交易规模及同比（右）



资料来源：国家能源局、中电联、中国银河证券研究院

绿证价格现阶段承压，长期来看碳价支撑绿证价格。近年来由于绿证核发量激增，并且 2025 年实现核发范围全覆盖，短期市场难以消化，绿证价格持续承压。其中 2024 年、2025 年上半年绿证交易均价仅为 5.59 元/张、5 元/张，较 2023 年 30 元/张下跌 80% 以上。长期来看，随着强制消费考核扩大以及绿证国际互认取得积极进展，绿证将实现其降低碳排放的环境价值。根据一般经验，如果采用绿电代替煤电，度电减排 700-800g 二氧化碳，按照目前全国碳市场碳价 70 元/吨测算，绿电环境溢价约为 0.05 元/千瓦时，对应绿证价格 50 元/张，较目前绿证成交价高出 10 倍。

图11：全国绿证交易均价



资料来源：国家能源局、中电联、中国银河证券研究院

图12：全国碳市场排放配额价格（元/吨）



资料来源：wind、中国银河证券研究院

十五五初期煤电容量电价提升至 50%，甘肃最高可达 100%。目前，我国尚未建立容量市场，主要通过煤电容量电价机制、抽水蓄能的两部制电价机制等价格政策来保障各类电源的固定成本回收。以煤电为例，2023 年 11 月国家发改委、国家能源局《关于建立煤电容量电价机制的通知》明确 2024-2025 年煤电容量电价回收 30%的固定成本，而从 2026 年起这一比例不低于 50%。近期，甘肃省发改委《甘肃省关于建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》明确甘肃 2026-2027 年煤电容量电价为每年每千瓦 330 元，基本实现固定成本 100%补偿。随着能源转型持续推进，我们预计西部其他新能源装机比例高的省份也有望上调容量电价，长期来看全国各省容量电价均有较大提升空间。随着容量电价提升以及煤电利用小时数下降，煤电度电容量电价随之提升，提升煤电盈利稳定性。

表6：煤电度电容量电价（元/千瓦时）

煤电利用小时\容量补偿比例	50%（165 元/年/千瓦）	70%（230 元/年/千瓦）	100%（330 元/年/千瓦）
4200	0.039	0.055	0.079
4100	0.040	0.056	0.080
4000	0.041	0.058	0.083
3900	0.042	0.059	0.085
3800	0.043	0.061	0.087
3700	0.045	0.062	0.089
3600	0.046	0.064	0.092
3500	0.047	0.066	0.094

资料来源：国家能源局、中国银河证券研究院

（二）新能源装机 30 亿千瓦，占比接近 60%

预计 2030 年新能源装机将达到 30 亿千瓦，并成为装机主力。“十五五”期间，预计风电行业呈现海陆并举态势，陆上风电机组的大型化智慧化势头正劲，风电与储能、微电网等相互聚合的新业态更加普遍，老旧风电场的升级改造市场前景广阔，海上风电随着漂浮式海上风电商业化进程加速，预计 2030 年我国风电装机将达到 10 亿千瓦。光伏方面，虽然受到 136 号文影响，企业对光伏投资将更加谨慎，装机增速或将放缓，但“沙戈荒”大基地建设持续加力，海上光伏迎来发展良机，“光伏+”一体化项目得到更大关注，预计 2030 年我国光伏装机将达到 20 亿千瓦。2030 年新

能源总装机将达到 30 亿千瓦，装机占比 57%。

图13: 2025 年上半年全国电源装机结构 (万千瓦)



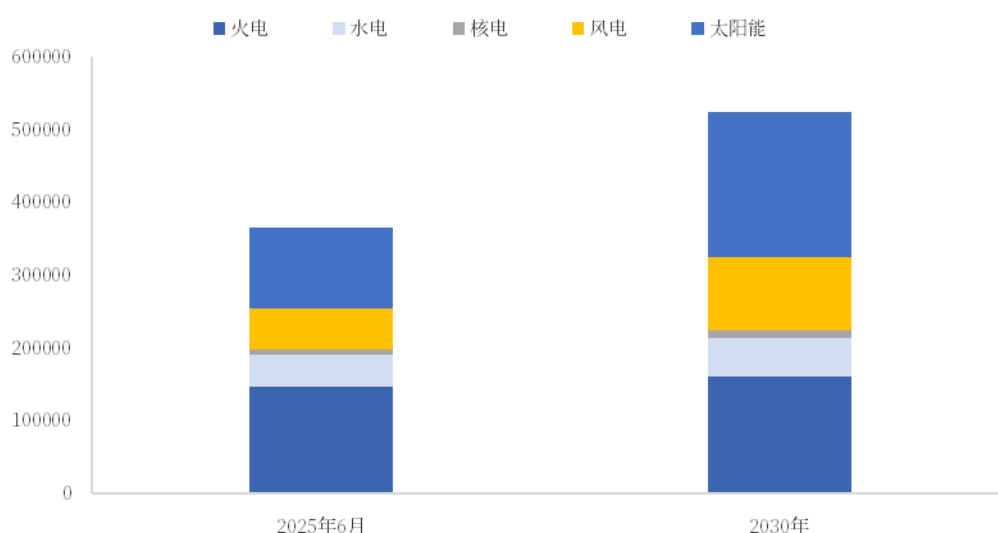
资料来源: wind, 中国银河证券研究院

图14: 2030 年全国电源装机结构预测 (万千瓦)



资料来源: wind, 江苏省能源行业协会, 中国银河证券研究院

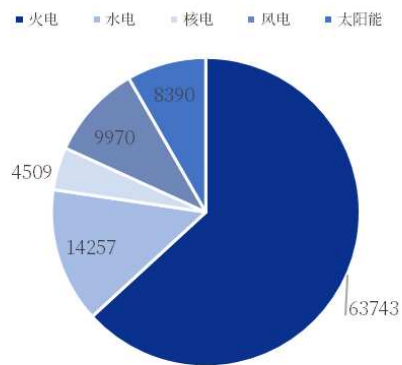
图15: 2025 年上半年全国电源装机结构与 2030 年全国电源装机结构预测 (万千瓦)



资料来源: wind, 江苏省能源行业协会, 中国银河证券研究院

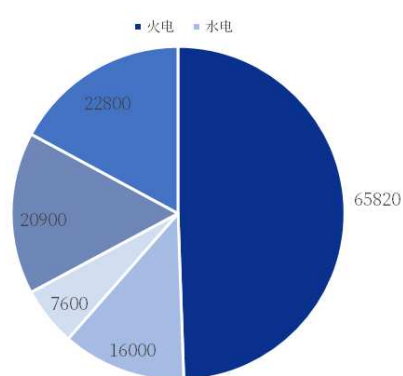
预计 2030 年新能源发电量占比 1/3, 较 2024 年提高 15pct。根据上述新能源装机预测, 综合考虑资源禀赋和消纳能力, 假设 2030 年风电、太阳能平均利用小时为 2200、1200, 则 2030 年新能源发电量约为 4.37 万亿千瓦时, 较 2024 年增加 138%。按照中电联 2030 年全社会用电量 13 万亿千瓦时的预测, 对应发电量约为 13.3 万亿千瓦时, 则 2030 年新能源发电量占比将达到 32.8%, 较 2024 年提升 14.6pct。

图16：2024 年全国分电源发电量结构（亿千瓦时）



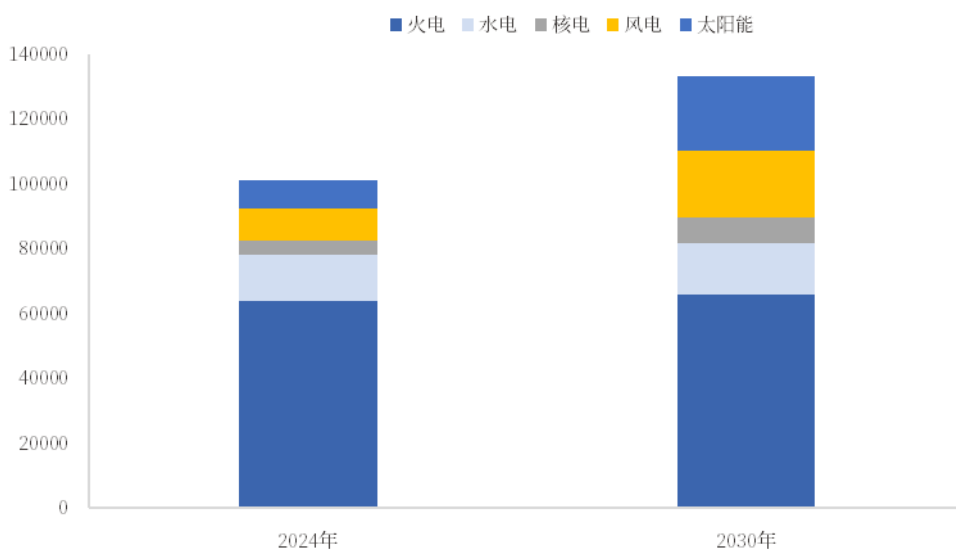
资料来源：国家统计局，中国银河证券研究院

图17：2030 年全国分电源发电量结构预测（亿千瓦时）



资料来源：江苏省能源行业协会，中国银河证券研究院

图18：2024 年全国分电源发电量结构与 2030 年全国分电源发电量结构预测（亿千瓦时）



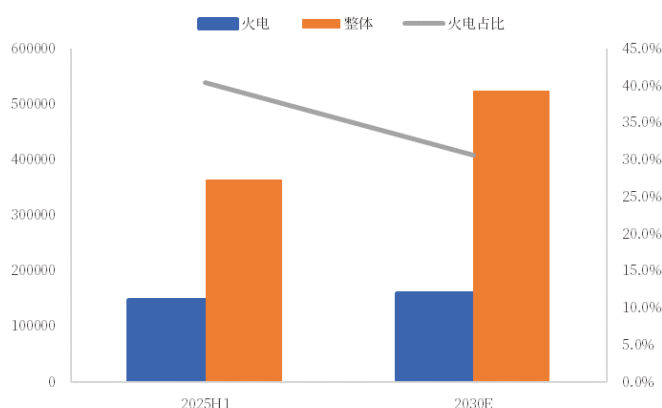
资料来源：国家统计局，江苏省能源行业协会，中国银河证券研究院

二、火电：调节型电源转型加速，盈利稳定性提升

（一）装机占比降低，向调节型电源转变

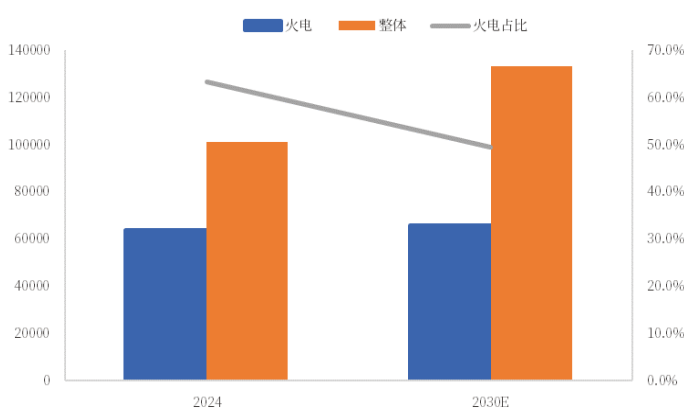
预计 2030 年火电装机小幅增长至 16 亿千瓦，装机占比 30%，发电量占比 50%。我国火电已迈过高增长时代，行业发展基本进入平稳时期。“十五五”期间，火电仍将承担电力保供主体责任，装机规模仍有一定增长空间，并且朝着大规模、高效率、低碳化、智能化方向发展。预计 2030 年我国火电装机规模预计 16 亿千瓦，较 2025 年上半年末小幅增加 1.3 亿千瓦，其中煤电、气电装机分别为 13.5 亿千瓦、2.5 亿千瓦，火电装机占比约为 30%；2030 年我国火电发电量 6.6 万亿千瓦时左右，火电发电量占比约为 50%。

图19：全国火电装机（万千瓦）及占比（右）



资料来源：wind，江苏省能源行业协会，中国银河证券研究院

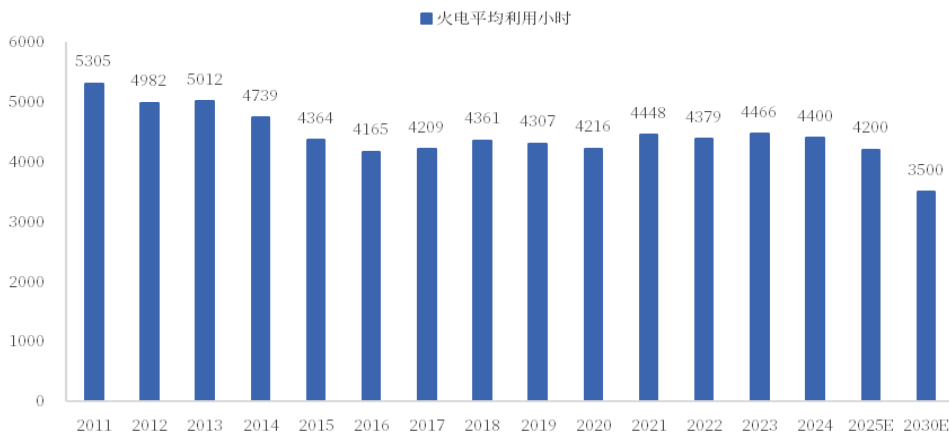
图20：全国火电装机发电量（亿千瓦时）及占比（右）



资料来源：wind，江苏省能源行业协会，中国银河证券研究院

火电由主力电源向调节型电源转变，预计 2030 年火电利用小时数降低至 3500。近年来火电利用小时数虽有波动下跌趋势，但整体仍保持在 4200-4400 左右。十五五期间火电加速向调节型电源过渡，假设燃气发电、水电、生物质能发电利用小时数保持稳定；假设核电小幅参与调峰，利用小时数逐年小幅下降；风电尽管存在优质风场资源有限限制，但是考虑风机大型化和海风开发，利用小时数趋于稳定；光伏受限于消纳条件，利用小时数逐年小幅下降。预计十五五期间火电利用小时数逐年小幅下降，预计 2030 年下降至 3500 左右。

图21：全国火电平均利用小时及预测



资料来源：wind，思瀚产业研究院，中国银河证券研究院

(二) 煤价：短期有所反弹，预计长期回归下降通道

近年来，煤炭行业政策导向紧密围绕产能调控、环保节能、行业转型、安全生产等核心目标展开。（1）**产能调控**：2025 年 7 月国家能源局发布《关于组织开展煤矿生产情况核查，促进煤炭供应平稳有序的通知》，强调加强产能管理，并将核查煤矿 2024 年全年原煤产量是否超过公告产能，以及 2025 年 1-6 月每月原煤产量是否超过公告产能的 10%；（2）**环保节能**：2024 年中共中央、国务院分别发布《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》、《关于进一步全面深化改革 推进中国式现代化的决定》、《2024—2025 年节能降碳行动方案》，多次提出控制化石能源消费，加强煤炭清洁高效利用；（3）**行业转型**：2024 年国家发改委、工信部等部门分别发布《关于加强煤炭清洁高效利用的意见》、《原材料工业数字化转型工作方案（2024—2026 年）》，提出推动煤炭行业智能化、数字化转型。

