



电力系统转型持续推进，兼具周期红利成长属性

电力行业2025年度投资策略

姓名 周磊（分析师）

证书编号：S0790524090002

邮箱：zhoulei1@kysec.cn

2024年11月8日

核心观点

1.行业回顾：用电需求稳定，电力投资增长，市场涨幅居前

2024年前三季度全社会用电量7.43万亿千瓦时，同比增长8.2%；电源投资完成额5959亿元，同比增长7.6%；电网投资完成额3982亿元，同比增长21.1%。截至2024年11月7日，公用事业板块2024年内实现涨幅12.5%，在31个一级行业中排名第14；电力板块实现涨幅13.1%，电网设备板块实现涨幅15.8%，分别在124个二级行业中排名第46和第38。

2.电力：市场功能不断完善，还原电力商品属性，资产价值有望迎来重估

(1) **火电：电价机制逐渐健全，有望提高火电经营稳定性。**现阶段火电盈利对长协电价和煤价敏感度较高，容量电价的出台托底火电固定成本，辅助服务收入提振火电调峰服务边际收益，助力火电向支撑性电源平稳过渡。(2) **水电：澜沧江、雅砻江流域仍有开发潜力，水风光基地有望扩展增长空间。**澜沧江、雅砻江流域水电装机增量空间仍有50%左右。水光互补能够利用水电灵活性优势，提高新能源发电利用率。“十四五”可再生能源发展规划提出，依托西南水电基地，推进水风光综合基地开发建设。(3) **核电：核准有望常态化，行业成长属性得到强化。**我国自主核电技术“华龙一号”先进性得到验证，核电核准建设提速，2022-2024年共核准31台机组。当前我国核电在电力结构中的占比远低于世界平均水平；未来十年有望保持每年开工8-10台百万千瓦核电机组的建设节奏。(4) **绿电：多措并举保障新能源发展，电-碳市场有望传导绿电环境价值。**随着电网通道、调节电源的快速建设，绿电消纳的物理限制有望得到缓解；而碳排双控的逐渐收紧和电-碳市场联动机制建立有望打通绿电环境价值传导。

3.电网设备：国内总量高增、结构分化，海外市场景气延续

截至2024年10月底，国网输变电设备、特高压设备和电表招标额分别达2023年招标额的97.4%、44.2%、72.6%，2024Q4招标有望加快。2024年前三季度，主要电力设备出口总金额3644.99亿美元，同比增长9.0%，变压器和高压开关高增，海外市场景气度延续。

4.受益标的：兼具周期、红利、成长等属性，关注电力央国企并购重组机会

(1) **火电：**华润电力(H)、华电国际、国电电力、浙能电力、申能股份、皖能电力等；(2) **水电：**长江电力、华能水电、国投电力、川投能源、黔源电力等；(3) **核电：**中国核电、中国广核、中广核电力(H)等；(4) **绿电：**龙源电力(H)、中国电力(H)、中广核新能源(H)、中闽能源、三峡能源等；(5) **电网设备：**平高电气、许继电气、中国西电、国电南瑞、四方股份、思源电气、华明装备、金盘科技、三星医疗、海兴电力等。

5.风险提示：电源投资不及预期、利用小时数下降风险、电网建设不及预期、电力市场建设不及预期、燃料成本上涨风险、市场化电价波动风险、电力安全运行风险。

目录

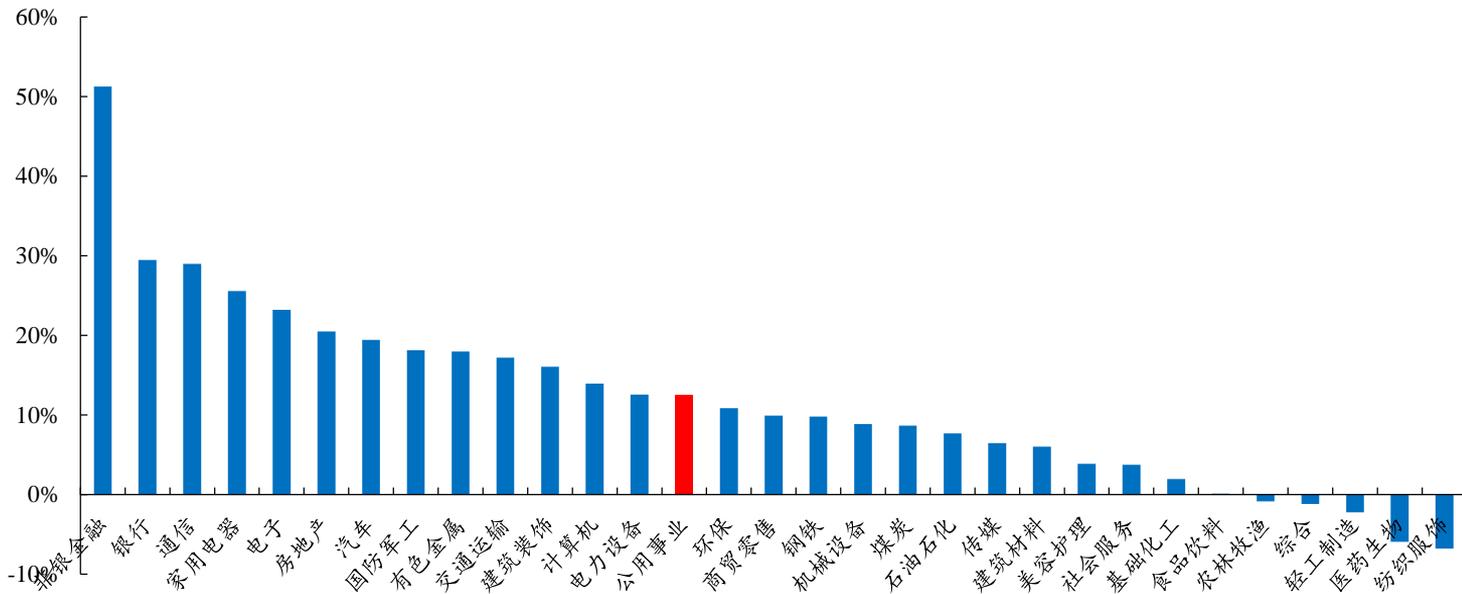
CONTENTS

- 1 行业回顾：用电需求稳定，电力投资增长，市场涨幅居前
- 2 电改：电力市场机制不断完善，有效还原电力商品属性
- 3 火电：电价机制逐渐健全，行业盈利能力改善
- 4 水电：来水转丰支撑短期业绩，水风光基地贡献长期增量
- 5 核电：核准有望常态化，行业成长空间释放
- 6 绿电：装机成本持续下降，环境价值有望提振绿电收益
- 7 电网设备：国内总量高增、结构分化，海外市场景气延续
- 8 受益标的
- 9 风险提示

1.1 行业回顾——市场表现：公用事业涨幅居前，核电领涨电力板块

公用事业板块涨幅居前。截至2024年11月7日，公用事业板块2024年内实现涨幅12.5%，在31个一级行业中排名第14；电力板块实现涨幅13.1%，电网设备板块实现涨幅15.8%，分别在124个二级行业中排名第46和第38。

图1：2024年内公用事业板块累计涨跌幅在一级行业中排名居前

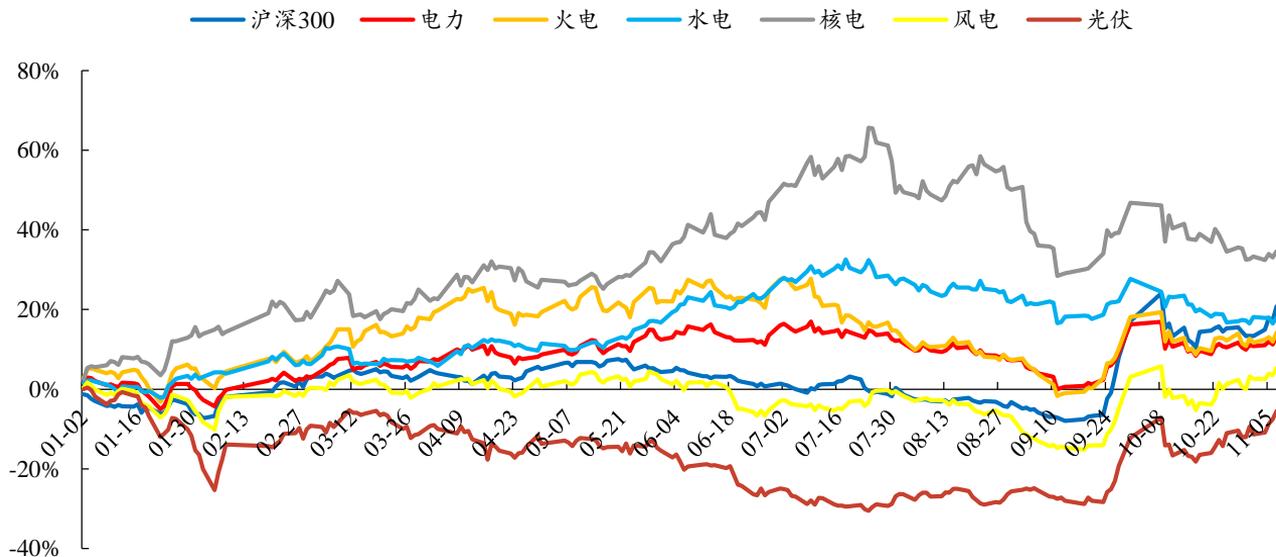


注：截至2024年11月7日。

1.1 行业回顾——市场表现：公用事业涨幅居前，核电领涨电力板块

核电领涨电力板块，年内大幅跑赢沪深300指数。截至2024年11月7日，核电板块2024年内实现涨幅34.6%，跑赢沪深300指数13.8%；水电板块实现涨幅17.9%，跑输沪深300指数2.9%；火电板块年内实现涨幅14.2%；风电板块年内实现涨幅5.3%；光伏发电板块年内下跌5.5%。

图2：核电领涨电力板块，年内大幅跑赢沪深300指数



注：截至报告发布日，最新收盘日期为2024年11月7日；核电板块涨跌幅计算方式为核电板块两家上市公司中国核电、中国广核合计市值的变化幅度。

1.2 行业回顾——用电需求：经济稳步复苏，二三产业拉动电力需求

2024年前三季度，我国实现GDP总额(不变价)90.06万亿元，同比增长4.8%；其中第一产业5.87亿元，同比增长3.4%；第二产业33.87亿元，同比增长5.4%；第三产业50.32亿元，同比增长4.7%。分季度看，2024年Q1-Q3分别实现GDP总额28.31/30.00/31.75万亿元，分别实现同比增长5.3%/4.7%/4.6%。