表7：煤炭行业重要政策

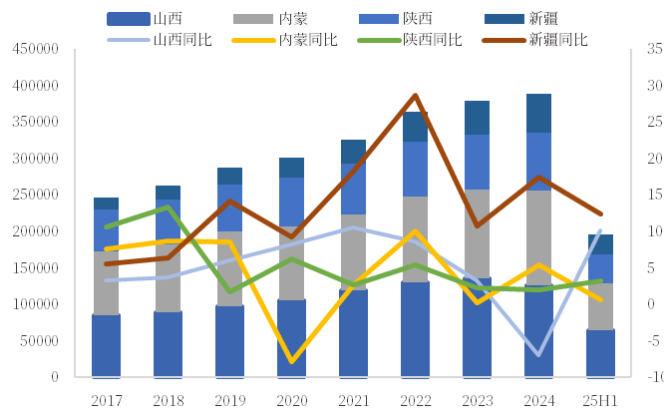
时间	部门	文件名称	内容摘要
2025.7	国家能源局	《关于组织开展煤矿生产情况核查，促进煤炭供应平稳有序的通知》	国家能源局将在重点产煤省（区）组织开展煤矿生产情况核查工作。核查范围涵盖山西、内蒙古、安徽、河南、贵州、陕西、宁夏、新疆等 8 个省（区）的煤矿，已进入联合试运转的煤矿参照生产煤矿标准进行核查。核查主要包括：核查煤矿 2024 年全年原煤产量是否超过公告产能（联合试运转煤矿以公告建设规模为准），以及 2025 年 1-6 月每月原煤产量是否超过公告产能的 10%。
2025.6	国家矿山安全监察局	《关于加强新时代矿山安全文化建设的指导意见》	加强新时代矿山安全文化建设，实现矿山高质量发展和高水平安全良性互动。
2024.12	国家发改委	《煤炭矿区总体规划管理规定》	规范煤炭资源勘查开发秩序，保护和合理开发利用煤炭资源，保障能源安全稳定供应。
2024.10	国家矿山安全监察局	《煤矿安全生产标准化管理体系考核定级办法》	进一步加强煤矿安全生产基础建设，提升煤矿安全保障能力。
2024.9	国家发改委等 6 部门	《关于加强煤炭清洁高效利用的意见》	到 2030 年，煤炭绿色智能开发能力明显增强，生产能耗强度逐步下降，储运结构持续优化，商品煤质量稳步提高，重点领域用煤效能和清洁化水平全面提升，与生态优先、节约集约、绿色低碳发展相适应的煤炭清洁高效利用体系基本建成。
2024.7	中共中央、国务院	《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》	加强化石能源清洁高效利用。坚决控制化石能源消费，深入推动煤炭清洁高效利用，“十四五”时期严格合理控制煤炭消费增长，接下来 5 年逐步减少，在保障能源安全供应的前提下，重点区域继续实施煤炭消费总量控制。
2024.7	中共中央	《关于进一步全面深化改革 推进中国式现代化的决定》	健全煤炭清洁高效利用机制。加快规划建设新型能源体系，完善新能源消纳和调控政策措施。
2024.5	国务院	《2024—2025 年节能降碳行动方案》	严格合理控制煤炭消费。加强煤炭清洁高效利用，推动煤电低碳化改造和建设。严格实施大气污染防治重点区域煤炭消费总量控制，重点削减非电力用煤，持续推进燃煤锅炉关停整合、工业窑炉清洁能源替代和散煤治理。对大气污染防治重点区域新建和改扩建用煤项目依法实行煤炭等量或减量替代。
2024.1	工信部等 9 部门	《原材料工业数字化转型工作方案（2024—2026 年）》	涉及现代煤化工、传统煤化工等在标准建设、数字化技术改造提升、工业互联网平台体系建设等方面的要求，推动煤炭行业数字化转型。

资料来源：国家发改委、国家能源局、国家矿山安全监察局、中共中央、国务院、中国银河证券研究院

上一轮供给侧改革以来，全国煤炭产量加速向晋、陕、蒙、新 4 省集中。受煤炭资源分布限制，我国煤炭生产集中在山西、陕西、内蒙、新疆等煤炭资源丰富的地区，自 2016 年国家政策要

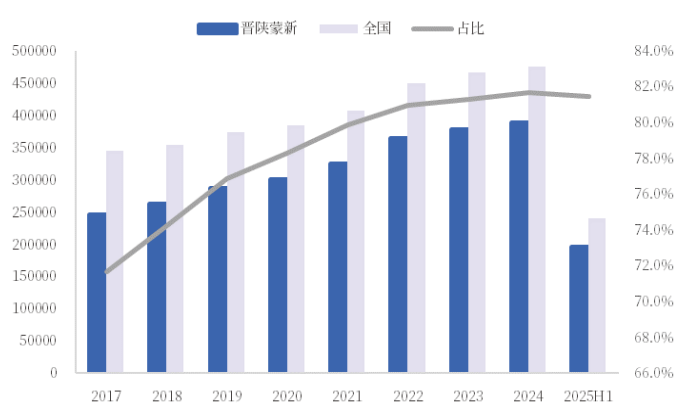
求煤炭行业去产能以来，煤企低效无效产能逐渐被清退，煤炭生产重心进一步向资源禀赋好、开采条件好的“晋陕蒙新”地区集中。2025 年上半年“晋陕蒙新”4 省原煤生产量分别为 6.52 亿吨（同比+10.1%）、3.88 亿吨（同比+3.3%）、6.39 亿吨（同比+0.7%）、2.79 亿吨（同比+12.4%），4 省原煤合计产量为 19.59 亿吨，占同期全国原煤产量的 81.5%。

图22：晋陕蒙新四省原煤产量（万吨）及同比（%，右）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

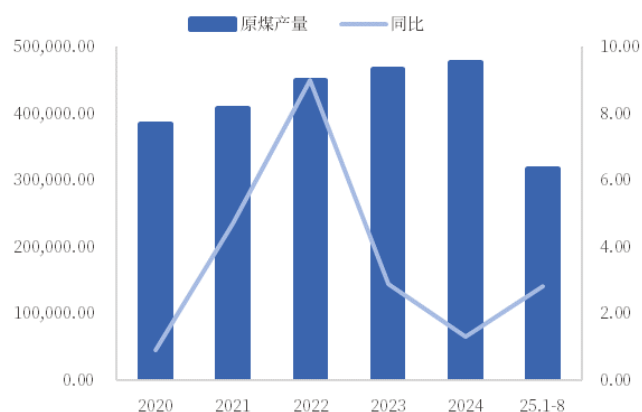
图23：晋陕蒙新四省原煤产量（万吨）及占全国的比例（%，右）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

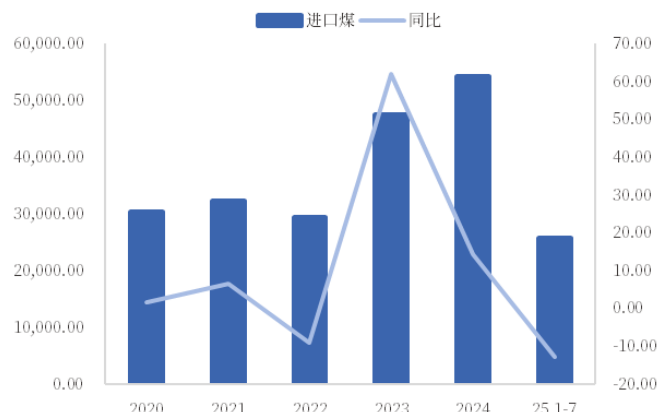
国内原煤产量、进口煤数量增速放缓。2024 年以来受到电力及非电行业需求疲软、节能降碳政策调控、安监压力趋严等影响，国内煤炭供给增速较十四五前期大幅放缓。2024 年、2025 年 1-8 月，国内原煤产量分别为 47.59 亿吨、31.65 亿吨，同比分别+1.3%、+2.8%，进口煤数量分别为 5.43 亿吨、3.00 亿吨，同比分别+14.4%、-12.2%，国产煤和进口煤总供给分别为 53.02 亿吨、34.65 亿吨，同比分别+3.3%、+2.1%。

图24：全国原煤累计产量（万吨）及同比（%，右）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

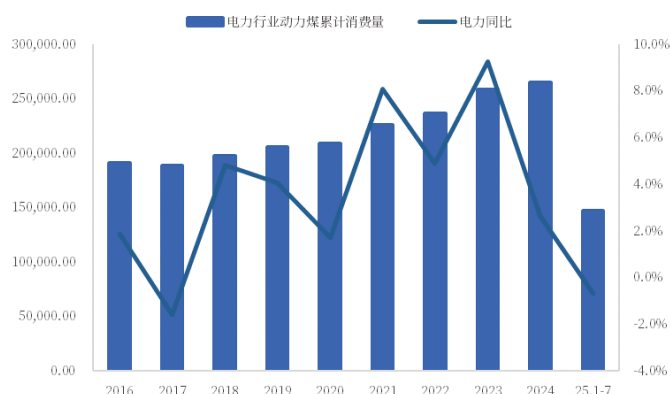
图25：进口煤数量（万吨）及同比（%，右）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

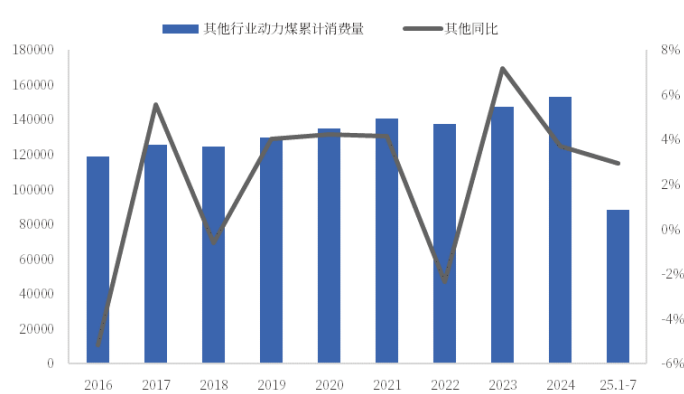
电力和非电行业用煤需求承压，2025 年 1-7 月整体用煤增幅放缓。电力行业受到清洁能源电量挤压影响，非电行业受到经济增速下滑、地产投资下降等影响，用煤需求承压明显。2024 年、2025 年 1-7 月，全国电力行业动力煤累计消费分别为 26.51 亿吨、14.69 亿吨，同比分别+2.6%、-0.7%，全国非电行业动力煤累计消费分别为 15.31 亿吨、8.81 亿吨，同比分别+3.7%、+3.0%，全国各行业动力煤累计消费分别为 41.82 亿吨、23.50 亿吨，同比分别+3.0%、+0.7%。

图26: 电力行业动力煤累计消费(万吨)及同比(右)



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

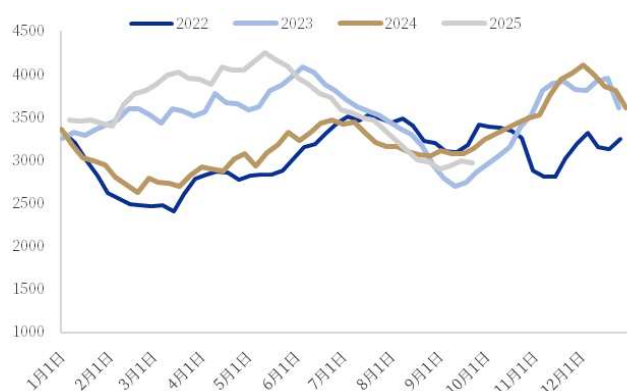
图27: 其他行业动力煤累计消费(万吨)及同比(右)



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

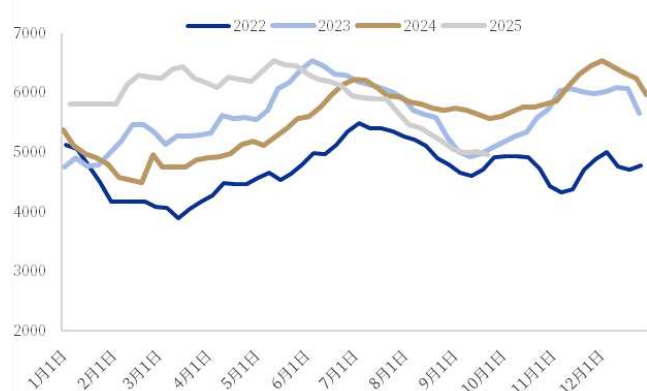
煤炭库存高位回落,但仍处于合理区间。截至9月22日,北方港口、沿海港口库存分别为2964、4966万吨,虽然较5月中旬高点大幅下滑,但仍处于合理区间。现阶段即将进入迎峰度冬旺季,关注下游电厂补库情况。

图28: 北方港口煤炭库存(万吨)



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

图29: 沿海港口煤炭库存(万吨)



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

近期市场煤价大幅反弹。受到国内煤炭增产保供、进口煤维持高位、电力和非电行业用煤需求增速下滑等因素影响,煤炭供需持续宽松。2024年全年、2025年年初至9月25日,秦皇岛5500大卡动力煤均价(市场煤价)分别为855元/吨、674元/吨,同比分别下降110元/吨、192元/吨。短期来看煤炭限产政策催化等影响,市场煤价大幅反弹,9月25日市场煤价反弹至706元/吨,较年内低点上涨97元/吨。**长期来看,在需求宽松以及供给端反卷等因素影响下,预计十五五期间市场煤价在600-800元/吨范围波动。**

图30: 秦皇岛 5500 大卡动力煤市场价 (元/吨)

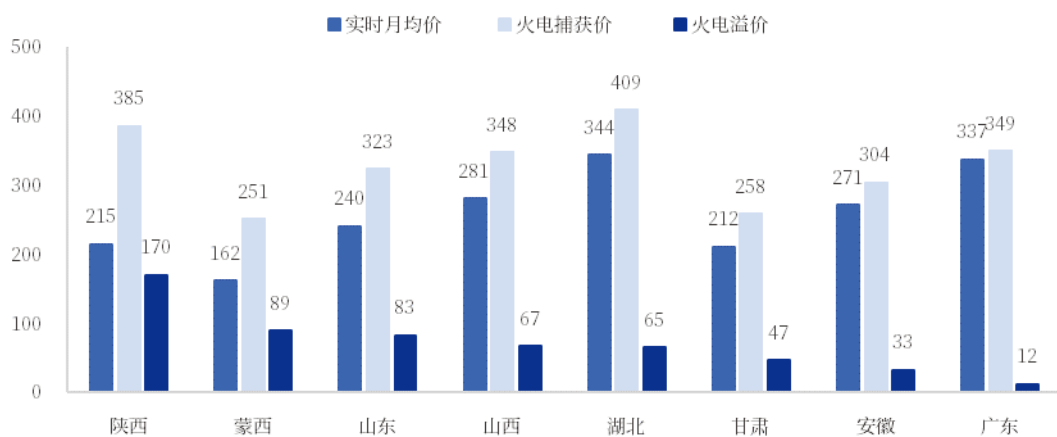


资料来源: Wind、中国银河证券研究院

(三) 收入结构变革, 盈利稳定性持续提升

火电有望通过现货市场获得超额收益, 现阶段平均溢价约为 0.07 元/千瓦时。对于火电等具备调节能力的电源来说, 可以基于对现货电价趋势的判断调整出力, 即在电价较高的时段多发电, 在电价较低的时段少发电或不发电, 从而获取超额收益。以 2025 年 4 月为例, 下图 8 个电力现货市场的火电捕获价 (火电机组的加权平均现货价格, 权重为相应机组的分时功率) 均高于对应省份实时月均价, 火电通过调整出力在各省现货市场均能获得一定溢价, 8 个电力现货市场火电溢价范围在 12-170 元/MWh, 平均溢价为 0.07 元/千瓦时。

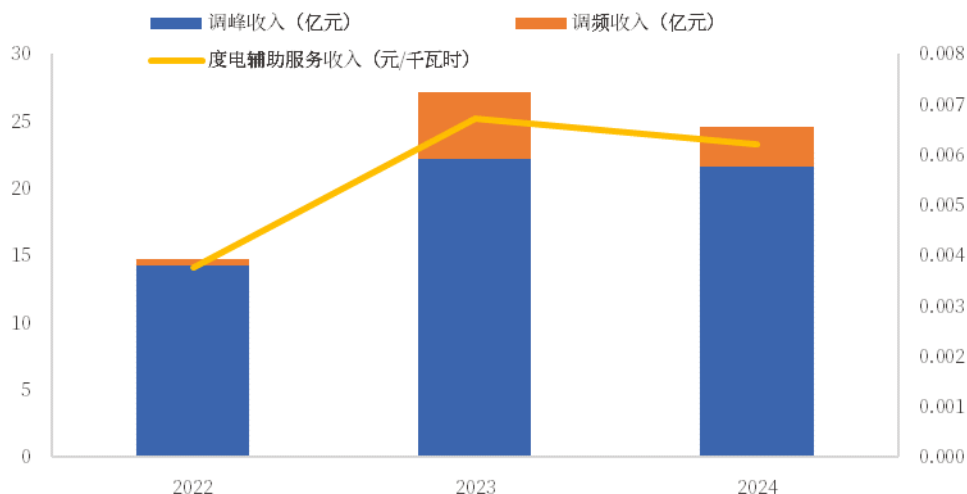
图31: 2025 年 4 月部分现货市场电价 (元/MWh)



资料来源: 兰木达电力现货、中国银河证券研究院

现阶段火电辅助服务不足 0.01 元/千瓦时。根据国家能源局《2024 年度中国电力市场发展报告》, 2024 年全国辅助服务市场规模 402.5 亿元, 即使火电享有所有辅助服务收益, 按照 2024 年火电发电量 6.37 万亿千瓦时测算, 火电度电辅助服务仅为 0.006 元/千瓦时。上市公司层面较为接近, 以华能国际为例, 2024 年实现辅助服务净收入 24.58 亿元 (其中调峰净收入 21.65 亿元, 调频净收入 2.93 亿元), 火电度电辅助服务收入同样是 0.006 元/千瓦时, 和全国平均水平保持一致。

图32：华能国际辅助服务收入及度电辅助服务收入（右）



资料来源：华能国际公告、中国银河证券研究院

随着新能源装机占比提高，火电辅助服务提升空间大。根据本文第一节测算，预计 2027 年、2030 年辅助服务总市场规模将分别达到 1150 亿元、1950 亿元，度电辅助服务规模将分别达到 0.01 元、0.017 元，假设火电享有全部辅助服务收益，则火电度电辅助服务收入分别为 0.018 元/千瓦时、0.034 元/千瓦时。

表8：辅助服务市场规模预测（包括“十五五”期间通过现货价差实现的调峰收入）

	2024	2025E	2027E	2030E
全社会用电量（亿千瓦时）	98521	104000	115000	130000
上网电费占比	0.8%	1%	2%	3%
辅助服务规模（亿元）	402.5	520	1150	1950
度电辅助服务规模（元）	0.004	0.005	0.010	0.017
火电电量占比	63.2%	60.0%	55.0%	49.4%
火电度电辅助服务收入（元）	0.006	0.008	0.018	0.034

资料来源：国家能源局、中国银河证券研究院

煤电容量电价提升,2026年起火电度电容量电价不低于0.04元/千瓦时(测算见第一章表6)。2023年11月国家发改委、国家能源局《关于建立煤电容量电价机制的通知》明确2026年起煤电容量电价不低于50%，即每年每千瓦165元。近期甘肃省发改委《甘肃省关于建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》明确甘肃2026-2027年煤电容量电价为每年每千瓦330元，基本实现固定成本100%补偿。随着能源转型持续推进，我们预计西部其他新能源装机比例高的省份也有望上调容量电价，长期来看全国各省容量电价均有较大提升空间。即使按照50%的保底容量电价测算，在煤电利用小时数低于4100小时的情况下，煤电度电容量电价即可提升至0.04元/千瓦时以上。

十五五期间火电盈利能力、盈利稳定性均有提升空间。以煤电为例，其固定运营成本主要包括折旧、运维、财务费用等；其收入主要来自电能量（点火价差）、容量补偿以及辅助服务。预计 2025 年，煤电容量补偿比例在 30-50%，辅助服务度电收入 0.005-0.006 元，据此测算，单位 GW 煤电每年毛利可达 2-2.8 亿元左右。随着火电利用小时数走低，以及火电向调节型电源加速转变，容量补偿和辅助服务比例有望进一步提升。我们测算 2030 年单位 GW 煤电每年毛利润可达 3.6-5.3 亿元左右。

表9：单位 GW 煤电盈利能力预测

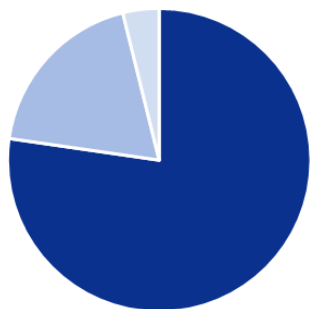
	2025（保守）	2025（乐观）	2030（保守）	2030（乐观）
固定运营成本	33000 万元	33000 万元	33000 万元	33000 万元
利用小时	4100 小时	4200 小时	3500 小时	4000 小时
发电量	41 亿千瓦时	42 亿千瓦时	35 亿千瓦时	40 亿千瓦时
点火价差	0.1 元/千瓦时	0.1 元/千瓦时	0.1 元/千瓦时	0.1 元/千瓦时
电量收入	41000 万元	42000 万元	35000 万元	40000 万元
容量补偿比例	30%	50%	70%	90%
容量补偿收入	10000 万元	16500 万元	23000 万元	29700 万元
度电辅助服务	0.005 元/千瓦时	0.006 元/千瓦时	0.03 元/千瓦时	0.04 元/千瓦时
辅助服务收入	2050 万元	2520 万元	10500 万元	16000 万元
毛利润	20050 万元	28020 万元	35500 万元	52700 万元

资料来源：国家能源局、中国银河证券研究院

预计 2030 年煤电将有较大比例现金流来自容量补偿和辅助服务，盈利稳定性大幅提升。目前煤电收入以电能量市场为主，容量补偿和辅助服务占比较低，盈利能力易随煤价、电价大幅波动；根据上文测算，至 2030 年，随着煤电向支撑性和调节性电源转变，利用小时数逐渐走低，预计将有较大比例现金流来自容量补偿和辅助服务，其对于煤价、电价敏感性低，推动煤电盈利稳定性大幅提升。

图33：2025 年煤电现金流构成预测（保守假设）

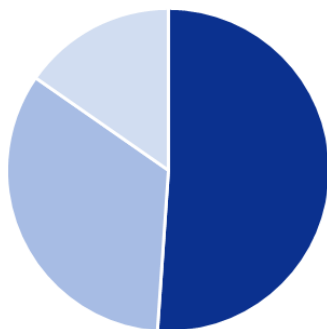
■ 电量收入 ■ 容量补偿收入 ■ 辅助服务收入



资料来源：国家能源局、中国银河证券研究院

图34：2030 年煤电现金流构成预测（保守假设）

■ 电量收入 ■ 容量补偿收入 ■ 辅助服务收入



资料来源：国家能源局、中国银河证券研究院

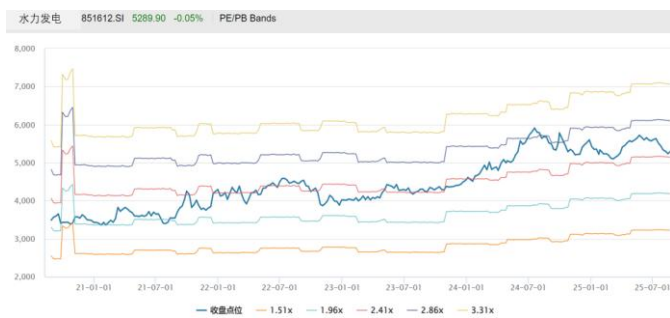
火电业绩转向稳定，估值修复空间大。过去 5 年间，火电板块 PB 均值为 1.04x，水电板块 PB 均值为 2.41x，火电估值相对水电低 57%。随着电改推动盈利稳定性提升，火电业绩将从强周期性转向高度稳定性，估值有望迎来重估，相对水电估值修复空间大。

图35: 近 5 年火电板块 PB 走势



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

图36: 近 5 年水电板块 PB 走势



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

三、新能源：装机趋于理性，盈利能力分化

（一）十四五装机目标超额完成，十五五有望趋于理性

十四五可再生能源发电目标基本完成。装机方面，《2025 年能源工作指导意见》提出“非化石能源发电装机占比提高到 60%左右”。截至 24 年末，非化石能源发电装机占比约为 58.3%，基于前述中电联对 25 年新增装机的预测，预计 25 年末非化石能源发电装机占比将达到 60%。电量方面，《2024—2025 年节能降碳行动方案》提出“到 2025 年底，全国非化石能源发电量占比达到 39%左右”。根据水电水利规划设计总院披露的数据，2024 年可再生能源发电量为 3.47 万亿 kwh，占全国全口径发电量的 35%，在此基础上，考虑核电贡献的 4.5%，2024 年非化石能源发电量占比已达到 39.5%，基本实现前述目标。

分布式光伏新规和 136 号文先后出台，明确新老划断。2025 年 1 月 23 日，国家能源局印发《分布式光伏发电开发建设管理办法》，明确“对于本办法发布之日前已备案且于 2025 年 5 月 1 日前并网投产的分布式光伏发电项目，仍按原有政策执行”。随后在 2025 年 2 月 9 日，国家发展改革委、国家能源局印发《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》，《通知》指出新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，同时在结算环节建立可持续发展价格结算机制，并以 2025 年 6 月 1 日为时间节点，对存量、增量项目执行差异化政策。

表10：《分布式光伏发电开发建设管理办法》要点梳理

项目类型	投资方式	电压等级	容量限制	全额上网	全部自发自用	自发自用余电上网	其他要求
自然人户用	自然人利用自有住宅、庭院投资建设	不超过 380 伏	无明确限制	√	√	√	新建 的分布式光伏发电项目应当实现“可观、可测、可调、可控”，提升分布式光伏发电接入电网承载力和调控能力。 对于存量具备条件的 分布式光伏发电项目，电网企业、分布式光伏发电项目投资主体应当根据产权分界点，加大投资建设改造力度，提升信息化、数字化、智能化水平，以实现“可观、可测、可调、可控”。
非自然人户用	非自然人租用居民住宅、庭院投资建设	不超过 10 千伏（20 千伏）	不超过 6MW	√	√	√	
一般工商业	利用党政机关、学校、医院、市政、文化、体育设施、交通场站等公共机构以及工商业厂房等建筑物及其附属场所建设	不超过 10 千伏（20 千伏）	不超过 6MW	×	√	√（年自发自用电量占发电量的比例由省级能源主管部门结合实际确定）	
大型工商业	利用建筑物及其附属场所建设	35 千伏；110 千伏（66 千伏）	不超过 20MW；不超过 50MW	×	√（原则上）	电力现货市场连续运行地区，可采用自发自用余电上网模式参与现货市场	

资料来源：国家能源局、中国银河证券研究院

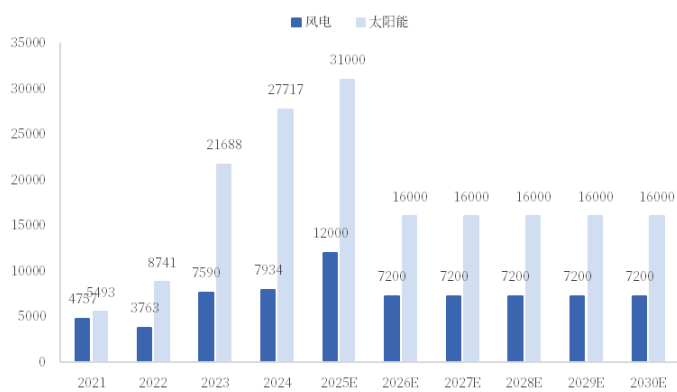
图37: 《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》要点梳理

政策总体要求				
- 新能源项目（风电、太阳能发电，下同）上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。可报量报价参与交易，也可接受市场形成的价格。 - 新能源参与电力市场交易后，在市场外建立差价结算的机制。对纳入机制的电量，电网企业每月按机制电价开展差价结算，将市场交易均价与机制电价的差额纳入当地系统运行费用。 - 电力现货市场连续运行地区，市场交易均价原则上按照月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格确定；电力现货市场未连续运行地区，市场交易均价原则上按照交易活跃周期的发电侧中长期交易同类项目加权平均价格确定。				
项目分类	机制电量	机制电价	执行期限	其他
2025年6月1日以前投产的存量项目	- 衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策 - 在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例，但不得高于上一年	按现行价格政策执行， 不高于当地煤电基准价	按照现行相关政策保障期限确定	- 纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益。 - 已纳入机制的新能源项目，执行期限内可自愿申请退出。新能源项目执行到期，或者在期限内自愿退出的，均不再纳入机制执行范围。 各地要在2025年底前出台并实施具体方案。
2025年6月1日以后投产的增量项目	每年新增纳入机制的电量规模，由各地根据国家下达的 年度非水电可再生能源电力消纳责任权重 完成情况，以及用户承受能力等因素确定	- 由各地每年组织已投产和未来12个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成 - 竞价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定 设置竞价上限、下限	按照 同类项目回收初始投资的平均期限 确定，起始时间按项目申报的投产时间确定，入选时已投产的项目按入选时间确定	