2024年前三季度，我国GDP增长主要由第二和第三产业拉动。2024年Q1-Q3，第二产业GDP总额实现同比增长6.0%/5.6%/4.6%，对单季度GDP增速的贡献度分别为41.6%/45.8%/37.2%，同比提升14.9/14.0/2.0pct；第三产业GDP总额实现同比增长5.0%/4.2%/4.8%，对单季度GDP增速的贡献度分别为55.7%/49.2%/56.6%。

图3：2024年前三季度，我国实现GDP总额（不变价）90.06万亿元，同比增长4.8%

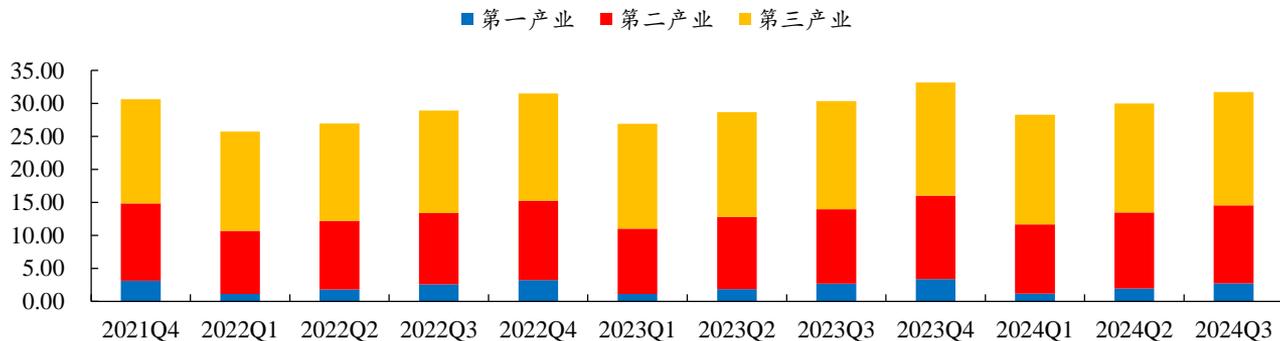


图4：2024年第二产业单季度GDP同比增速居前

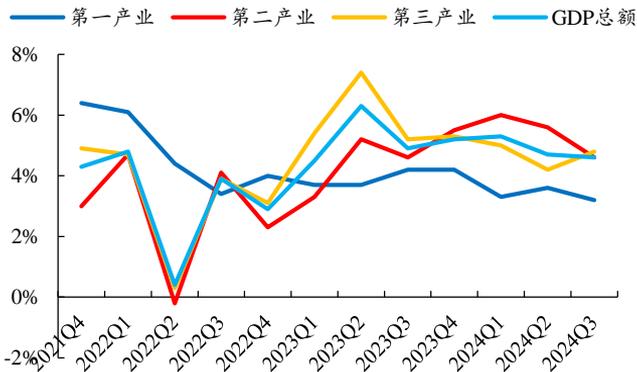
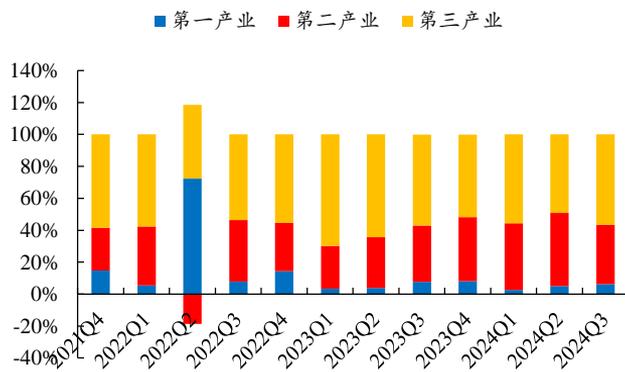


图5：2024年第二产业对单季度GDP增速贡献同比提升

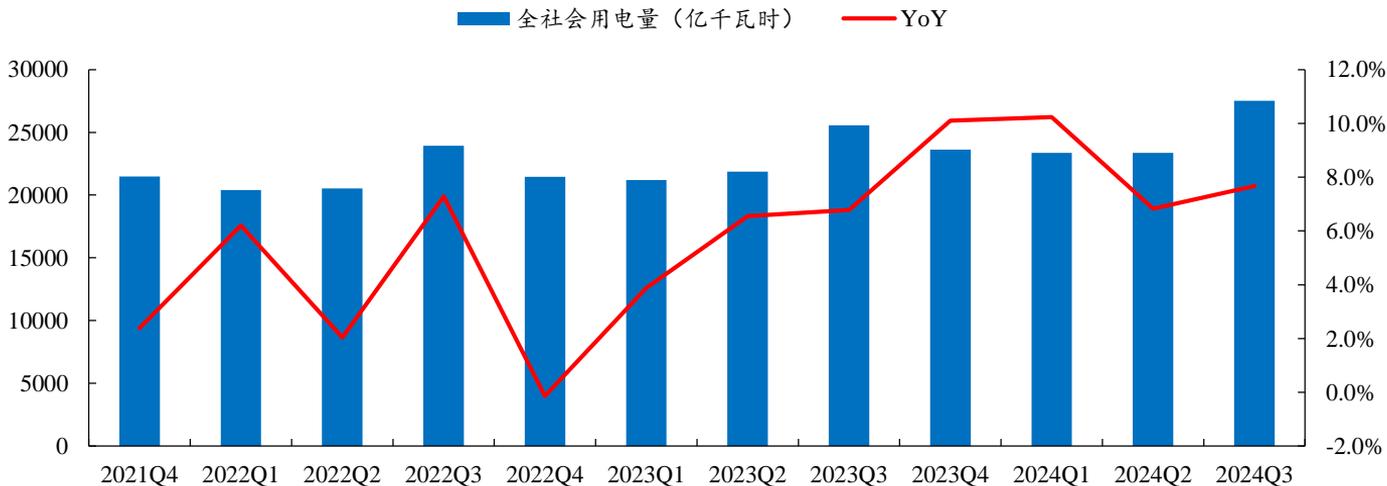


1.2 行业回顾——用电需求：经济稳步复苏，二三产业拉动电力需求

第三产业和城乡居民用电贡献主要电力需求增量。2024年前三季度全社会用电量7.43万亿千瓦时，同比增长8.2%；其中，第一产业用电量0.10万亿千瓦时，同比增长6.0%；第二产业用电量4.75万亿千瓦时，同比增长6.5%；第三产业用电量1.40万亿千瓦时，同比增长11.2%；城乡居民生活用电量1.17万亿千瓦时，同比增长12.0%。

分季度来看，全社会用电量同比增速维持较高水平。三大产业用电量受到2023年高基数影响，单三季度第一、第二产业用电量增速同比增速回落至5%以下，第三产业用电量增速维持在10%左右。单三季度城乡居民生活用电量同比增长17.8%。

图6：2024年前三季度全社会用电量7.43万亿千瓦时，同比增长8.2%



1.2 行业回顾——用电需求：经济稳步复苏，二三产业拉动电力需求

第三产业和城乡居民用电贡献主要电力需求增量。2024年前三季度全社会用电量7.43万亿千瓦时，同比增长8.2%；其中，第一产业用电量0.10万亿千瓦时，同比增长6.0%；第二产业用电量4.75万亿千瓦时，同比增长6.5%；第三产业用电量1.40万亿千瓦时，同比增长11.2%；城乡居民生活用电量1.17万亿千瓦时，同比增长12.0%。

分季度来看，全社会用电量同比增速维持较高水平。三大产业用电量受到2023年高基数影响，单三季度第一、第二产业用电量增速同比增速回落至5%以下，第三产业用电量增速维持在10%左右。单三季度城乡居民生活用电量同比增长17.8%。

图7：2024年前三季度第一产业用电量0.10万亿千瓦时，同比增长6.0%



图8：2024年前三季度第二产业用电量4.75万亿千瓦时，同比增长6.5%



图9：2024年前三季度第三产业用电量1.40万亿千瓦时，同比增长11.2%

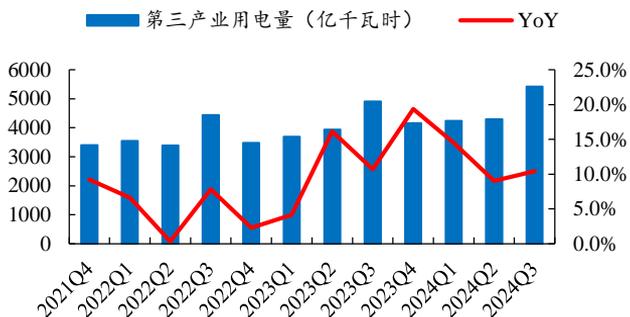


图10：2024年前三季度城乡居民生活用电量1.17万亿千瓦时，同比增长12.0%



1.2 行业回顾——用电需求：经济稳步复苏，二三产业拉动电力需求

2024年前三季度第二产业用电量占比下滑。从终端用能结构看，2024年前三季度第一产业用电量占比维持在1.4%；第二产业用电量占比64.0%，同比减少1.0pct（四舍五入，下同）；第三产业用电量占比18.8%，同比提升0.5pct；城乡居民生活用电量占比15.8%，同比提升0.5pct。

图11：2023年前三季度第二产业用电量占比65.1%

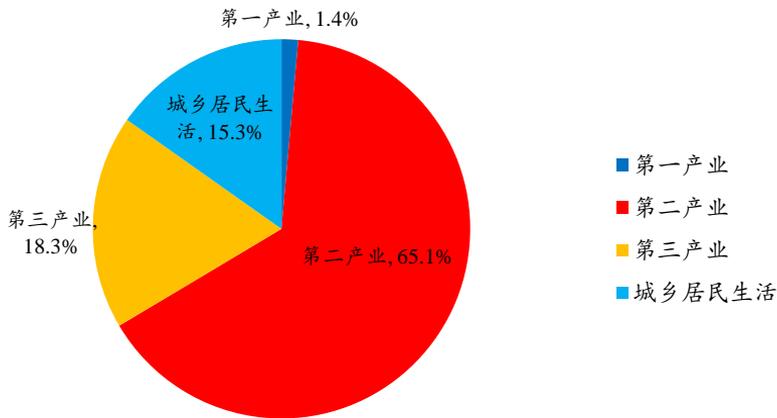
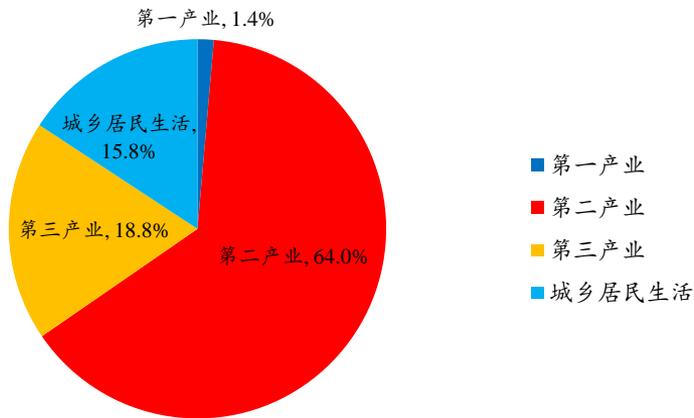