资料来源：国家发改委、中国银河证券研究院

展望十五五，在 136 号文的顶层设计下，新增装机将趋于理性。根据本文第一节预测，预计 2030 年风电、太阳能累计装机分别为 10 亿千瓦、20 亿千瓦，据此测算，十五五期间年均新能源新增装机约为 2.32 亿千瓦（略低于十四五年均 2.6 亿千瓦），其中风电 7200 万千瓦、光伏 1.6 亿千瓦。

图38: 新能源新增装机预测（万千瓦）



资料来源：Wind、江苏省能源行业协会、中电联、中国银河证券研究院

图39: 新能源累计装机预测（万千瓦）

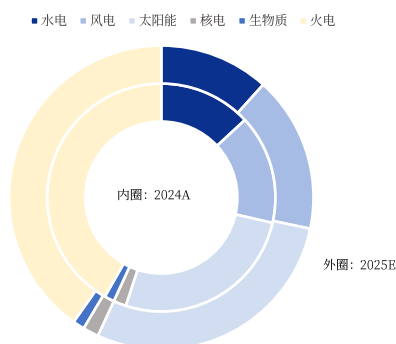


资料来源：Wind、江苏省能源行业协会、中电联、中国银河证券研究院

从结构上来看，我们更看好风电的发展潜力。在 136 号文明确新能源全面入市的背景下，2025 年 4 月 16 日，国家发改委、国家能源局印发《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》。基于《通知》要求，预计到 2026 年 6 月末，全国绝大多数省份的现货市场将转入正式运行/连续结算试运行。考虑到风电出力曲线在日内更为平滑，与用电负荷曲线的匹配程度更高，其在电力现货市场往往可以获得高于光伏的价格，以 2024 年为例，除浙江外，山西、山东、甘肃、蒙西、湖北现货市

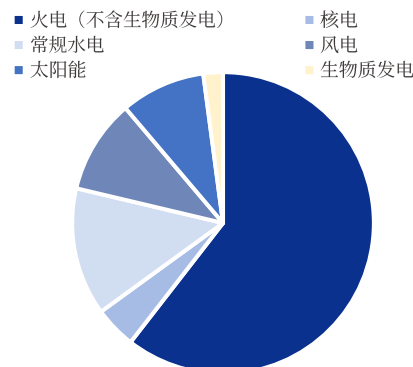
场风电年均价较光伏高出 0.02-0.10 元/kwh 不等。同时综合考虑初始投资成本和利用小时数后，风电（此处主要考虑陆风）的度电成本亦低于光伏，幅度约 0.02 元/kwh（见图 42）。基于此，我们看好新能源全面市场化后，风电项目相较光伏的盈利优势，助力其装机增长空间打开。

图40：发电装机结构



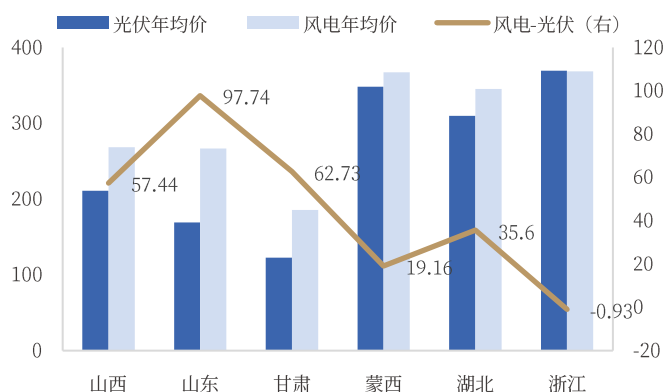
资料来源：水电水利规划设计总院、光伏们公众号、中国银河证券研究院

图41：2024年发电量结构



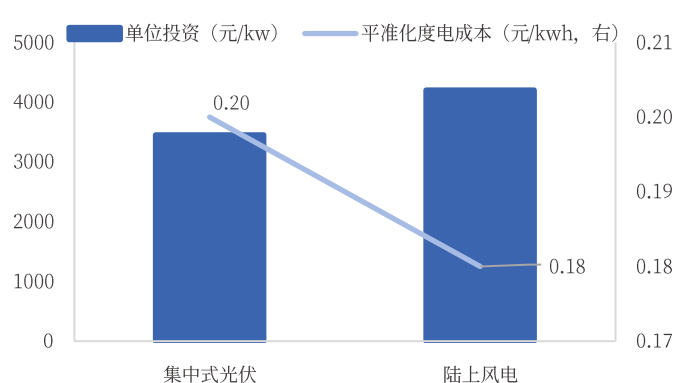
资料来源：水电水利规划设计总院、光伏们公众号、中国银河证券研究院

图42：2024年风电、光伏现货价格对比（元/MWh）



资料来源：兰木达电力现货、中国银河证券研究院

图43：风、光单位投资成本及 LCOE



资料来源：水电水利规划设计总院、智汇光伏、中国银河证券研究院

光伏在上网电价不低于 0.25 元/千瓦时的前提下，才能满足 $IRR \geq 6\%$ 的投资要求。根据银河电新组测算，取光伏系统初始投资成本为 2.75 元/W（非组件成本约 2.03 元/W，组件成本 0.72 元/W），光伏年利用小时数取 1300 小时，资本金比例 30%，贷款利率取 2.5%，使用年限取 20 年，假设光伏上网电价均为 0.25 元/千瓦时，测算光伏项目的资本金 IRR 为 6.05%。据测算组件成本每提高 0.1 元/W，光伏项目 IRR 下降约 0.3-0.5pcts。我们对全国光伏增项目的收益率做敏感性分析。结果显示，若要满足 6% 以上的收益率要求，则需要电价不低于 0.25 元/千瓦时，且组件价格不高于 0.70 元/W（大概对应硅料价 38 元/kg）。

表11：光伏电站 IRR 测算

IRR		电价（含税）（元/千瓦时）							
		0.17	0.19	0.21	0.23	0.25	0.27	0.29	0.31
组件价格 （元/W）	0.68	1.13%	2.51%	3.81%	5.05%	6.24%	7.38%	8.49%	9.56%
	0.70	1.06%	2.44%	3.73%	4.96%	6.14%	7.28%	8.38%	9.46%
	0.72	0.99%	2.36%	3.65%	4.88%	6.05%	7.18%	8.28%	9.35%
	0.74	0.92%	2.29%	3.57%	4.79%	5.96%	7.09%	8.18%	9.25%
	0.76	0.86%	2.22%	3.50%	4.71%	5.88%	7.00%	8.08%	9.14%
	0.78	0.79%	2.14%	3.42%	4.63%	5.79%	6.90%	7.99%	9.04%
	0.80	0.72%	2.07%	3.34%	4.55%	5.70%	6.81%	7.89%	8.94%

资料来源：CPIA、中国银河证券研究院

（二）存量项目收益预期相对明朗，增量项目或存分化

自 2025 年 2 月 9 日国家发改委、国家能源局发布《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号）以来，截至 2025 年 8 月末，已有山东、广东、蒙东等 17 个省份/区域出台地方层面的承接方案。

存量项目盈利保障程度更高，收益预期相对明朗。1) 机制电量高于增量项目：存量按 100%比例的省份包括广西、蒙东、宁夏、云南等，其余省份基本确定按比例划分的模式，大部分省份以随时间递增，项目占比递减的方式进行布局。对于增量项目的安排，大部分省区市引入动态调整机制，要根据上年的完成情况确定和调整，且机制电量普遍低于存量项目。2) 机制电价高于增量项目：例如山东、蒙东、湖南、新疆等明确为燃煤基准价，而多数省份增量项目竞价区间上限大多低于燃煤基准价。3) 执行期限长于增量项目：例如山东、蒙东、湖南、新疆等明确为全生命周期合理利用小时数剩余小时数（或项目投产满 20 年），而多数省份增量项目大多为 10-15 年。与存量项目相比，增量项目未来盈利能力或存在分化，看好具备区域优势和成本优势的企业。

表12：各省机制电量、机制电价政策汇总

	机制电量		机制电量申报上限	机制电价（元/千瓦时）		执行期限	
	存量项目	增量项目		存量项目	增量项目	存量项目	增量项目
山东	上限原则上与现行具有保障性质的相关电量规模政策相衔接	机制电量总规模为94.67 亿 kwh	在每年竞价通知中发布，预计高于 80%	燃煤基准价 0.3949	风电：0.094-0.35 光伏：0.123-0.35	全生命周期合理利用小时数剩余小时数	深远海风电：15 年 其他项目：10 年
广东	机制电量申报比例上限与存量项目机制电量比例衔接，且不低于 90%						海风 14 年、其他新能源项目 12 年
蒙东	分布式光伏、分散式风电、扶贫光伏：实际上网电量； 带补贴集中式风电、集中式光伏、风电供热试点、风电特许权项目：现货市场连续运行后按照 380 小时、420 小时、760 小时、720 小时对应的电量安排。	暂不安排新增纳入机制的电量。		煤电基准价 0.3035		达到全生命周期合理利用小时数或项目投产满 20 年后	
湖南	光伏扶贫项目：100% 扶贫以外的其他分布式光伏、接入电压等级 35kv 及以下风电和集中式光伏项目：80%	25 年新增项目：20%，26 年及以后：根据非水可再生能源消纳责任权重完成情况和用户承受能力等因素动态调整	不超过 80%	燃煤基准价 0.45	25 年竞价上限 0.38；竞价下限 0.26 26 年及以后：根据实际再具体明确"	按 2025 年 5 月底项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年份与投产满 20 年对应年份较早者确定	按照同类项目回收初始投资的平均期限确定，为 10 年
新疆	补贴项目：30%，平价项目：50%	50%		补贴项目：0.25， 平价项目：0.262	竞价区间：0.15-0.262	项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年限和投产满 20 年剩余年限中的较小者	考虑回收项目初始投资平均期限，执行期限 10 年
蒙西	分布式光伏、分散式风电、扶贫光伏、光热发电：实际上网电量，带补贴的集中式风电、带补贴集中式光伏、风电特许权项目、光伏领跑者项目：按照 215、250、1220、1210h 对应的电量安排	暂不安排		煤电基准价 0.2829；执行固定电价的新能源项目上网电量的机制电价仍按照原核定电价确定		全生命周期合理利用小时数或项目投产满 20 年	
海南	2023 年以前投产的项目：全部上网电量 2023 年投产的项目：90% 2024 年投产的项目：85% 2025 年 1 月 1 日-2025 年 5 月 31 日投产的项目：80%	海风：80% 陆风和光伏：75%	2025 年暂按全部上网电量的 85%进行申报	竞配项目：原竞配价格 其余项目：燃煤基准价 0.4298"	海风：0.35-0.4298 陆风和光伏：0.2-0.3998	按照 20 年减去截至 2025 年 12 月 31 日项目已投产运行时间确定	海风：14 年 陆风和光伏：12 年
甘肃	机制电量 154 亿 kwh，其中：	首批竞价（2025 年 6 月 1 日-2025 年	不高于 80%	燃煤基准价 0.3078	竞价上下限：0.1954-0.2447	按照 2025 年 5 月底项目剩余全生	12 年

	扶贫类、特许经营权类、分布式光伏、平价示范、光热发电项目：全部上网电量 分散式风电、国家能源局以国能新能〔2014〕541号批复的风电项目、保障性平价项目：风电按1800h、光伏按1160h纳入机制电量	12月31日）：8.3亿千瓦时 第二批竞价（2026年1月1日-2026年12月31日）：15.2亿千瓦时				命周期合理利用 小时数对应年份与投产满20年对应年份两者较早者确定	
辽宁	妥善衔接现行保障性优先发电电力电量平衡相关政策（2025年新能源市场化交易政策为：1）除特殊类型的风、光（含分布式光伏）项目外，其他全部入市；2）带补贴风电项目的保障小时数为1850h	25年：55%	2025年按全部上网电量的90%进行申报	燃煤基准价 0.3749	25年竞价上限：0.33 25年竞价下限：0.18	按各项目剩余全生命周期合理利用小时数对应月份与投产满20年对应月份较早者确定	2025年：12年
宁夏	分布式（分散式）项目：100% 集中式光伏、风电项目：10%"	10%		燃煤基准价 0.2595	竞价上限：0.2595 竞价下限：0.18	全生命周期合理利用小时数与项目投产满20年较早者确定	10年
上海	最高按年度电量总规模的100%纳入机制电量，每年在签订差价协议时自主确定执行机制的电量比例，年内不得更改，且后续年份机制电量规模不高于首年。	年度机制电量比例 =min（上年度机制电量比例，（1-该项目近3年参与绿电交易比例的平均值））	适当低于其全部发电量	燃煤基准价 0.4155	首次竞价上限：根据项目合理收益率或燃煤基准价合理确定； 竞价下限：以同期先进电站造价水平为基准，折算不含收益的度电成本，必要时可参考新能源EPC市场报价。	min（全生命周期合理利用小时自政策实施之日起计算的剩余小时数，国家可再生能源电价补贴利用小时自政策实施之日起计算的剩余小时（如有））	一般不超过12年
山西	按照具体项目2022年7月-2025年5月非市场化电量平均占比确定。自发自用、余电上网分布式项目：按2024年实际上网电量确定。	年度机制电量总规模=年度新能源预计投产规模×合理利用小时×（1-厂用电率）×机制电量比例×调节系数		燃煤基准价 0.332	首次竞价区间： 0.199-0.332	自2026年1月1日起执行，按项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年份较早者确定。	自2026年1月1日起执行，其中自然人户用项目自投产之日起执行
贵州	110kV以下：100% 110kV及以上：80%"	按2025/6/1-12/31日期间预计新建投产新能源上网电量的77%确定	不超过90%	燃煤基准价 0.3515	竞价上限：0.3515 竞价下限：风0.19， 光0.25	达到全生命周期合理利用小时数或项目投产满20年	12年
重庆	规模上限为100%		低于100%	燃煤基准价 0.3964		集中式/分散式风电、集中式光伏按照2025/12/31剩余全生命周期合理利用小时数	12年

						对应时间与投产 满 20 年对应时间 较早者确定	
云南	集中式光伏：2021 年 1 月 1 日— 2023 年 7 月 31 日全容量并网 100%，2023 年 8 月 1 日—12 月 31 日全容量并网为 80%，2024 年 1 月 1 日—6 月 30 日全容量并 网为 65%，2024 年 7 月 1 日— 2025 年 5 月 31 日全容量并网为 55% 集中式风电：2021 年 1 月 1 日— 2023 年 12 月 31 日全容量并网为 60%，2024 年 1 月 1 日—6 月 30 日全容量并网为 50%，2024 年 7 月 1 日—2025 年 5 月 31 日全容 量并网为 45% 分布式光伏/分散式风电/扶贫光 伏：100%			燃煤基准价 0.3358		按各项目 2025 年 5 月底剩余全生 命周期合理利用 小时数对应年份 与全容量并网满 20 年对应年份较 早者确定	12 年
湖北	集中式新能源：上限为 12.5% 分布式新能源：上限为 80% 光伏扶贫项目：上限为 100%			燃煤基准价 0.4161		执行起始月份为 2025 年 10 月， 原则上执行至投 产满 20 年对应月 份	12 年
安徽	按 2024 年度上网电量扣减当年中 长期（含绿电）合同实际结算电 量占当年上网电量的比例确定		85%	燃煤基准价 0.3844		按自投产之日起 满 20 年与剩余全 生命周期合理利 用小时数较早者 确定	