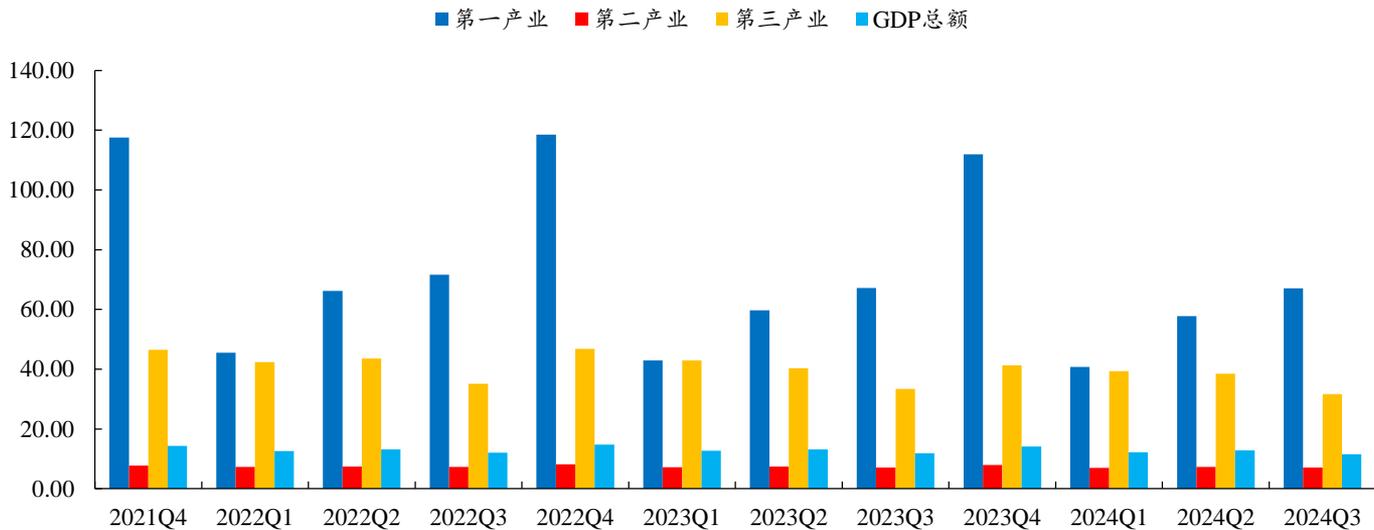
图12：2024年前三季度第二产业用电量占比64.0%



1.2 行业回顾——用电需求：经济稳步复苏，二三产业拉动电力需求

2024年前三季度全行业用电量增速高于GDP增速，度电产值下降。整体上看，第三产业度电产值远高于第二产业和全社会度电产值。2024年前三季度，全社会度电产值12.12元，同比下降3.1%；具体来看，第一产业度电产值56.75元，同比下降2.5%；第二产业度电产值7.12元，同比下降1.1%；第三产业度电产值36.07元，同比下降5.9%。

图13：2024年前三季度全行业用电量增速高于GDP增速，度电产值下降



1.3 行业回顾——供给结构：风光比例持续提高，电力投资有序推进

从装机结构来看，近年来新能源装机容量快速提升。截至2024年三季度末，我国并网火电、水电、核电、风电、光伏发电装机容量1418.6GW、430.55GW、58.08GW、479.55GW、772.92GW，占比44.9%、13.6%、1.8%、15.2%、24.5%。

图14：近年来我国新能源装机容量快速提升（GW）

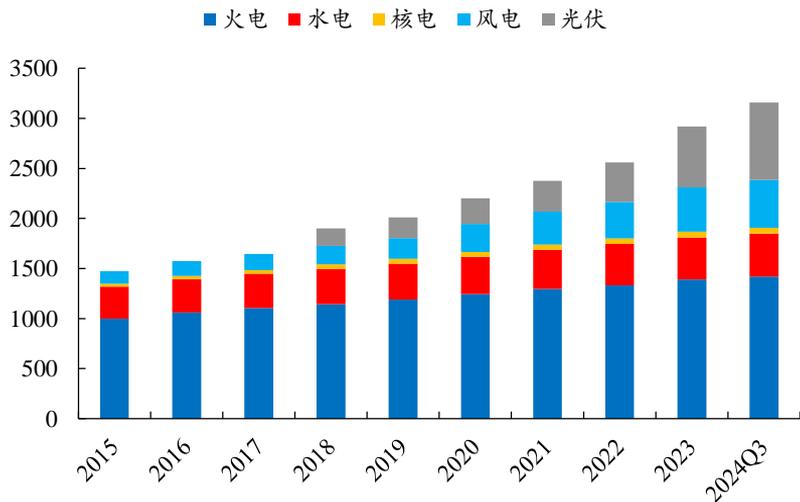
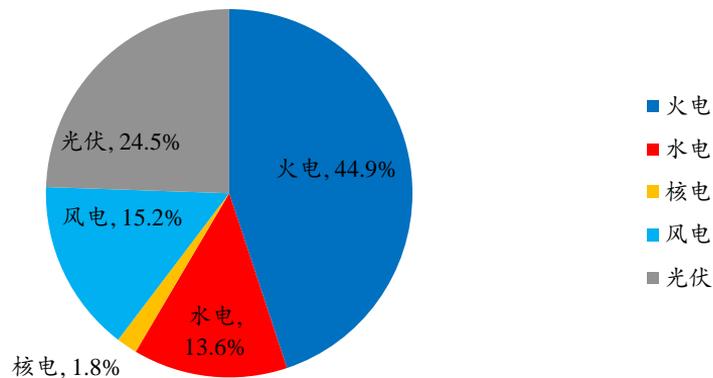


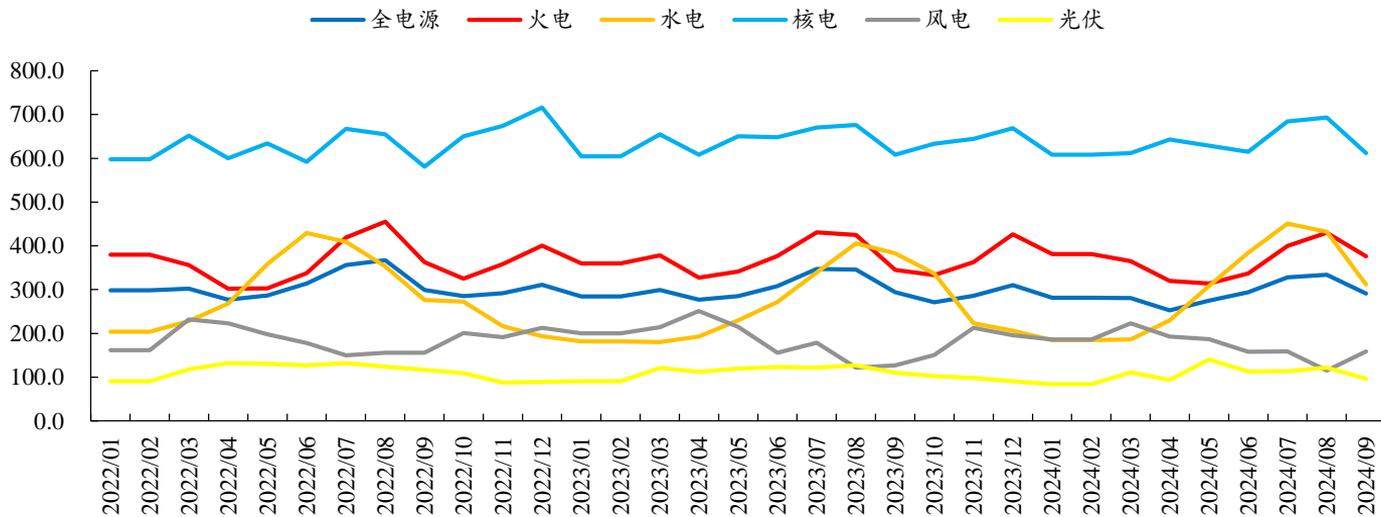
图15：截至2024Q3，我国并网新能源装机占比39.6%



1.3 行业回顾——供给结构：风光比例持续提高，电力投资有序推进

从利用小时数来看，全电源利用小时数呈周期性变化，夏季用电高峰期利用小时数较高。分电源来看，火电作为电力系统的重要保供电源，负责填补电力供需缺口；2024年夏季来水同比转丰，二季度水电利用小时数同比大幅改善，相应的火电利用小时数承压；随着三季度末水电利用小时数下降，火电出力同比提升。核电利用小时数主要受机组大修节奏的影响，整体维持高位波动。2024年前三季度，风光利用小时数整体承压，同比小幅下降。