资料来源：北极星电力网、中国银河证券研究院

表13：2025 年各省新能源入市政策梳理（不完全统计）

省份	陆风	集中式光伏	分布式光伏/风电
广东	2024 年底前并网老项目： 220kV 及以上：30%入市交易；110kV 及以上：10%入市交易 2025 年新增并网项目： 110kV 及以上：50%入市交易		暂不强制入市
浙江	90%电量分配政府授权合约，执行政府定价+10%现货交易		自愿参与，不强制入市
新疆	优先发电小时数外电量全部入市（扶贫光伏全额保障性收购） 2025 年普通风、光项目优先发电小时数为 895h、500h		全额保障收购
江苏	优先发电小时数外电量全部入市 不参加绿电交易的集中式光伏、风电全年保量保价发电小时数分别为 400、800h		优先参与绿电交易
湖北	110kV 及以上：直接参与中长期及现货交易 110kV 以下：可直接参与市场交易或作为价格接受者 风电、光伏发电企业各月中长期交易净合约电量（含绿电交易）折合利用小时数分别不超过 35、60h		暂不参与市场化交易
辽宁	除特殊类型的风、光项目外，其他全部入市 带补贴风电项目保障小时数为 1850h，其余电量参与“煤改电”交易		暂不参与市场化交易
宁夏	优先发电小时数以外电量全部入市 2025 年风、光优先发电小时数约为 234h、156h		暂不参与市场化交易
陕西	光伏扶贫、光伏领跑者暂不入市；其他风、光优先发电小时数外电量全部入市。 2024 年 12 月 20 日前已在陕西电力交易平台注册的 185 个集中式风电项目和 231 个集中式光伏项目，优先发电小时数分别为 417h、293h。 2024 年 12 月 21 日及以后进入商业运营的市场化风电、光伏发电机组，分别预留优先发电量 7 亿千瓦时、4.5 亿千瓦时。		自愿参与交易
冀北	-		10kV 以上：20%电量入市
河北南网	30%电量入市	60%电量入市	10kV 及以上工商业分布式光伏分阶段参与市场，其中，1 月 1 日开始，首次并网的增量分布式光伏参与市场，7 月 1 日开始，存量分布式光伏参与市场；上网电量入市比例暂定为 20%
蒙西	保量保价小时数以外电量全部参与市场，各类项目保量保价小时数如下： 常规风电：390h；特许权风电：2000h； 按照蒙西地区燃煤基准价收购； 低价风电：2000h；按照竞价价格执行	保量保价小时数以外电量全部参与市场，各类项目保量保价小时数如下： 常规光伏：320h；领跑者光伏：1500h； 按照蒙西地区燃煤基准价收购； 低价光伏：1500h；按照竞价价格执行	暂不参与市场化交易
蒙东	优先发电小时数以外电量均参与电力市场，各类项目优先发电小时数如下： 带补贴风电：790h 风电供热试点项目、特许权项目：1900h	优先发电小时数以外电量均参与电力市场，各类项目优先发电小时数如下： 带补贴光伏：635h	全额保量保价
山东	老项目（2024 年底前并网、或者进入 2024 年之前的省级实施方案名单项目）：90%保量保价、10%参与现货 新项目：2025 年到 2026 年，新增风电项目（含分散式风电）可自主选择全电量或		2024 年底前并网项目：100%保量保价 2025 年、2026 年新项目：风电、光伏分别为 30%、15%参与交易，其余保量保价

	30%发电量参与电力市场，新增光伏发电项目（含分布式光伏）可自主选择全电量或15%发电量参与电力市场	
黑龙江	平价风电、光伏项目：保障小时数分别为700、450h，其余入市 其他风电、光伏项目：全部入市	-
广西	全电量参与市场化交易，执行政府授权合约机制，绿电合约价格为375元/兆瓦时，常规合约价格为360元/兆瓦时	分布式光伏发电、分散式风电等分布式电源按有关规定参与市场化交易
河南	风电、光伏电量优先满足居民、农业用电需求，剩余电量按照政府授权中长期合约纳入电力中长期交易管理，与市场化用户形成授权合约，上网电价执行我省基准价	-
青海	集中并网光伏、风电企业（扶贫、特许经营权项目，光伏应用领跑者基地项目保障利用小时以内发电量除外）参与电力市场化交易	暂不入市
四川	优先电量以外的部分，可自愿参与绿电交易，绿电交易外的剩余电量可参与其他符合条件的交易 2025年风电、光伏（扶贫光伏除外）优先发电小时数分别为400h、300h	-
山西	积极引导和鼓励新能源项目参与市场交易	自2025年1月起，分布式新能源可自愿选择以独立或聚合方式参与绿电、绿证交易
江西	参与市场交易的新能源项目包括：1）存量在建统调项目按规定转为市场化消纳和交易的项目；2）2024年10月1日以后并网的统调项目；3）绿电交易新能源除绿电交易外的剩余电量 参与市场化交易的新能源场站，当期电量的60%（煤电与新能源联营项目为70%）保障性收购，剩余40%（煤电与新能源联营项目为30%）签订政府授权合约（差价合约）	-
安徽	平价集中式上网的风电和光伏发电企业全部参与绿色电力交易	2025年1月1日以后各案的“全额上网”和“自发自用，余量上网”的10千伏及以上电压等级平价工商业分布式光伏发电企业原则上均应当参与绿电交易
湖南	统调风电、集中式光伏不安排优先发电、全部入市获得电量	10kV及以上工商业分布式光伏原则上以独立主体方式参与湖南电力市场交易，10kV以下工商业分布式光伏以虚拟电厂聚合方式参与湖南电力市场交易。
甘肃	保障小时数以外部分全部入市 不同风电项目保障小时数：①常规风电120h、②示范/特许/扶贫风电2400h、③保障平价/分散式/通渭风电基地风电1560h 不同光伏项目保障小时数：①常规光伏100h、②特许/分布式/扶贫光伏/光热1500h、③保障平价光伏1300h	

资料来源：各省发改委、能源局网站、智汇光伏、颀合科技、新能源技术前沿、中国银河证券研究院

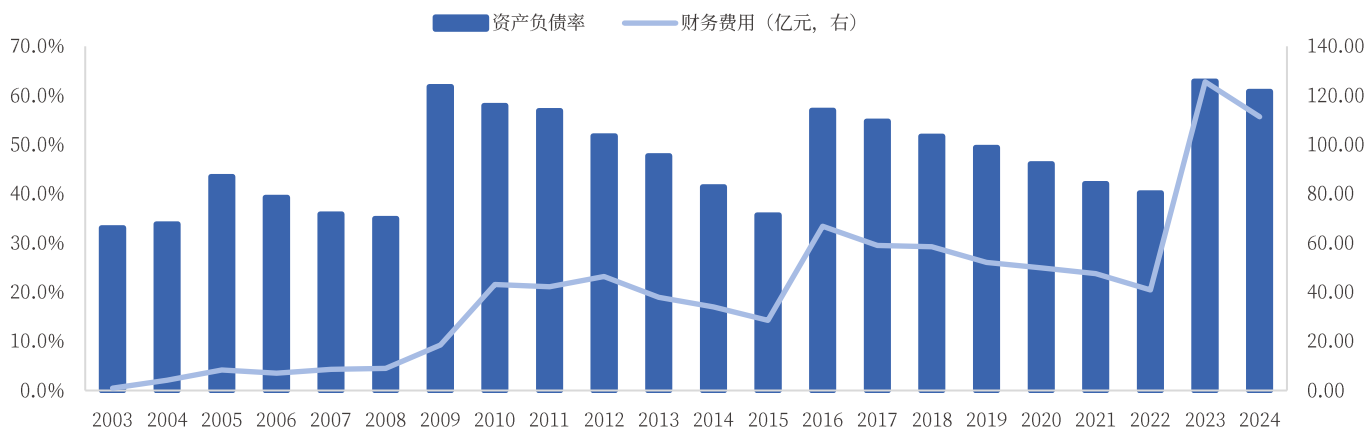
四、水电：大水电仍有成长性，股息率吸引力强

（一）财务费用下降+折旧到期+装机增量，大水电资产成长性仍值得期待

1. 财务费用下降+折旧陆续到期塑造水电业绩自然增长特性

以长江电力为例，溪向注入后、乌白注入前，年均财务费用减少 4.3 亿元，预计未来财务费用的压降对公司业绩的贡献仍然可观。考虑到三峡机组于 2003、2005、2007、2009、2011、2012 年分批注入，对长江电力在此期间的资产负债率、财务费用产生一定扰动，因此，我们主要观察 2016 年溪、向电站注入后且 2023 年乌、白电站注入前这段时间，公司资产负债率和财务费用的变化。2016-2022 年，公司资产负债率由 57.0% 下降 16.8pct 至 40.2%，叠加贷款利率步入下行通道，公司财务费用由 66.79 亿元减少 25.87 亿元至 40.92 亿元，对应年均减少 4.3 亿元。考虑到乌、白注入后，公司负债规模大幅提升，以及同期贷款利率快速下行，2024、25Q1 公司财务费用同比分别减少 14.3、3.7 亿元，降幅 11.3%、13.0%。参考溪、向注入后财务费用的压降进程，预计公司后续财务费用的减少规模或较 2024 年有所收窄，但仍有望维持较为可观的体量。

图44：长江电力资产负债率&财务费用



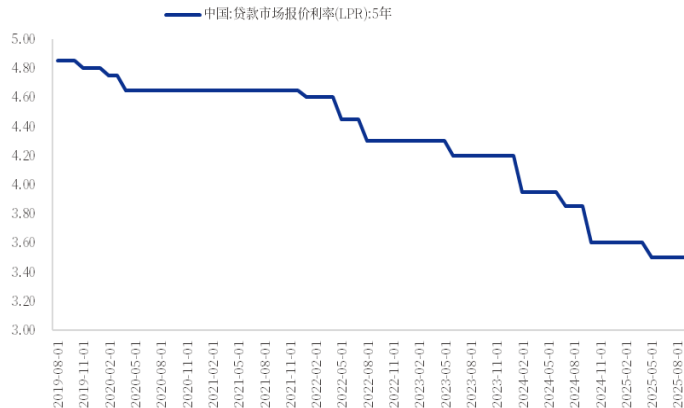
资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图45：贷款市场报价利率-1年（%）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图46：贷款市场报价利率-5年（%）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

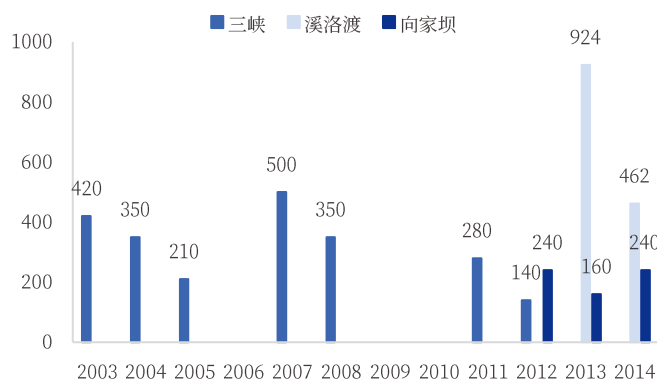
代表性水电公司中，短期 2-3 年维度内，长江电力、华能水电有望受益于机器设备折旧到期；而展望 2030 年，长江电力、华能水电、雅砻江均将迎来新一轮机器设备折旧到期。

长江电力：考虑 18 年的机器设备折旧年限，公司于 2007-2008 年投产的部分三峡电站机组折旧将于 25-27 年陆续到期，我们测算由此带来的成本减少接近 11 亿元。在此基础上，三峡剩余机组于 2011-2012 年陆续投产，且溪洛渡、向家坝电站于 2012 年开始投产，带动公司从 2029 年起进入新一轮折旧下行周期。

华能水电：考虑 12 年的机器设备折旧年限，公司 25-27 年有望受益于功果桥、糯扎渡、龙开口水电站机器设备折旧到期。公司澜沧江上游云南段的五座电站（乌弄龙、里底、黄登、大华桥、苗尾）机器设备折旧将于 2030 年前后集中到期。

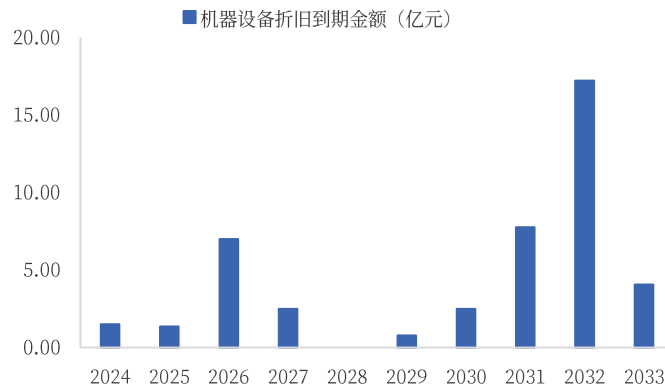
国投电力：根据公司披露，其水轮机发电机组的折旧年限为 12-18 年，我们假设按 18 年保守估计，则 2030-2035 年，公司锦官电源组、桐子林电站机器设备折旧将陆续到期。

图47：长江电力三峡、溪、向电站在不同年份投产的装机（万千瓦）



资料来源：长江电力公告、北极星水力发电网、中国电器工业协会、中国银河证券研究院

图48：长江电力三峡、溪、向电站机器设备折旧到期金额测算



资料来源：长江电力公告、北极星水力发电网、中国电器工业协会、中国银河证券研究院

表14：华能水电主要水电站投产时间

电站名称	装机容量（万千瓦）	首台机组投产时间	最后一台机组投产时间
乌弄龙	99	2018/12	2019/7
里底	42	2018/10	2019
托巴	140	2024/6	2025
黄登	190	2018	2018
大华桥	92	2018	2018
苗尾	140	2017/10	2018/6
功果桥	90	2011/10/31	2012/6/21
小湾	420	2009/9/19	2010/8/22
漫湾	167	1993/6/30	1995/6/28
糯扎渡	585	2012/8/23	2014/6/26
景洪	175	2008/6/17	2009/5/27
龙开口	180	2013/5/21	2014/1/26