图16：全电源利用小时数呈季节性变化，夏季用电高峰期利用小时数较高



1.3 行业回顾——供给结构：风光比例持续提高，电力投资有序推进

图17：2024年二季度火电出力同比下降（小时）

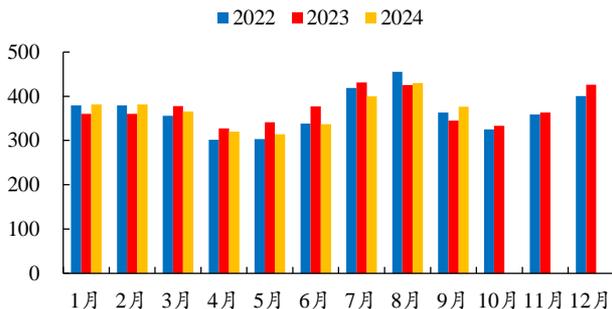


图18：2024年二季度水电出力同比提升（小时）

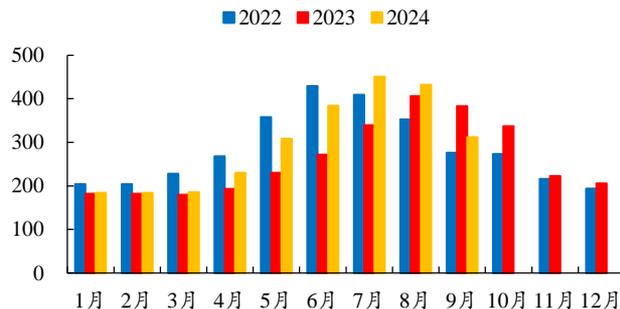


图19：核电利用小时数较为稳定，9月小幅下降（小时）

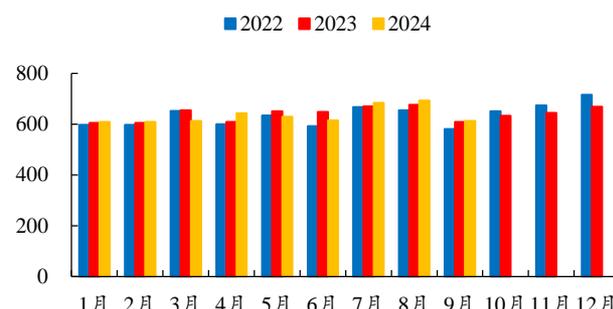


图20：2024年二三季度风电出力同比下降（小时）

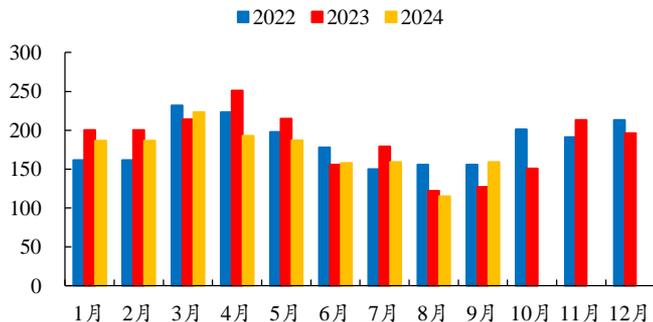
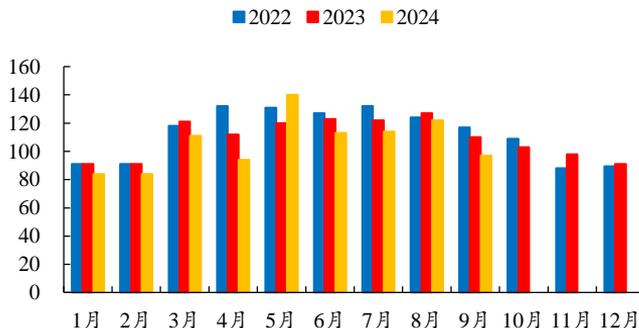


图21：2024年二三季度光伏出力同比下降（小时）



1.3 行业回顾——供给结构：风光比例持续提高，电力投资有序推进

从发电结构来看，大部分用电需求仍由火电机组承担，但风光发电量占比逐渐提高。2024年前三季度，我国总发电量7.06万亿千瓦时，其中火电、水电、核电、风电、光伏发电量分别为4.74、1.00、0.33、0.67、0.31万亿千瓦时，占比67.2%、14.2%、4.6%、9.5%、4.4%。

图22：多数负荷由火电机组承担（单位：万亿千瓦时）

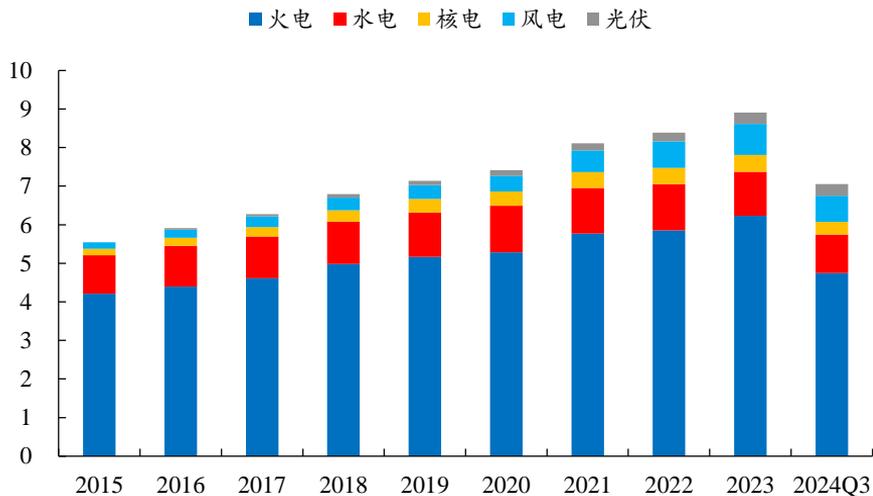
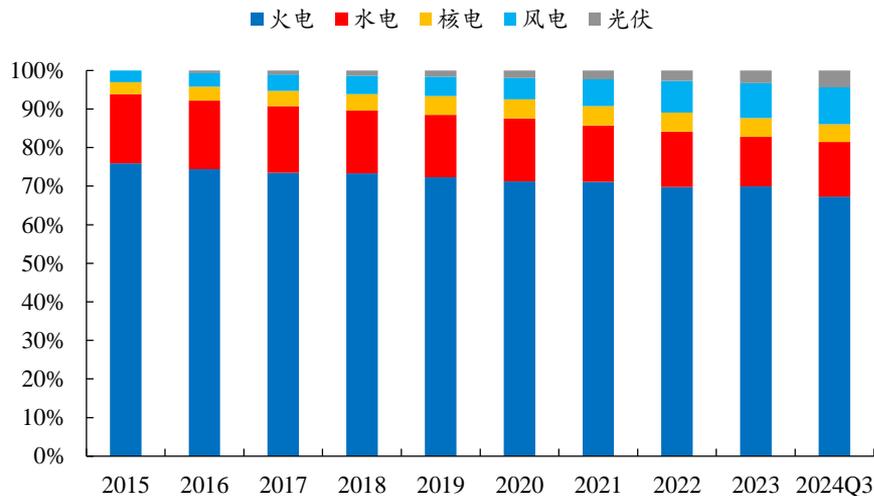


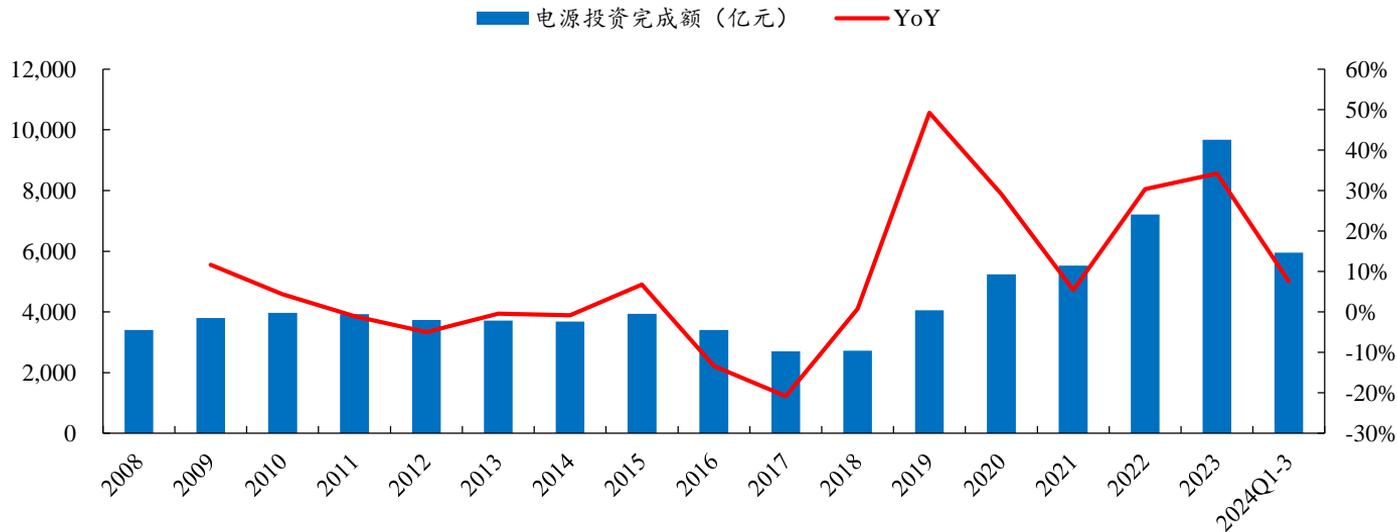
图23：风光发电量占比逐渐提高（%）



1.3 行业回顾——供给结构：风光比例持续提高，电力投资有序推进

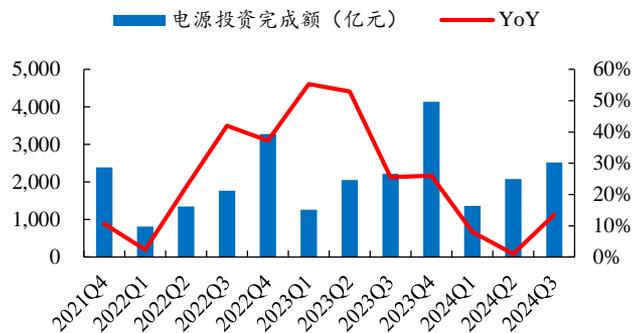
风光投资维持高位，火电投资增速反弹。2024年前三季度我国主要发电企业电力工程投资完成额5959亿元，同比增长7.2%；具体来看，火电完成投资870亿元，同比增长37.0%；水电完成投资625亿元，同比增长6.7%；核电完成投资803亿元，同比增长36.3%；风电完成投资1355亿元，同比下降2.0%；太阳能发电完成投资2305亿元，同比增长3.4%。

图24：2024年前三季度，主要发电企业电源工程完成投资5959亿元，同比增长7.2%



1.3 行业回顾——供给结构：风光比例持续提高，电力投资有序推进

图25：2024年前三季度电源完成投资5959亿元



火电投资额连续三个季度同比较快增长。分季度来看，2024年前三个季度单季度，火电分别完成投资额192/343/335亿元，同比增长52.4%/28.9%/37.9%；水电分别完成投资额164 /181 /280亿元，同比变动-2.4%/-19.2%/44.3%；核电分别完成投资额200 /207/396亿元，同比增长24.2%/4.5%/72.2%。

从全年电源工程投资节奏来看，四季度往往是电源投资的高峰。2023年四季度电源投资完成额占2023年全年的42.76%。

图26：2024年前三季度火电完成投资870亿元

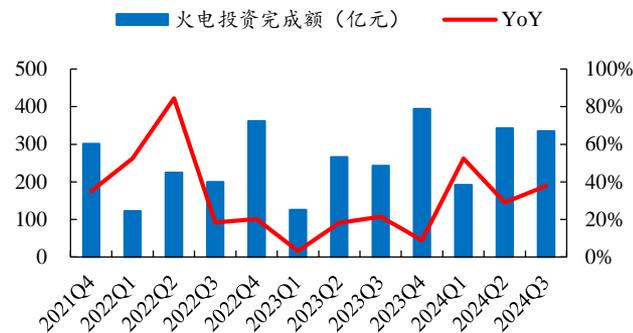


图27：2024年前三季度水电完成投资625亿元



图28：2024年前三季度核电完成投资803亿元



1.3 行业回顾——供给结构：风光比例持续提高，电力投资有序推进

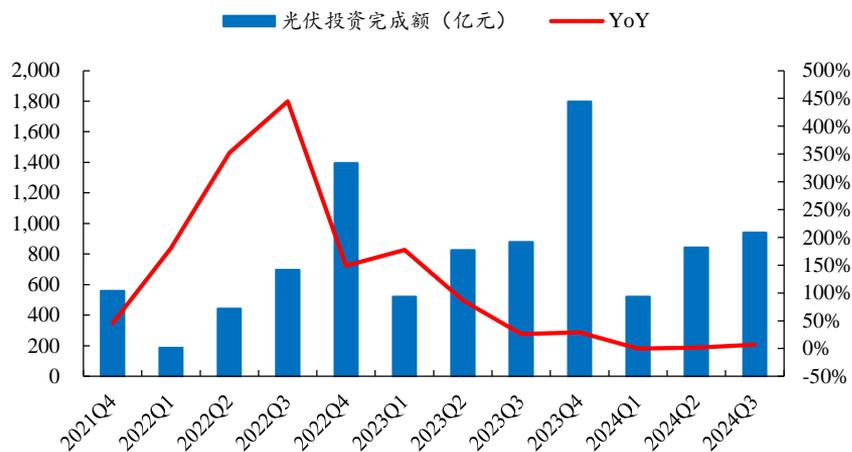
风光投资增速中枢下移。分季度来看，2024年前三个季度单季度，风电完成投资额288 /502 /565亿元，同比变动15.7%/-2.0%/-9.2%；光伏发电完成投资额521 /843 /941亿元，同比变动-0.2%/1.9%/6.9%。