资料来源：华能水电公告、中国银河证券研究院

表15: 国投电力-雅砻江流域水电站投产时间

电站	装机容量 (万千瓦)	首台机组投产时间	全部机组投产时间
桐子林	60	2015 年 10 月 28 日	2016 年 3 月 27 日
二滩	330	1998 年 8 月 18 日	1999 年 12 月 26 日
官地	240	2012 年 3 月 31 日	2013 年 3 月
锦屏二级	480	2012 年 12 月 30 日	2014 年 11 月 29 日
锦屏一级	360	2013 年 8 月 30 日	2014 年 7 月 12 日
杨房沟	150	2021 年 6 月 30 日	2021 年 10 月 16 日
两河口	300	2021 年 9 月 29 日	2022 年 3 月 18 日

资料来源: 四川日报、攀枝花新闻网、中国政府网、国资委、四川省人民政府、人民网、中国银河证券研究院

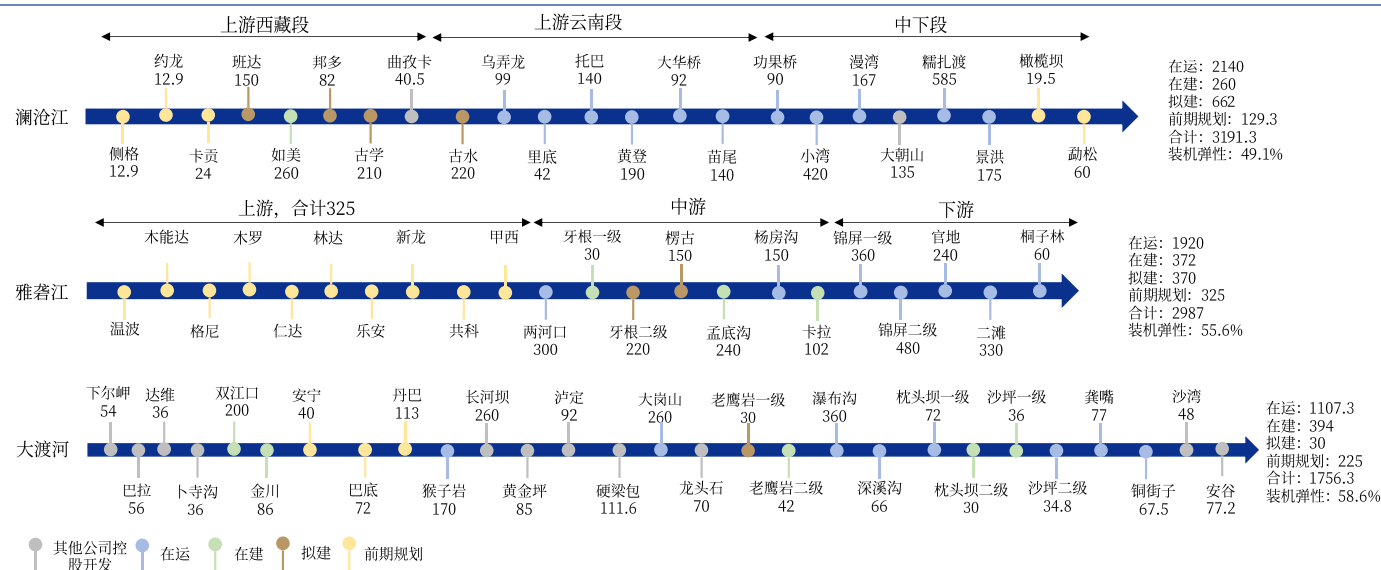
2.长期来看, 澜沧江、雅砻江、大渡河流域水电装机增长潜力仍较大, 有望贡献业绩弹性
即使不考虑水风光一体化, 仅聚焦流域水电增长潜力, 澜沧江、雅砻江、大渡河装机弹性均在 50%左右。

澜沧江: 截至 24 年末, 华能水电控股的澜沧江流域水电在运装机 2140 万千瓦 (托巴电站已于 24 年投运)。目前, 公司在建水电站为如美, 装机容量 260 万千瓦, 预计将于 2035 年全部投产; 拟建水电站为班达、邦多、古学、古水, 合计装机 662 万千瓦; 剩余电站处于前期规划阶段, 合计 129.3 万千瓦。基于此, 我们测算公司未来装机增长潜力可达 1051.3 万千瓦, 占在运装机的 49.1%。

雅砻江: 截至 24 年末, 国投电力控股的雅砻江流域水电在运装机 1920 万千瓦。目前, 公司在建水电站包括卡拉、孟底沟、牙根一级, 合计 372 万千瓦, 预计将分别于 2029、2031-2032、2028 年投产; 拟建水电站包括楞古、牙根二级, 合计 370 万千瓦; 处于前期规划阶段的主要为雅砻江上游 10 座电站, 合计 325 万千瓦。基于此, 我们测算公司远期装机增长潜力为 1067 万千瓦, 占在运装机的 55.6%。

大渡河: 截至 24 年末, 国能大渡河控股的大渡河流域水电在运装机为 1107.3 万千瓦。目前, 公司在建水电站包括双江口、金川、枕头坝二级、沙坪一级、老鹰岩二级, 合计 394 万千瓦, 其中前 4 座电站将于 2025-2026 年陆续投产 (2025、2026 年分别投产 136.5、215.5 万千瓦), 老鹰岩二级计划于 2029 年投产发电; 拟建水电站包括老鹰岩一级, 装机 30 万千瓦; 处于前期规划阶段的电站包括安宁、巴底、丹巴, 合计 225 万千瓦。基于此, 我们测算国能大渡河公司远期装机增量为 649 万千瓦, 占在运装机的 58.6%。

图49：澜沧江、雅砻江、大渡河流域水电项目梳理（图中数字单位为万千瓦）



资料来源：华能水电公告、雅砻江公司公告、国投在线、国能大渡河公司公告、国电电力公告、中国银河证券研究院

（二）低利率环境下，水电股息率具备较高吸引力

低利率环境下，以长江电力为代表的水电资产，盈利韧性较强且分红慷慨，当前股息率具备较高吸引力。考虑到水电企业成本端以折旧为主，相对稳定，其盈利主要受电量、电价的影响。我们认为水电资产，尤其是大水电资产的盈利韧性一方面来自于上网电价受火电市场化电价的影响弱于市场预期，另一方面，拉长时间周期来看，来水存在均值回归属性，而2024年多数流域来水并未修复到历史平均水平。

电价：25Q1 数据显示火电电价下行对水电影响有限。25Q1，以长江电力为代表的外送水电，上网电价同比仅下降0.52%，或表明外送大水电电价受当地火电电价下行的影响小于市场预期。华能水电25Q1综合上网电价同比下降7.3%，我们预计有三方面原因：1）电量结构问题，电价相对较高的澜上5座电站（暂不考虑TB）电量占比同比有所下滑；2）送广东框架外电量受广东市场化电价下行影响；3）云南省内市场化交易电价同比下降。川投能源25Q1上网电价大幅增长23.32%，主要系2025年公司控股水电企业常规直供电合同电价按照分水期（丰、平、枯）电价谈判签约，2024年同期按照全年综合交易电价签约；签约方式差异带来了Q1（枯水期）水电售电价格的暂时性增长。

表16：主要水电企业上网电价（元/kwh）

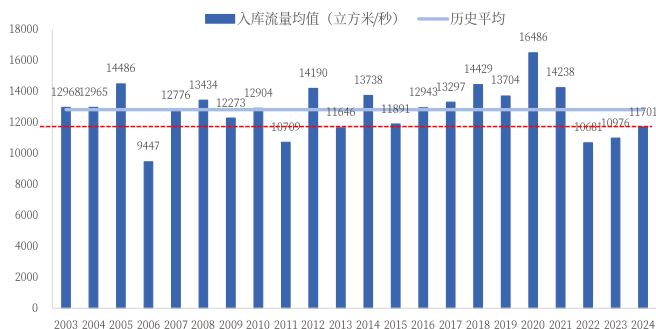
公司	25Q1	24Q1	YOY	备注
川投能源	0.349	0.283	23.32%	公司披露的水电上网电价，不含税
长江电力	0.295	0.297	-0.52%	营收/发电量
华能水电	0.255	0.275	-7.30%	营收/上网电量，含新能源

资料来源：对应公司公告、中国银河证券研究院

来水：具备均值回归属性，2024年来水好于2022-2023年，但并未达到历史偏丰水平。以三峡电站为例，来水呈现丰枯交替态势。2024年三峡日频入库流量均值为11701立方米/秒，较2006、2011、2022、2023年的来水情况有明显改善，但与极度偏丰的2020年、以及偏丰的2005、2012、2018、2021年均存在显著差距。在此基础上，观测雅砻江、大渡河流域2024年的来水情况，其中，雅砻江与三峡类似，2024年来水优于2022、2023年，但不及2020、2021年；大渡河2024年来水在五年的时间维度上

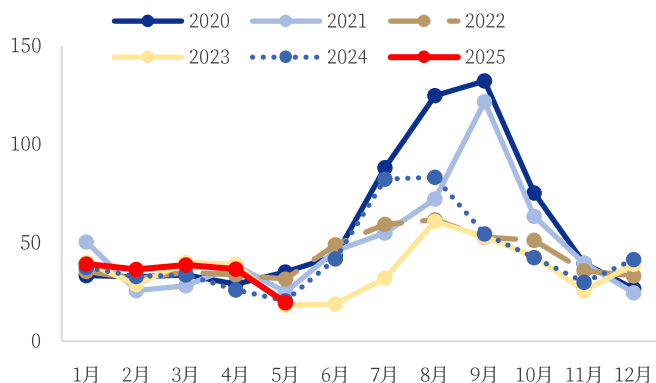
仅次于2020年。而短期来看，2025年4月全国水电发电量同比增速转负、5月降幅进一步扩大，一定程度上受到24年同期高基数的影响，但另一方面，考虑到2024年不同流域来水好转的时间存在差异，预计不同流域水电企业的发电量同比增速或有分化。具体而言，2024年三峡电站入库流量从4月即开始出现同比大幅增长的情况，但8月丰枯急转，增速转负，而对于大渡河、雅砻江流域，从2024年5月开始来水才有明显好转，且分别于2024年9月、10月明显转枯。

图50：三峡电站入库流量均值



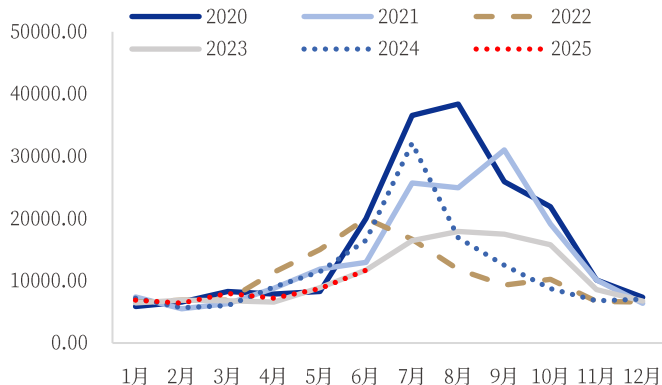
资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图52：雅砻江月度来水量（亿立方米）



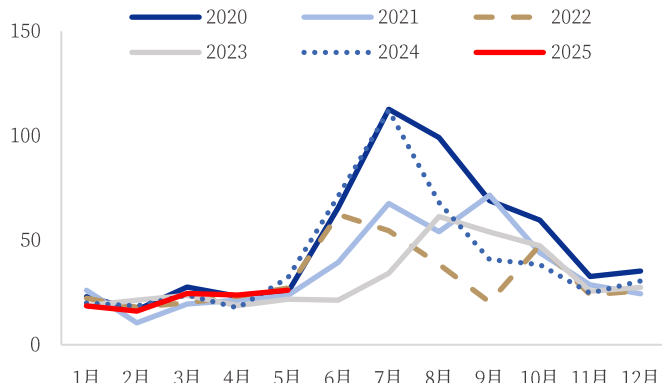
资料来源：四川省水文水资源勘测中心、中国银河证券研究院

图51：三峡电站月度入库流量（立方米/秒）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图53：大渡河月度来水量（亿立方米）



资料来源：四川省水文水资源勘测中心、中国银河证券研究院

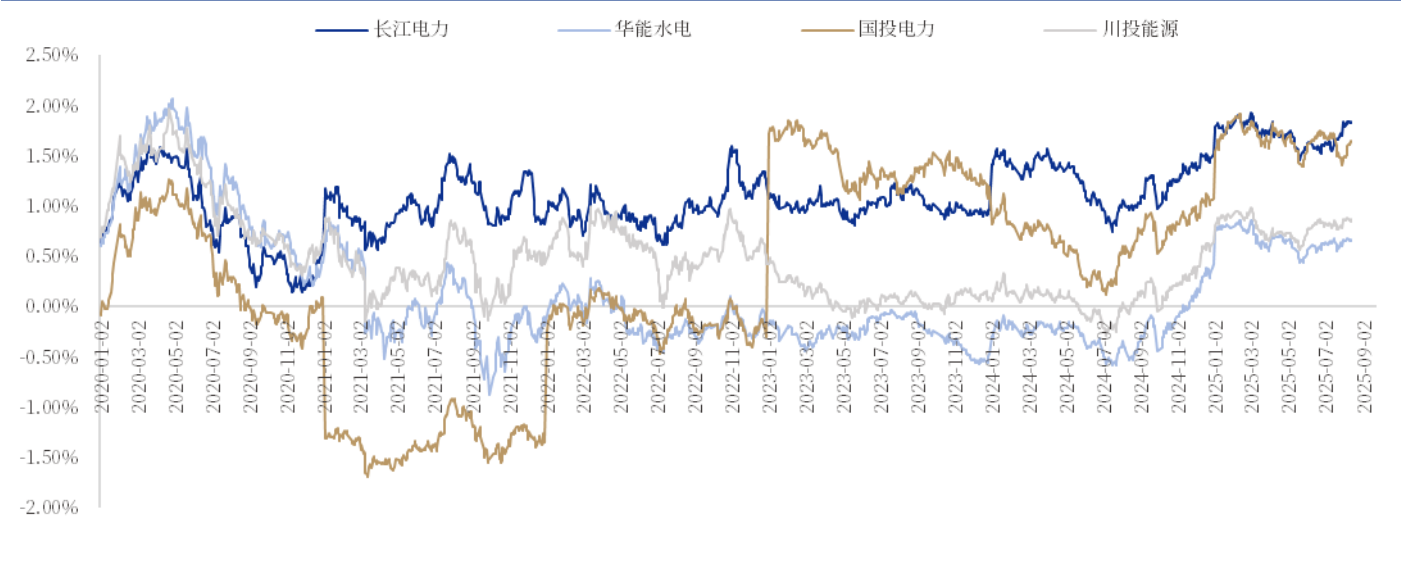
四家代表性水电企业均有较为明确的分红承诺，2025E股息率相较于十年期国债收益率的利差处于2020年以来的高位。在业绩相对稳健的基础上，我们关注水电企业的分红确定性。目前长江电力、华能水电、国投电力、川投能源的分红承诺均在有效期内，前三者分红比例不低于70%、50%、55%，川投能源承诺每股现金红利不低于0.4元（含税）。基于各家公司2025E wind一致盈利预测，结合前述分红承诺，我们测算四家公司2025/9/24股价对应的股息率分别为3.61%、2.36%、3.82%、2.81%，较十年期国债收益率的利差分别为158、57、170、83bp，处于2020年以来94%、70%、99%、87%的分位数，配置价值凸显。