从全年电源工程投资节奏来看，四季度往往是电源投资的高峰。2023年四季度电源投资完成额占2023年全年的42.76%。

图29：2024年前三季度风电完成投资1355亿元



图30：2024年前三季度太阳能发电完成投资2305亿元



1.3 行业回顾——供给结构：风光比例持续提高，电力投资有序推进

2024年前三季度风电、光伏投资额占比下滑，火电、核电投资额占比上升。2024年前三季度火电、水电、核电、风电、光伏发电工程投资完成额占比分别为14.6%、10.5%、13.5%、22.7%、38.7%；较2023年同期变动3.1 pct、-0.1pct、2.8pct、-2.2pct、-1.6pct。

图31：2023年前三季度风光投资额占比65.2%

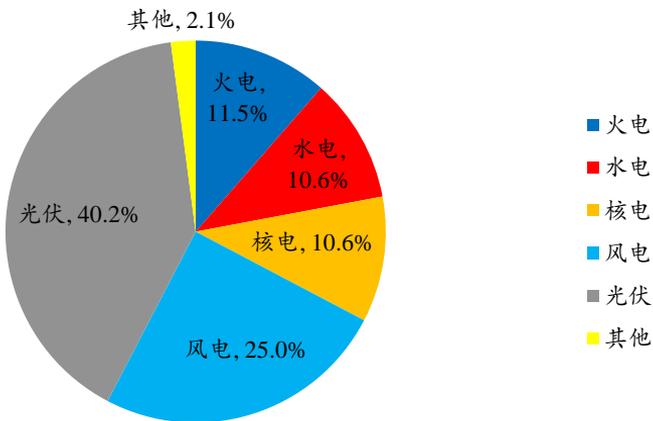
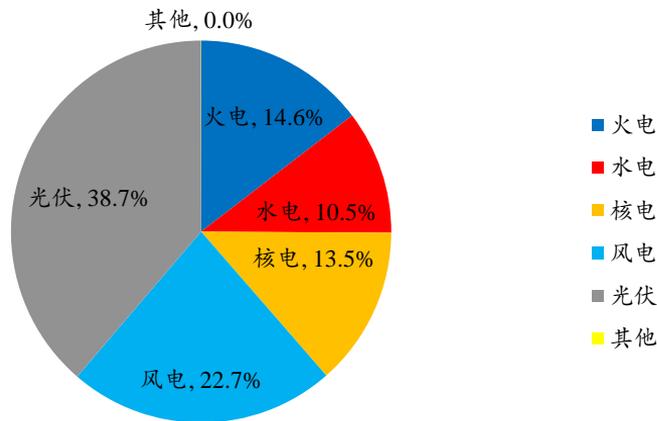


图32：2024年前三季度风光投资额占比61.4%



1.3 行业回顾——供给结构：风光比例持续提高，电力投资有序推进

电网投资提速，2024年前三季度，电网投资完成额3982亿元，同比增长21.1%。2024年全年，国家电网计划完成电网投资6000亿元，同比新增711亿元。

图33：2024年电网投资提速，前三季度投资完成额3982亿元



目录

CONTENTS

- 1 行业回顾：用电需求稳定，电力投资增长，市场涨幅居前
- 2 **电改：电力市场机制不断完善，有效还原电力商品属性**
- 3 火电：电价机制逐渐健全，行业盈利能力改善
- 4 水电：来水转丰支撑短期业绩，水风光基地贡献长期增量
- 5 核电：核准有望常态化，行业成长空间释放
- 6 绿电：装机成本持续下降，环境价值有望提振绿电收益
- 7 电网设备：国内总量高增、结构分化，海外市场景气延续
- 8 受益标的
- 9 风险提示

2.1 电改——发展现状：市场机制不断完善，功能作用持续增强

2024年10月，中电联发布《全国统一电力市场发展规划蓝皮书（征求意见稿）》，蓝皮书系统总结我国电力市场建设取得的成就，深入分析面临的形势及挑战，研究适合我国国情和市场建设客观要求的发展规划思路和建设目标，提出下一步深入推进全国统一电力市场建设的路径和任务。

电力中长期市场已在全国范围内基本实现常态化运行，中长期交易规模持续增长，2023年全国中长期交易电量占市场交易电量比重的90%以上，中长期合同履约率超过96%，成交价格平稳，充分发挥了电力中长期交易保供稳价的基础作用。中长期市场在省间、省内全覆盖基础上正逐步转入连续运营，近10个省份已实现按工作日连续开市，省间多通道集中优化出清交易转正式运行，跨省跨区交易方式更加灵活。省内中长期市场以年度交易为主、月度交易为辅，月内交易频率逐步提高，部分省份探索开展了D-3或D-2交易。

电力现货市场进入转正式阶段。《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2023〕813号）等文件印发以来，电力现货市场建设进一步加快推进。山西、广东、山东、甘肃和省间电力现货市场陆续转入正式运行，蒙西、湖北、浙江等试点持续开展连续结算试运行，南方区域电力市场开展多轮结算试运行。各地区积极探索实践，电力现货市场建设正从试点逐步走向全国。从各地现货市场运行情况来看，现货市场电力价格信号能够充分反映不同时段和不同地点的电力供需水平，发用两侧主体主动响应价格信号，发挥了削峰填谷作用。

表1：我国电力现货市场进入转正式阶段

现货市场进展	地区
转入正式运行	省间现货——山西、广东、山东、甘肃
连续结算试运行	蒙西、湖北、浙江、福建
长周期结算试运行（整月及以上）	江苏、安徽、河南、辽宁、河北南网、陕西、四川
结算试运行	南方区域——江西、湖南、宁夏、重庆
模拟试运行（含调电）	天津、上海、黑龙江、吉林、青海、新疆

注：统计日期截止2024年10月。

电力辅助服务市场基本实现全国覆盖。电力辅助服务是指为维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，除正常电能生产、输送、使用外，由可调节资源提供的调峰、调频、备用、爬坡、黑启动等服务。电力辅助服务市场是电力系统可调节资源市场化配置的渠道，遵循市场原则，为电力辅助服务主体提供经济补偿。

2021年国家能源局修订发布《电力并网运行管理规定》（国能发监管规〔2021〕60号）和《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号），进一步规范了电力辅助服务管理。2024年2月，发改委、能源局发布《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》（发改价格〔2024〕196号），提出加强电力辅助服务市场与中长期市场、现货市场等统筹衔接，科学确定辅助服务市场需求，合理设置有偿辅助服务品种，规范辅助服务计价等市场规则；按照“谁服务、谁获利，谁受益、谁承担”的总体原则，不断完善辅助服务价格形成机制，推动辅助服务费用规范有序传导分担，充分调动灵活调节资源主动参与系统调节积极性。

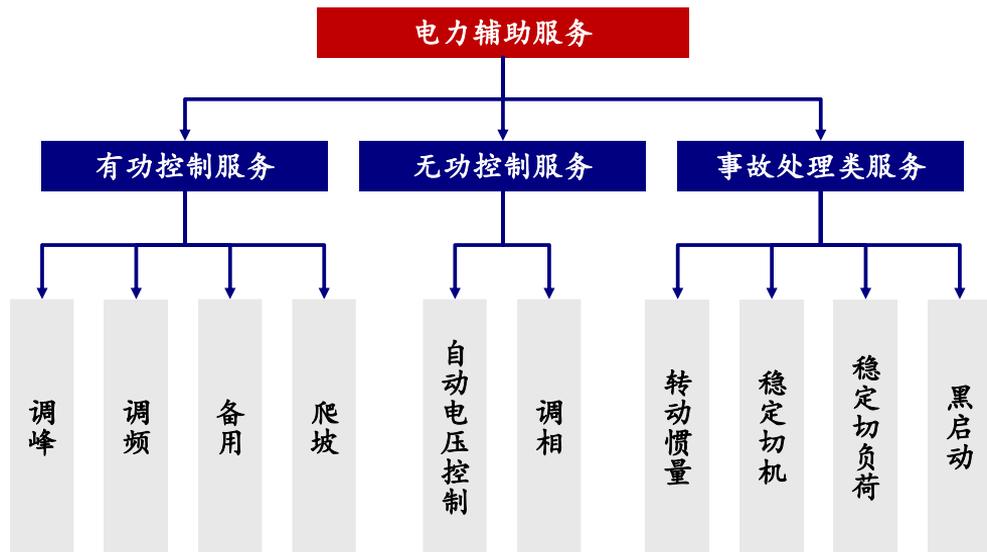
表2：发改价格〔2024〕196号完善调峰、调频、备用服务价格形成与传导机制

项目	内容
调峰服务	<p>完善调峰市场交易机制：电力现货市场连续运行的地区，完善现货市场规则，适当放宽市场限价，引导实现调峰功能，调峰及顶峰、调峰容量等具有类似功能的市场不再运行。电力现货市场未连续运行的地区，原则上风电、光伏发电机组不作为调峰服务提供主体，研究适时推动水电机组参与有偿调峰，其他机组在现货市场未运行期间按规则自主申报分时段出力及价格，通过市场竞争确定出清价格和中标调峰出力。</p> <p>合理确定调峰服务价格上限：各地统筹调峰需求、调节资源成本和新能源消纳等因素，按照新能源项目消纳成本不高于发电价值的原则，合理确定调峰服务价格上限，调峰服务价格上限原则上不高于当地平价新能源项目的上网电价。</p>
调频服务	<p>规范调频市场交易机制：调频市场原则上采用基于调频里程的单一制价格机制。各机组按规则自主申报分时段调频容量及价格，通过市场竞争确定出清价格和中标调频容量。调频费用根据出清价格、调频里程、性能系数三者乘积计算。</p> <p>合理确定调频服务价格上限：调频性能系数由调节速率、调节精度、响应时间三个分项参数乘积或加权平均确定，分项参数以当地性能最优煤电机组主机（不含火储联合机组）对应的设计参数为基准折算；原则上性能系数最大不超过2，调频里程出清价格上限不超过每千瓦0.015元。</p>
备用辅助	<p>规范备用市场交易机制：备用市场原则上采用基于中标容量和时间的单一制价格机制。备用容量需求由电力调度机构根据系统安全经济要求与实际情况确定，各机组按规则申报备用容量及价格，通过市场竞争确定出清价格、中标容量和时间；备用费用根据出清价格、中标容量、中标时间三者乘积计算，实际备用容量低于中标容量的，按实际备用容量结算。</p> <p>合理确定备用服务价格上限：统筹考虑提供备用服务的机会成本（因预留备用容量、不发电而产生的损失）等因素，合理确定备用服务价格上限，原则上备用服务价格上限不超过当地电能量市场价格上限。</p>
价格传导	<p>合理确定辅助服务需求：各地要以保障电力系统安全稳定运行为目标，按照规范透明的原则，科学测算确定辅助服务需求。可结合当地实际探索开展爬坡等辅助服务机制，通过市场竞争确定出清价格、中标机组和中标容量，合理安排价格上限。不得采用事后调整结算公式等方式，确定辅助服务费用规模和价格标准。</p> <p>健全辅助服务费用传导机制：各地要规范辅助服务费用管理，由用户侧承担的辅助服务成本，应当为电能量市场无法补偿的因提供辅助服务而未能发电带来的损失。电力现货市场未连续运行的地区，原则上不向用户侧疏导辅助服务费用。电力现货市场连续运行的地区，符合上述要求的调频、备用辅助服务费用（不含提供辅助服务过程中产生的电量费用），原则上由用户用电量 and 未参与电能量市场交易的上网电量共同分担，分担比例由省级价格主管部门确定。其他需由经营主体承担的辅助服务费用，按程序报批。</p> <p>规范辅助服务费用结算：由用户承担的辅助服务费用纳入系统运行费用，随电费一同结算，电力现货市场连续运行的地区采用“日清月结”模式。各品种辅助服务补偿、分摊、考核费用应单独计算，并在结算单中单独列示。</p>

2.1 电改——发展现状：市场机制不断完善，功能作用持续增强

截至目前，我国市场化交易的辅助服务品种不断拓展，已初步建立市场引导的辅助服务资源优化配置机制，形成以调峰、调频、备用等交易品种为核心的区域、省级辅助服务市场体系，实现了市场对资源的优化配置，对保障电力系统安全稳定运行、促进新能源消纳、降低系统调节成本发挥了积极的作用，部分地区积极推动辅助服务市场机制创新，积极探索辅助服务市场与现货市场协同运行，引导独立储能、虚拟电厂、负荷侧可调节资源等新型主体参与辅助服务市场，取得了良好效果。

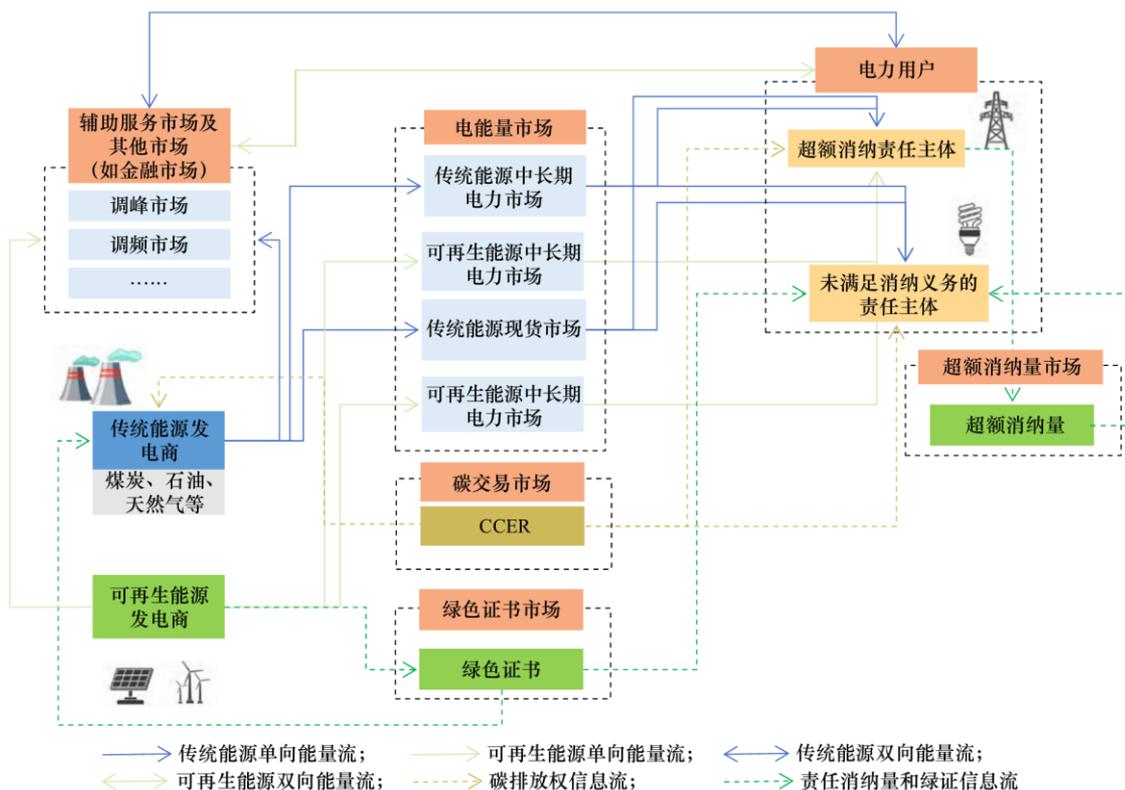
图34：辅助服务市场交易品种不断拓展，包含有功控制、无功控制、事故处理三类



电力市场绿色消纳机制逐步建立。为适应新能源大规模发展需要，新能源入市节奏进一步加快。2023年，全国新能源市场化交易电量达6845亿千瓦时，占全部新能源发电的47.3%。部分大型发电企业新能源参与市场比例已超过50%。积极构建绿电、绿证市场体系，印发《电力中长期交易基本规则-绿色电力交易专章》（发改能源〔2024〕1123号）《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》（国能发新能规〔2024〕67号），不断完善交易机制，促进绿电、绿证交易规模不断扩大，2024年上半年全国绿电交易电量达到1519.3亿千瓦时，交易绿证1.6亿个。

随着能源转型与新型电力系统建设推进，电力商品属性逐步得到还原。电能量市场、绿电绿证市场、辅助服务市场、容量电价分别对应电力的能量价值、环境价值、灵活性价值、可靠性价值，更完善的市场机制有望打通电力多方面价值的传导渠道，重塑发电侧盈利模式，助力能源转型顺利进行。

图35：电力的环境价值、灵活性价值、可靠性价值的传导机制得到完善



碳排放统计核算体系日益完善，为“十五五”时期在全国范围实施碳排放双控奠定基础。2024年7月，国务院办公厅印发《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》（发改环资〔2024〕1479号），提出到2025年，碳排放统计核算体系进一步完善；“十五五”时期，实施以强度控制为主、总量控制为辅的碳排放双控制度；碳达峰后，实施以总量控制为主、强度控制为辅的碳排放双控制度。2024年10月，发改委引发《完善碳排放统计核算体系工作方案》，部署了一系列重点任务，有利于加快建成体系完备、相互衔接、支撑有力、统一规范的碳排放统计核算体系，为实施碳排放双控制度提供有力支撑。

表3：发改环资〔2024〕1479号部署了一系列碳排放统计核算体系的重点任务

项目	内容
地区碳考核	建立全国及省级地区碳排放数据年报、快报制度，鼓励各地区探索制定省级以下地区碳排放统计核算方法，推动编制地市级能源平衡表，将为夯实统计基础、提升核算质量提供有力保障。
行业碳管控	以电力、钢铁、有色、建材、石化、化工等工业行业和城乡建设、交通运输等领域为重点，充分利用既有能源和工业统计、全国碳排放权交易市场等碳排放核算基础数据，开展重点行业领域碳排放核算，将实现行业碳排放数据的横向和纵向利用。
企业碳管理	组织制修订重点行业企业碳排放核算标准和技术规范，有序推进重点行业企业碳排放报告与核查。同时，针对当前非化石能源电力消费的认定和统计核算工作亟需加快完善等问题，研究企业使用非化石能源电力碳排放计算方法，以及碳捕集利用与封存、碳汇在企业碳排放核算中的抵扣方法，以进一步加强企业碳排放管理。
项目碳评价	通过研究制定全生命周期的固定资产投资项目碳排放评价方法、重点行业建设项目温室气体排放环境影响评价体系等措施，设定重点行业固定资产投资项目碳排放准入水平，建立项目层面碳排放和碳减排核算体系，从而推动在项目规划立项阶段科学管控碳排放水平。
产品碳足迹	建设国家温室气体排放因子库，定期更新全国及分地区电力平均排放因子和化石能源电力排放因子，尽快公布一批主要能源品类和重点基础产品碳排放因子，制定发布产品碳足迹核算国家标准和规则，加强产品碳足迹核算能力建设，为地方、企业开展碳核算提供基础支撑。
碳排放核算	通过建立并应用基于电力大数据的“电—碳分析模型”、碳排放预测预警模型等，及时监测分析各地区碳排放趋势。另一方面，《方案》提出通过积极参与国际标准和规则制定，与外方联合开展背景数据库共建、参考数据共享等方式，强化碳排放核算基础能力国际合作，增加我国碳数据国际影响力和认可度。

2.1 电改——发展现状：市场机制不断完善，功能作用持续增强

新一轮碳排放配额工作开启。碳排放配额是重点排放单位拥有的发电机组相应的二氧化碳排放限额。2024年10月，生态环境部发布《2023、2024年度全国碳排放权交易发电行业配额总量和分配方案》（国环规气候〔2024〕1号），明确2023、2024年度发电行业配额预分配、调整、核定、清缴等各项工作要求。

碳排放配额分为平衡值和基准值，2023-2024年碳排放配额边际递减。碳排放平衡值是各类机组发电、供热碳排放配额量与应清缴配额量平衡时对应的数值，是确定各类机组发电、供热基准值的依据。2023年度发电、供热平衡值以重点排放单位2023年碳排放数据为基础，统筹考虑了履约优惠政策、各项修正系数等因素综合确定。2023、2024年度发电、供热基准值是在2023年度平衡值的基础上，综合考虑经济社会发展、产业结构调整、行业发展阶段、排放强度变化、市场调节需要等因素，结合各类鼓励导向、近四年纳入全国碳排放权交易市场火电机组的碳排放强度年度变化率，按照行业总体盈亏平衡、略有缺口的原则综合确定。