表17：四家代表性水电企业分红承诺

公司	具体内容
长江电力	2021-2025 年每年度的利润分配按不低于当年实现净利润的 70%进行现金分红。
华能水电	公司在当年盈利、且无未弥补亏损的条件下，如无重大投资计划或重大现金支出事项发生、资产负债率未超过 75%，应当采取现金方式分配股利。公司每年以现金方式分配的利润不少于当年实现的可供分配利润的百分之五十。
国投电力	2024-2026 年拟每年以现金分配的利润原则上不少于当年实现的合并报表可分配利润的 55%。
川投能源	2023-2025 年每年以现金方式分配的利润原则上每 10 股不低于 4 元（含税）。

资料来源：长江电力、华能水电、国投电力、川投能源公司公告、中国银河证券研究院

图54：四家代表性水电企业股息率相较十年期国债收益率的利差



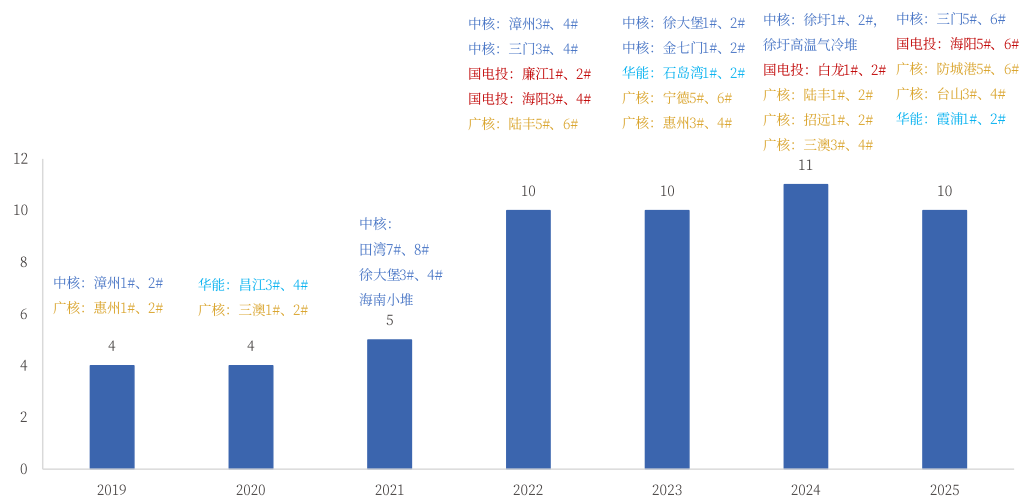
资料来源：Wind、中国银河证券研究院

五、核电：装机成长空间大，四代堆技术取得突破

（一）核准常态化，聚焦中长期维度的装机弹性

2025 年核电核准已落地，连续四年维持 ≥ 10 台机组的核准规模。2025 年 4 月 27 日，国务院常务会议核准浙江三门三期等 5 个核电项目。具体包括中广核防城港 5#、6#机组，单机容量 120.8 万千瓦；中广核台山 3#、4#机组，单机容量 120 万千瓦；中国核电三门 5#、6#机组，单机容量 121.5 万千瓦；国家核电山东海阳 5#、6#机组，单机容量 130 万千瓦；华能福建霞浦 1#、2#机组，单机容量约 125 万千瓦；共计 10 台机组、装机容量 1234.6 万千瓦。2022-2025 年，我国已连续 4 年核准核电机组数量 ≥ 10 台。

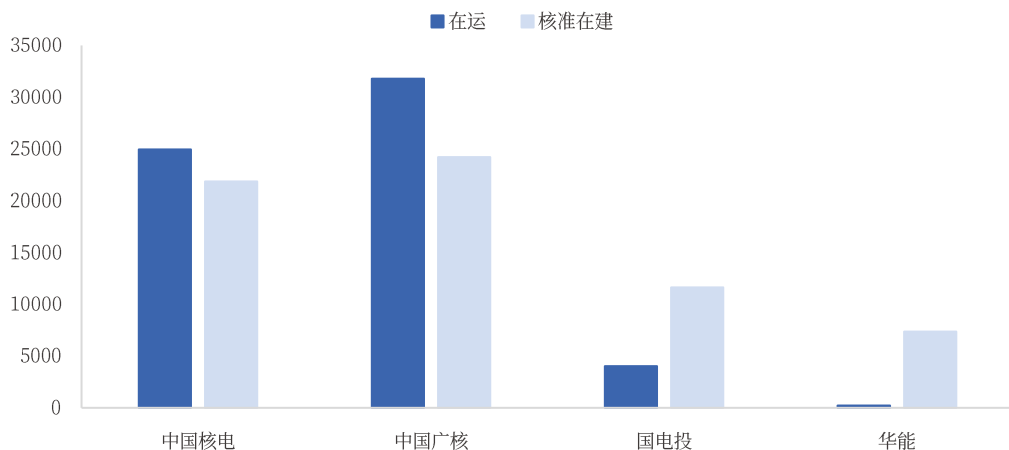
图55：近年我国核电核准情况（台）



资料来源：中国核电公告、中国广核公告、国家能源局、中国能源报、核能号、中国银河证券研究院

核电进入积极有序发展新阶段，长期来看核准在建装机容量为在运装机的 107%。2021 年 3 月的《政府工作报告》中提出“在确保安全的前提下积极有序发展核电”，为近 10 年来首次使用“积极”一词对核电进行政策表述。根据中国核能行业协会轮值理事长杨长利 4 月 27 日在“2025 春季核能可持续发展国际论坛”上介绍，截至目前，我国商运核电机组 58 台、装机容量 6096 万千瓦；核准在建机组 44 台，装机容量 5235 万千瓦。在此基础上，如考虑此次新核准的 10 台机组，我国核准在建核电机组将达 54 台，装机容量 6506.5 万千瓦，占在运装机规模的 107%。具体到四家核电运营商而言，我们统计中国核电、中国广核（含红沿河核电）、国家核电、华能核电在运装机分别为 2496.2、3179.8、404.0、21.2 万千瓦，核准在建装机分别为 2185.9、2422.2、1163.4、735.0 万千瓦，对应弹性分别为 88%、76%、288%、3483%。

图56：四家核电运营商在运、核准在建装机梳理（MW）

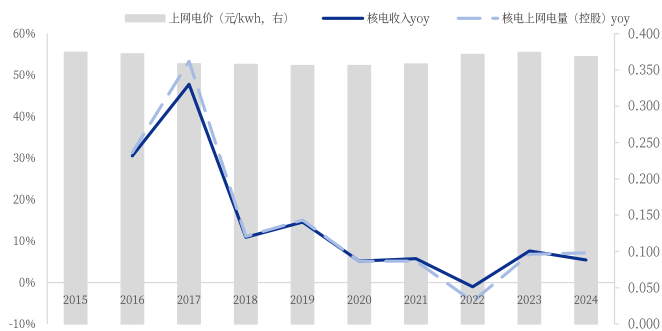


资料来源：中国核电公告、中国广核公告、国家能源局、中国能源报、核能号、中国银河证券研究院

注：红沿河核电计入中国广核。

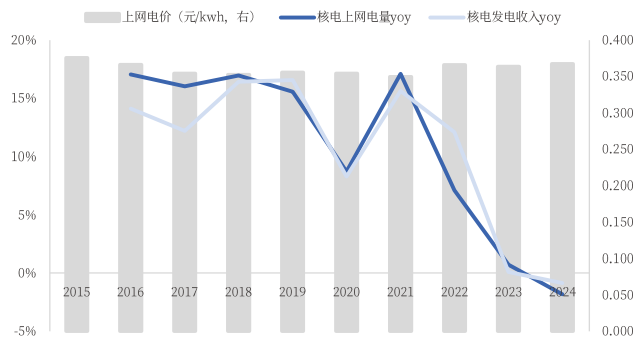
拉长时间来看，两家核电企业的电价波动十分有限，建议重点关注装机增量对业绩的驱动。回顾两家核电企业过去十年的综合上网电价水平（以核电收入/上网电量进行测算，排除在此期间增值税率变化对含税电价的影响），尽管电力市场化持续推进，但考虑到多数省份存在超额收益回收机制，核电综合上网电价的波动幅度非常有限。2015-2024年，中国广核、中国核电的上网电价同比增速维持在-4%~+4%，-3%~+5%区间内。基于此，我们认为新机组投产带来的电量增长对核电企业的业绩拉动效果将更为显著。基于对两家企业机组建设节奏的梳理，预计中国广核、中国核电将分别于2026、2027年进入新一轮投产高峰期。

图57：中国广核综合上网电价



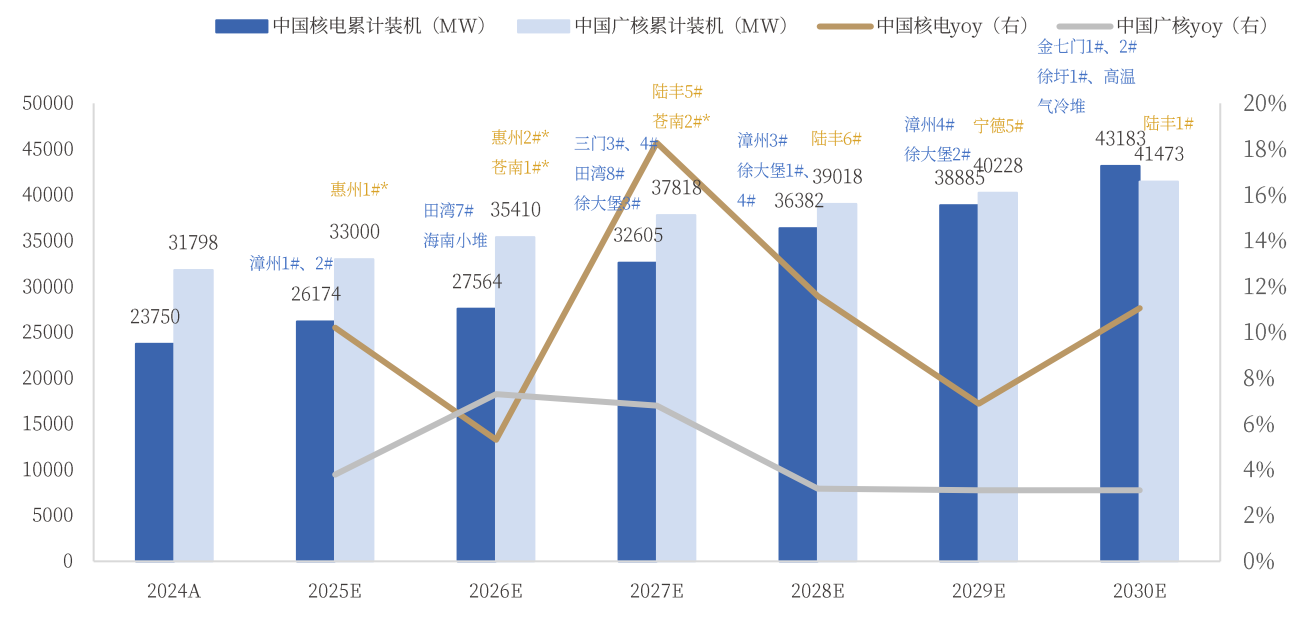
资料来源：中国广核公告、中国银河证券研究院

图58：中国核电综合上网电价



资料来源：中国核电公告、中国银河证券研究院

图59：中国核电、中国广核机组投运节奏（MW）



资料来源：中国核电公告、中国广核公告、中国银河证券研究院

注：1) 标*表示由控股股东委托管理的机组，图中对中国广核的累计装机预测未考虑资产注入与机组投产可能存在的时间差异；2) 机组投运节奏根据中国核电、中国广核 2024 年年报中披露的机组预计投产时间确定，如后续有变化，以公司最新披露的数据为准。

（二）三代堆成为在建主流，四代堆技术取得突破

核电技术已从第一代发展至第四代，甚至第五代也已被提出。从核电站技术演变来看，主要可划分四代核电技术。第一代是实验性的核电站，主要是为了通过试验示范形式来验证其核电在工程实施上的可行性，目前已基本退役；第二代核电技术具有标准化、系列化、批量化的特点，安全性、经济性均提高，但应对严重事故的能力仍薄弱；第三代核电技术是主流，安全性更高，建造周期缩短，寿命延长,目前我国新建均为三代机型，正在逐步取缔二代+机组成为主力；第四代仍在发展阶段，预计 2030 年左右推出解决核能经济性、安全性、可持续性、废物处理和防止核扩散问题的核能系统；第五代核能系统是一种“核能协同网络”的概念，具有系统性、灵活性和多能性三大特点。

表18：第一代至第四代核电技术特性及典型堆型

阶段	技术特性	典型的核电机组堆型
第一代	机组发电容量不大，但体积较大；存在诸多安全隐患；发电成本较高	英国和法国建造的“美诺克斯”天然铀石墨气冷堆 前苏联早期建造的轻水冷却石墨慢化堆 美国早期建造的压水堆和沸水堆
第二代	商业化、标准化，技术设计依据比较完备的核安全法规 and 标准以及确定论的方法，并考虑设计基准事故的要求	美国西屋公司推出的 Model 212、312、314、414 系列压水堆 美国通用电气、日本日立以及东芝推出的 BWR 沸水堆 加拿大原子能有限公司和安大略水电公司研制的 CANDU 堆
第三代	比第二代核电技术具有更好的安全性和经济性，可减缓严重事故的风险，从而使堆芯熔化和放射性物质大量释放的概率进一步降低	美国西屋公司非能动先进压水堆 AP1000 欧洲先进压水堆 EPR 华龙一号 HPR1000
第四代	将进一步满足经济性、安全性、核废物处理和防止核扩散方面的需求	超高温堆、超临界水堆、气冷快堆、铅冷快堆、钠冷快堆和熔盐堆

资料来源：中国核电招股说明书、中国银河证券研究院

三代堆成为在建主流。目前我国在建三代核电机组超过 40 台，呈现多基地、多机组同时在建态势。其中中国广核在建机组以华龙一号堆型为主；中国核电在建机组包括华龙一号、玲珑一号、VVER-1200、CAP1000 等多种三代堆型。三代核电技术的自主创新，带动了高端装备制造业升级。根据中国电力网报道，“华龙一号”涉及 5300 多家设备供货厂家，分布全国各地，各项组件共计 6 万多台套设备，所有核心设备实现国产，设备国产率达到 88% 以上。一大批核电装备和零部件生产企业伴随“华龙一号”迅速成长，我国核电建造队伍也已全面掌握自主建造三代核电站的核心技术和建设经验。

表19：我国在建核电机组

机组	技术	路线	装机/万千瓦	总投资/亿元	单位投资/万元每千瓦	首台投运时间	投资主体
三门 3、4	三代	CAP1000	250.2	428.3	1.71	2027	中国核电
三门 5、6	三代	华龙一号	243			2031	中国核电
金七门 1、2	三代	华龙一号	243	414.5	1.71	2030	中国核电
田湾 7、8	三代	VVER-1200	253	491.2	1.94	2026	中国核电
徐圩核能供热	三代、四代	华龙一号、高温气冷堆	307.6	678.7	2.21	2030	中国核电
漳州 2-4	三代	华龙一号	363.6	556.8	1.53	2025	中国核电
昌江小型堆	三代	玲龙一号	12.5	53.1	4.25	2026	中国核电
徐大堡 1-4	三代	CAP1000、VVER1200	513	872	1.70	2027	中国核电
陆丰 1、2、5、6	三代	CAP1000、华龙一号	489	802.2	1.64	2027	中国广核
惠州 1-4	三代	华龙一号	482.2	846	1.75	2025	中国广核
宁德 5、6	三代	华龙一号	242.0	415.0	1.71	2029	中国广核
苍南 1-4	三代	华龙一号	484.6	792	1.63	2026	中国广核
海阳 3-6	三代	CAP1000	510			2027	国家核电
国和一号	三代	CAP1400	153.4			2025	国家核电
廉江 1、2	三代	CAP1000	250	400	1.60	2028	国家核电
石岛湾 1、2	三代	华龙一号	245			2029	华能核电
昌江 3、4	三代	华龙一号	240	400	1.67	2026	华能核电

资料来源：中国核电公告、中国广核公告、中国核电网等、中国银河证券研究院

首座第四代核电站商运投产，我国四代堆技术全球领先。第四代核电站的主要开发目标主要有核能的可持续发展，即通过对核燃料的有效利用，实现提供持续能源，并实现核废物的最少化；提高安全性和可靠性，大幅度降低堆芯损伤的概率集成度，并具有快速恢复反应堆运行的能力，取消在厂址外采取应急措施的必要性；提高经济性以及防止核扩散等。根据中国核电网报道，华能石岛湾高温气冷堆核电站示范工程 2023 年 12 月 6 日商运投产，成为世界首个实现模块化第四代核电技术商业化运行的核电站。该项目是世界首座球床模块式高温气冷堆项目，过程中研制出 2200 多套世界首台(套)设备，设备国产化率达 93.4%。

六、投资策略

（一）投资建议

“十五五”期间随着全国统一电力市场建成，各类电源全面参与市场，电力商品价值进一步细分。在此基础上，火电有望增强其保供及调节价值，个股建议关注大唐发电、建投能源等；新能源全面入市后考验电站运营能力，看好具备区域优势和成本优势的企业。个股建议关注龙源电力、三峡能源、福能股份、中闽能源等；水电在低利率环境下股息率具备吸引力，个股建议关注长江电力、川投能源等；核电聚焦中长期维度装机弹性，个股建议关注中国核电、中国广核。

（二）投资组合与盈利预测

表20：重点公用事业公司盈利预测与估值（2025 年 9 月 25 日）

代码	简称	股价	EPS				PE				投资评级
			2024A	2025E	2026E	2027E	2024A	2025E	2026E	2027E	
600011.SH	华能国际	7.15	0.65	0.81	0.86	0.89	11.1	8.8	8.3	8.0	推荐
600795.SH	国电电力	4.99	0.55	0.39	0.44	0.49	9.1	12.8	11.3	10.2	推荐
601991.SH	大唐发电	3.37	0.24	0.34	0.36	0.38	13.8	9.9	9.4	8.9	推荐
000600.SZ	建投能源	7.03	0.29	0.78	0.85	0.92	23.9	9.0	8.3	7.6	推荐
002128.SZ	电投能源	22.33	2.38	2.47	2.67	2.75	9.4	9.0	8.4	8.1	推荐
000543.SZ	皖能电力	7.04	0.91	1.00	1.05	1.11	7.7	7.0	6.7	6.3	推荐
002608.SZ	江苏国信	8.02	0.86	0.88	0.90	0.90	9.4	9.1	8.9	8.9	推荐
002015.SZ	协鑫能科	12.47	0.30	0.69	0.82	0.97	41.4	18.1	15.2	12.9	推荐
600905.SH	三峡能源	4.24	0.21	0.22	0.24	0.26	19.8	19.2	17.9	16.1	推荐
001289.SZ	龙源电力	16.85	0.76	0.77	0.85	0.95	22.2	21.9	19.8	17.7	推荐
000537.SZ	中绿电	8.88	0.49	0.63	0.69	0.86	18.2	14.0	12.9	10.4	推荐
600900.SH	长江电力	27.29	1.33	1.39	1.46	1.51	20.5	19.6	18.7	18.1	推荐
600025.SH	华能水电	9.27	0.46	0.48	0.51	0.51	20.1	19.3	18.2	18.1	推荐
600674.SH	川投能源	14.22	0.92	1.02	1.09	1.12	15.4	14.0	13.1	12.7	推荐
600886.SH	国投电力	13.04	0.83	0.89	0.93	0.95	15.7	14.6	14.1	13.7	推荐
601985.SH	中国核电	8.52	0.43	0.48	0.50	0.55	20.0	17.7	17.2	15.5	推荐
003816.SZ	中国广核	3.63	0.21	0.19	0.21	0.23	17.0	18.8	17.3	15.8	推荐

资料来源：Wind、中国银河证券研究院

七、风险提示

电力需求不及预期的风险。全社会用电量作为电力行业的需求端，如增速不及预期，将影响各类电源的发电量增速。

来水、来风、光照资源条件不及预期的影响。水电、风电、光伏“靠天吃饭”的特征较为明显，如自然资源条件不及预期，将直接影响相关公司的利用小时数和发电量。

电价超预期下跌的风险。电力市场化进程中，如因为竞争加剧等原因导致电价超预期下调，将直接影响相关公司的收入。

煤炭价格超预期上涨的风险。煤炭为火电企业的主要成本来源，如煤价出现超预期上涨，会对相关企业的盈利能力形成拖累。

图表目录

图 1: 全国省间和省内电力市场主要交易品种.....	4
图 2: 新型电力系统四大基本特征	5
图 3: 市场化交易电量及占比 (右)	7
图 4: 2025 年上半年省间、省内交易电量 (亿千瓦时)	7
图 5: 我国电力辅助服务市场品种	9
图 6: 2024 年各地辅助服务市场费用情况.....	10
图 7: 英国辅助服务市场规模发展	10
图 8: 澳大利亚辅助服务成本变化示意图	10
图 9: 全国绿证交易规模及同比 (右)	11
图 10: 全国绿电交易规模及同比 (右)	11
图 11: 全国绿证交易均价	12
图 12: 全国碳市场排放配额价格 (元/吨)	12
图 13: 2025 年上半年全国电源装机结构 (万千瓦)	13
图 14: 2030 年全国电源装机结构预测 (万千瓦)	13
图 15: 2025 年上半年全国电源装机结构与 2030 年全国电源装机结构预测 (万千瓦)	13
图 16: 2024 年全国分电源发电量结构 (亿千瓦时)	14
图 17: 2030 年全国分电源发电量结构预测 (亿千瓦时)	14
图 18: 2024 年全国分电源发电量结构与 2030 年全国电源分电源发电量结构预测 (亿千瓦时)	14
图 19: 全国火电装机 (万千瓦) 及占比 (右)	15
图 20: 全国火电装机发电量 (亿千瓦时) 及占比 (右)	15
图 21: 全国火电平均利用小时及预测	15
图 22: 晋陕蒙新四省原煤产量 (万吨) 及同比 (% , 右)	17
图 23: 晋陕蒙新四省原煤产量 (万吨) 及占全国的比例 (% , 右)	17
图 24: 全国原煤累计产量 (万吨) 及同比 (% , 右)	17
图 25: 进口煤数量 (万吨) 及同比 (% , 右)	17
图 26: 电力行业动力煤累计消费 (万吨) 及同比 (右)	18
图 27: 其他行业动力煤累计消费 (万吨) 及同比 (右)	18
图 28: 北方港口煤炭库存 (万吨)	18
图 29: 沿海港口煤炭库存 (万吨)	18
图 30: 秦皇岛 5500 大卡动力煤市场价 (元/吨)	19
图 31: 2025 年 4 月部分现货市场电价 (元/MWh)	19
图 32: 华能国际辅助服务收入及度电辅助服务收入 (右)	20
图 33: 2025 年煤电现金流构成预测 (保守假设)	21
图 34: 2030 年煤电现金流构成预测 (保守假设)	21

图 35: 近 5 年火电板块 PB 走势	22
图 36: 近 5 年水电板块 PB 走势	22
图 37: 《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》要点梳理	24
图 38: 新能源新增装机预测 (万千瓦)	24
图 39: 新能源累计装机预测 (万千瓦)	24
图 40: 发电装机结构	25
图 41: 2024 年发电量结构	25
图 42: 2024 年风电、光伏现货价格对比 (元/MWh)	25
图 43: 风、光单位投资成本及 LCOE	25
图 44: 长江电力资产负债率&财务费用	32
图 45: 贷款市场报价利率-1 年 (%)	32
图 46: 贷款市场报价利率-5 年 (%)	32
图 47: 长江电力三峡、溪、向电站在不同年份投产的装机 (万千瓦)	33
图 48: 长江电力三峡、溪、向电站机器设备折旧到期金额测算	33
图 49: 澜沧江、雅砻江、大渡河流域水电项目梳理 (图中数字单位为万千瓦)	35
图 50: 三峡电站入库流量均值	36
图 51: 三峡电站月度入库流量 (立方米/秒)	36
图 52: 雅砻江月度来水量 (亿立方米)	36
图 53: 大渡河月度来水量 (亿立方米)	36
图 54: 四家代表性水电企业股息率相较十年期国债收益率的利差	37
图 55: 近年我国核电核准情况 (台)	38
图 56: 四家核电运营商在运、核准在建装机梳理 (MW)	39
图 57: 中国广核综合上网电价	39
图 58: 中国核电综合上网电价	39
图 59: 中国核电、中国广核机组投运节奏 (MW)	40
表 1: 全国统一电力市场相关政策	6
表 2: 电力商品多元价值	7
表 3: 部分省区中长期交易最小周期	8
表 4: 电力现货市场建设进展及规划	8
表 5: 辅助服务市场规模预测 (包括“十五五”期间通过现货价差实现的调峰收入)	11
表 6: 煤电度电容量电价 (元/千瓦时)	12
表 7: 煤炭行业重要政策	16
表 8: 辅助服务市场规模预测 (包括“十五五”期间通过现货价差实现的调峰收入)	20
表 9: 单位 GW 煤电盈利能力预测	21
表 10: 《分布式光伏发电开发建设管理办法》要点梳理	23

表 11: 光伏电站 IRR 测算..... 26

表 12: 各省机制电量、机制电价政策汇总 27

表 13: 2025 年各省新能源入市政策梳理（不完全统计） 30

表 14: 华能水电主要水电站投产时间 33

表 15: 国投电力-雅砻江流域水电站投产时间 34

表 16: 主要水电企业上网电价（元/kwh） 35

表 17: 四家代表性水电企业分红承诺 37

表 18: 第一代至第四代核电技术特性及典型堆型 40

表 19: 我国在建核电机组..... 41

表 20: 重点公用事业公司盈利预测与估值（2025 年 9 月 25 日） 42

分析师承诺及简介

本人承诺以勤勉的执业态度，独立、客观地出具本报告，本报告清晰准确地反映本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也将不会与本报告的具体推荐或观点直接或间接相关。

陶贻功，环保公用行业首席分析师，毕业于中国矿业大学(北京)，超过 10 年行业研究经验，长期从事环保公用及产业链上下游研究工作。曾就职于民生证券、太平洋证券，2022 年 1 月加入中国银河证券。

梁悠南，公用事业行业分析师，毕业于清华大学(本科)，加州大学洛杉矶分校(硕士)，纽约州立大学布法罗分校(硕士)。于 2021 年加入中国银河证券，从事公用事业行业研究。

免责声明

本报告由中国银河证券股份有限公司（以下简称银河证券）向其客户提供。银河证券无需因接收人收到本报告而视其为客户。若您并非银河证券客户中的专业投资者，为保证服务质量、控制投资风险、应首先联系银河证券机构销售部门或客户经理，完成投资者适当性匹配，并充分了解该项服务的性质、特点、使用的注意事项以及若不当使用可能带来的风险或损失。

本报告所载的全部内容只提供给客户做参考之用，并不构成对客户的投资咨询建议，并非作为买卖、认购证券或其它金融工具的邀请或保证。客户不应单纯依靠本报告而取代自我独立判断。银河证券认为本报告资料来源是可靠的，所载内容及观点客观公正，但不担保其准确性或完整性。本报告所载内容反映的是银河证券在最初发表本报告日期当日的判断，银河证券可发出其它与本报告所载内容不一致或有不同结论的报告，但银河证券没有义务和责任去及时更新本报告涉及的内容并通知客户。银河证券不对因客户使用本报告而导致的损失负任何责任。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的银河证券网站以外的地址或超级链接，银河证券不对其内容负责。链接网站的内容不构成本报告的任何部分，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

银河证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。银河证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

银河证券已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。除非另有说明，所有本报告的版权属于银河证券。未经银河证券书面授权许可，任何机构或个人不得以任何形式转发、转载、翻版或传播本报告。特提醒公众投资者慎重使用未经授权刊载或者转发的本公司证券研究报告。

本报告版权归银河证券所有并保留最终解释权。

评级标准

评级标准	评级	说明
评级标准为报告发布日后的 6 到 12 个月行业指数（或公司股价）相对市场表现，其中：A 股市场以沪深 300 指数为基准，新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准，北交所市场以北证 50 指数为基准，香港市场以恒生指数为基准。	行业评级	推荐：相对基准指数涨幅 10%以上
		中性：相对基准指数涨幅在-5%~10%之间
		回避：相对基准指数跌幅 5%以上
	公司评级	推荐：相对基准指数涨幅 20%以上
		谨慎推荐：相对基准指数涨幅在 5%~20%之间
		中性：相对基准指数涨幅在-5%~5%之间
		回避：相对基准指数跌幅 5%以上

联系

中国银河证券股份有限公司 研究院

深圳市福田区金田路 3088 号中洲大厦 20 层

上海浦东新区富城路 99 号震旦大厦 31 层

北京市丰台区西营街 8 号院 1 号楼青海金融大厦

公司网址：www.chinastock.com.cn

机构请致电：

深广地区：程曦 0755-83471683 chengxi_yj@chinastock.com.cn
 苏一耘 0755-83479312 suyiyun_yj@chinastock.com.cn
 上海地区：陆韵如 021-60387901 luyunru_yj@chinastock.com.cn
 李洋洋 021-20252671 liyangyang_yj@chinastock.com.cn
 北京地区：田薇 010-80927721 tianwei@chinastock.com.cn
 褚颖 010-80927755 chuying_yj@chinastock.com.cn