表4：2023-2024年各类机组碳排放配额边际递减

机组类别	发电基准值 (tCO ₂ /MWh)			供热基准值 (tCO ₂ /GJ)		
	2023年平衡值	2023年基准值	2024年基准值	2023年平衡值	2023年基准值	2024年基准值
300MW等级以上常规燃煤机组	0.7982	0.7950	0.7910			
300MW等级及以下常规燃煤机组	0.8155	0.8090	0.8049	0.1041	0.1038	0.1033
燃煤矸石、煤泥、水煤浆等非常规燃煤机组（燃煤循环流化床机组）	0.8352	0.8285	0.8244			
燃气机组	0.3239	0.3305	0.3288	0.0525	0.0536	0.0533

表5：《蓝皮书》提出电力市场建设目标，经过三个阶段全面建成全国统一电力市场

	初步建成期（2024年—2025年）	全面建成期（2026年—2029年）	完善提升期（2030年—2035年）
总体要求	初步建成全国统一电力市场 ；电力市场顶层设计基本完善；跨省跨区市场与省（区、市）/区域市场实现有序衔接、协同运行；电力市场化交易规模显著提高；促进新能源、储能等发展的市场交易和价格机制初步形成；监管效能不断提升。	全面建成全国统一电力市场 ；完善国家层面“1+N”基础则体系和全国统一的技术标准；实现省级现货市场全耀盖新能源全面参与市场交易；推动跨省跨区市场与省（区、市）/区域市场有机融合、联合运行；推动跨省跨区电力市场化交易形成国家电力市场。	完善全国统一电力市场 ；实现全国统一基本规则、统一技术标准、统一运营平台、统一运营监管。
市场体系	省内市场探索中长期、现货、辅助服务市场一体化设计、联合运营；逐步提高跨省跨区交易的市场化程度；推动区域内余缺互济和资源优化配置。	完善区域电力市场建设，具备条件的区域探索建立区域电力市场；连步扩大跨省跨区市场化交易规模，推动省际跨经营区常态化市场交易；推动省间现货与省（区、市）/区域内现货市场联合运行；区域辅助服务市场建设更加完善。	多层次市场全面融合，市场环境更加公平、更有活力。
交易品种	深化电力中长期市场连续运营；推进电力现货市场建设；健全辅助服务交易品种；完善容量电价机制；健全零售市场	省内中长期交易按日连续开市；现货市场基本覆盖全国，推动各类主体市全面参与；丰富辅助服务交易品种；深入研究容量市场机制，具备条件的地事区试点建立容量市场。	形成电能量、容量、辅助服务、绿电绿证、输电权、电力期货等完备的交易品种体系；品种设置更加适应电力市场多元目标，体理电力商品多元价值。
市场规模	分类推动新能源、水电、核电等发电主体进入市场；逐步维小代理购电规模；扩大新型主体参与市场交易的范围。	完善代理购电和保底供电机制，推动更多用户直接参与市场；新平主体参与市场规模进一步扩大	实现各类主体、各类电源全面参与电力市场
新能源入市	明确新能源参与市场方式和路径探索新能源入市的合理收益保障机制、加快研究沙戈荒大基地、分布式电源参与市场机制；健全可再生能源消纳责任制度；健全绿电、绿证交易机制。	可再生能源消的责任权重机制进一步完善；绿色电力证书制度全面落实，绿色电力消费认证体系建立，新修源全面参与电力市场；绿证的流动性进一步提高、成用场景更加丰富、交易规模持续扩大。	创新适应新犁电力系统的交易品种和市场机制；深化完善可再生能源配额制及绿色电力证书制度
电价机制	科学合理设置电能量市场限价空间，深化落实煤电容量电价机制，不断完善辅助账务价格形成机制；提开跨省跨区输电价格机制灵活性。	体现电力商品多元价值的电价机制基本形成，实现系统调节成本合理分担。	由市场形成的价格机制进一步完备；充分发挥市场价格信号对于电力发展、规划、投资和消费的引导作用。

目录

CONTENTS

- 1 行业回顾：用电需求稳定，电力投资增长，市场涨幅居前
- 2 电改：电力市场机制不断完善，有效还原电力商品属性
- 3 **火电：电价机制逐渐健全，行业盈利能力改善**
- 4 水电：来水转丰支撑短期业绩，水风光基地贡献长期增量
- 5 核电：核准有望常态化，行业成长空间释放
- 6 绿电：装机成本持续下降，环境价值有望提振绿电收益
- 7 电网设备：国内总量高增、结构分化，海外市场景气延续
- 8 受益标的
- 9 风险提示

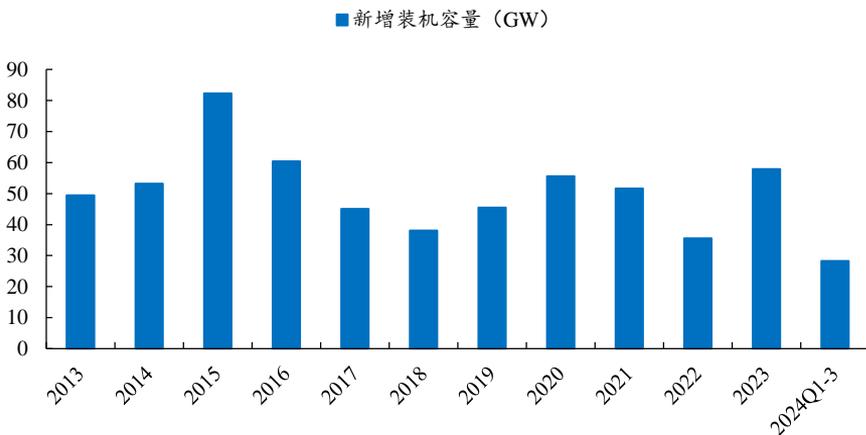
3.1 火电——火电承担保供重任，未来很长一段时间内仍将是我国的主力电源

2024年前三季度，我国火电发电量4.74万亿千瓦时，在我国发电结构中占比67.2%。截至2024年三季度末，我国火电总装机容量1418.6GW，同比新增28.28GW，增幅3.35%。2017年，国家能源局印发《关于衔接“十三五”煤电投产规模的函》，叫停了超过50GW的在建项目和超过60GW的已核准或列规项目。《世界能源蓝皮书：世界能源发展报告（2022）》提出，“十五五”期间，我国煤电装机预计新增3000万千瓦，煤电将于2030年达峰，峰值约为12.6亿千瓦。但从现状看，自2022年起，煤电装机年均增量在35GW以上。据不完全统计，2024年在建1GW以上的燃煤电厂约116座，各省纳规煤电机组容量超300GW。

图36：截至2024Q3，我国火电装机容量1418.6GW



图37：2024Q1-Q3我国火电新增装机容量28.28GW



3.1 火电——火电承担保供重任，未来很长一段时间内仍将是我国的主力电源

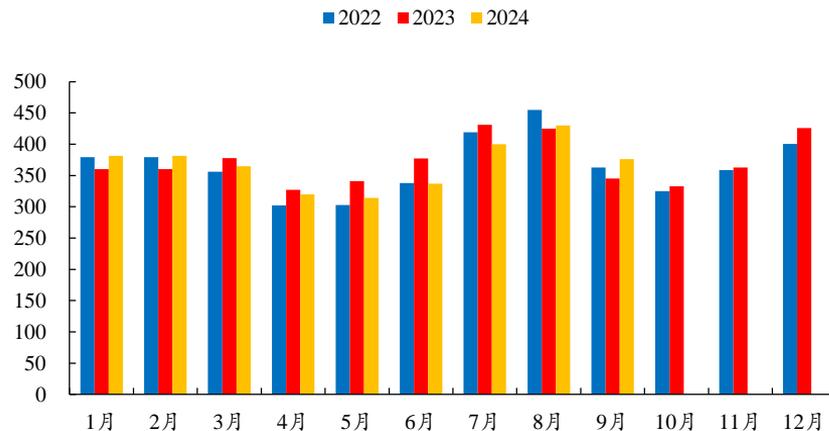
2023年全国火电利用小时数创2015年来新高。十三五期间，随着国家主动控制火电新建规模，2018-2019年火电利用小时数小幅增加。进入十四五，由于火电在装机结构中的进一步下降、电力需求持续提升，新能源出力不稳定的问题凸显，电力供需关系变为偏紧，火电利用小时数持续提升。2023年我国火电利用小时数为4466，达2015年以来最高水平。

年内火电出力呈周期性波动。火电作为电力系统的重要保供电源，负责填补电力供需缺口；2024年夏季来水同比转丰，二季度水电利用小时数同比大幅改善，相应的火电利用小时数承压；随着三季度末水电利用小时数下降，火电出力同比提升。

图38：2023年我国火电利用小时数为4466



图39：年内火电出力呈周期性波动（单位：小时）



3.2 火电——容量电价机制与辅助服务市场拆分火电的可靠性与灵活性价值

2023年国家发改委、能源局发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》，自2024年1月1日起对煤电实行两部制电价政策。容量电价的落实使得火电收入模式由原来的“单一电量电费”转变为“电量电费+容量电费”。其中，容量电费由不同地区的成本回收政策决定；电量电费随市场交易变动，受电力供需关系影响。

容量电费将火电机组备用容量的可靠性价值从电价中拆分出来，相应的2024年我国代理购电价格与容量电价之和相较于2023年代理购电价格有所下降。年内不同月份的煤电容量电价之间存在差异，且部分生非未披露容量电价明细值，以9月容量电费为准，忽略未披露容量电价明细值得省份，2024年1-9月各省级代理购电价格+煤电容量电价之平均值为425.58元/兆瓦时，同比2023年1-9月平均代理购电价格下降2.4%。

注：电价选取1kV及以上工商业用户两部制电价；各省容量电价取2024年9月值，部分省份数据缺失，取前三季度可得的最新值。

表6：2024年1-9月各省市代理购电价格变化（单位：元/兆瓦时）

省份	2023M1-9平均代理购电价格	2024M1-9平均代理购电价格	同比	容量电价	2024M1-9平均代理购电价格+容量电价	同比2023M1-9平均代理购电价格
	①	②			④=②+③	
江苏	462.20	448.00	-3.1%	14.50	462.50	0.1%
安徽	461.28	437.05	-5.3%	27.40	464.45	0.7%
广东	565.12	506.18	-10.4%	14.60	520.78	-7.8%
山东	384.90	450.67	17.1%	18.20	468.87	21.8%
山西	397.92	356.98	-10.3%	20.36	377.34	-5.2%
北京	418.10	401.33	-4.0%	19.89	421.22	0.7%
河北	449.60	424.49	-5.6%	19.00	443.49	-1.4%
冀北	432.08	415.62	-3.8%	18.40	434.02	0.5%
河南	477.60	412.04	-13.7%	41.80	453.84	-5.0%
浙江	525.79	478.02	-9.1%	12.90	490.92	-6.6%
上海	532.61	474.08	-11.0%	12.00	486.08	-8.7%
重庆	500.50	457.37	-8.6%	26.82	484.19	-3.3%
四川	413.13	696.69	68.6%	6.80	385.29	-6.7%
黑龙江	425.18	4853.04	1041.4%	16.00	420.42	-1.1%
辽宁	422.90	426.26	0.8%	2.91	429.17	1.5%
吉林	449.74	421.65	-6.2%	33.83	455.48	1.3%
蒙东	284.69	265.94	-6.6%	20.68	286.62	0.7%
蒙西	304.90	294.01	-3.6%	15.60	309.61	1.5%
江西	504.03	470.16	-6.7%	20.49	490.65	-2.7%
湖北	518.23	450.92	-13.0%	39.10	490.02	-5.4%
湖南	525.91	465.95	-11.4%	36.59	502.54	-4.4%
青海	276.85	259.82	-6.2%	5.70	265.52	-4.1%
宁夏	289.08	297.49	2.9%	16.80	314.29	8.7%
陕西	426.17	403.32	-5.4%	28.60	431.92	1.4%
天津	468.55	411.10	-12.3%	17.80	428.90	-8.5%
甘肃	338.96	310.48	-8.4%	12.70	323.18	-4.7%
新疆	262.77	240.42	-8.5%	16.39	256.80	-2.3%
广西	557.53	474.60	-14.9%	21.47	496.07	-11.0%
海南	534.92	485.66	-9.2%	-	-	-
贵州	438.18	363.13	-17.1%	-	-	-
云南	250.92	323.32	28.9%	-	-	-
深圳	565.12	506.18	-10.4%	14.60	520.78	-7.8%
福建	445.68	439.70	-1.3%	12.80	452.50	1.5%

表7: 《电力辅助服务市场基本规则（征求意见稿）》初步提出辅助服务市场各项运行规则

项目	内容
市场经营主体	满足电力市场需求，具备可观、可测、可调、可控能力，主要包括火电、水电、储能、虚拟电厂等
辅助服务品种	<p>有功控制服务：调峰服务指运营主体根据调度指令跟踪系统负荷及新能源出力变化，调减发电出力（包括设备启停），为其他主体提供发电空；调频服务指运营主体通过调速系统、自动功率控制等，减少系统频率偏差（或联络线控制偏差）；备用服务指为满足系统安全运行需要，运营主体通过预留发电能力，并在系统运行需要时于规定时间内增加有功出力；爬坡服务指运营主体根据调度指令快速响应系统负荷或新能源出力短时大幅变化，提供的具有较高上下调节速率的有功出力；</p> <p>无功平衡控制服务：即电压控制服务，是指为保障电力系统电压稳定，运营主体根据调度下达的电压、无功出力等控制调节指令，通过自动电压控制（AVC）、调相运行等方式，向电网注入、吸收无功功率，或调整无功功率分布；</p> <p>事故处置类服务：为消除或降低系统事故影响，快速恢复系统正常运行所提供的服务，主要包括黑启动、转动惯量、切机、切负荷等。</p>
费用产生机制	经营主体提供辅助服务过程中产生的电能量费用，按现货市场价格结算，未开展现货市场地区按中长期交易规则结算。调峰服务费用根据市场竞争确定的出清价格和中标调峰出力计算，或出清价格和启停次数计算。调频服务费用为调频里程、性能系数、出清价格三者乘积。备用服务费用为中标容量、中标时间、出清价格三者乘积。爬坡服务费用为中标容量、中标时间、出清价格三者乘积。
费用补偿机制	按照“谁提供、谁获利”的原则，公平合理给予经营主体辅助服务补偿，充分调动灵活调节资源积极性。经营主体参与辅助服务市场交易的，依据市场规则和出清结果予以补偿；以其他方式提供辅助服务的，按照事前明确的费用标准予以补偿。
费用传导机制	电力现货市场连续运行的地区 ，电能量费用与辅助服务费用独立形成，相关辅助服务费用原则上由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担，分担比例由省级价格主管部门根据具体情况确定。 未开展现货市场或电力现货市场未连续运行的地区 ，原则上不向用户侧疏导辅助服务费用。独立储能、自备电厂、虚拟电厂等“发用一体”主体，在结算时段内按综合上网（下网）电量参与发电侧（用户侧）辅助服务费用分摊。推动跨省跨区送电根据辅助服务提供和受益情况，公平合理承担和获得送受两端辅助服务费用。

电力辅助服务是指为维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，除正常电能生产、输送、使用外，由可调节资源提供的调峰、调频、备用、爬坡、黑启动等服务。电力辅助服务市场是电力系统可调节资源市场化配置的渠道，遵循市场原则，为电力辅助服务主体提供经济补偿。

2024年10月，国家能源局综合司发布《电力辅助服务市场基本规则（征求意见稿）》，提出按照“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”原则，优化各类辅助服务价格形成机制，健全辅助服务费用传导机制，统筹完善市场衔接机制，推动完善电力辅助服务市场建设。

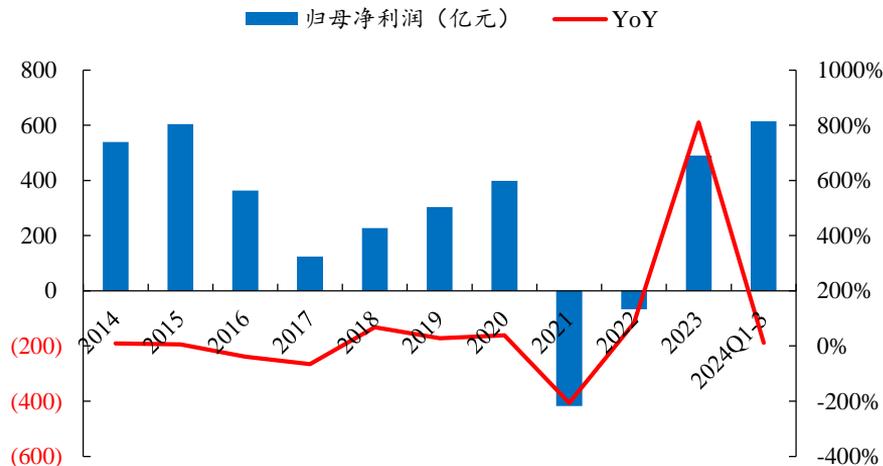
3.3 火电——煤耗上升、煤价回落，行业盈利能力逐渐修复

2023年火电行业全面实现扭亏，2024年前三季度业绩持续增长。2021-2022年，煤炭供需失衡叠加地缘政治冲突，全球能源价格大幅上涨，煤炭价格屡创历史新高，导致2021年火电行业陷入全行业亏损。2022年以来煤炭价格回落，行业燃料成本压力缓解，经营业绩修复，2023年火电行业全面实现扭亏。2024年前三季度环渤海动力煤平均价格718.54元/吨，较2023年同期下降0.9%。2024年前三季度，火力发电行业实现归母净利润614.01亿元，同比增长12.1%。

图40：2021年煤价大幅上涨，2022年起逐渐回落



图41：2023年火电行业全面实现扭亏，2024年前三季度业绩持续增长



3.3 火电——煤耗上升、煤价回落，行业盈利能力逐渐修复

2023年我国供电煤耗同比转增。长年来，供电煤耗随着大容量、高参数机组的投产，落后产能的淘汰，节能改造的实施，呈现持续下降的趋势。但随着煤电逐渐转向调节为主的运行状态，2023年，我国全口径煤电供电煤耗首次出现“不降反升”；2024年前三季度，我国全口径煤电供电煤耗305.80克/千瓦时，同比增长0.8%。

整体来看，行业盈利能力持续修复。2024年前三季度火力发电行业综合毛利率15.0%，较2023年同期提升1.9pct；行业归母净利润率6.6%，较2023年同期提升0.8pct。

图42：2023年，我国全口径煤电供电煤耗首次出现“不降反升”

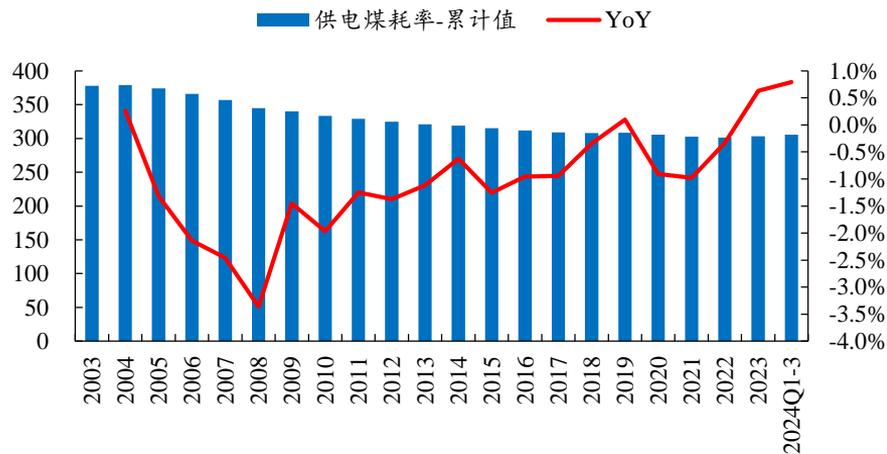
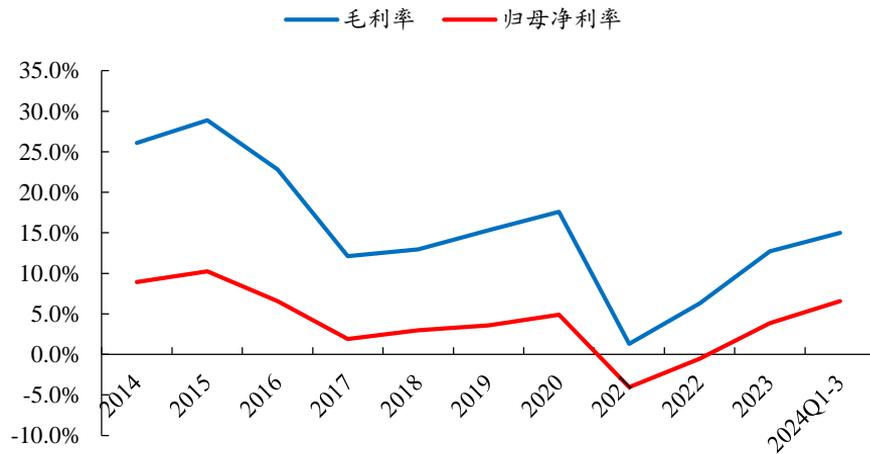


图43：火电行业盈利能力持续修复



目录

CONTENTS

- 1 行业回顾：用电需求稳定，电力投资增长，市场涨幅居前
- 2 电改：电力市场机制不断完善，有效还原电力商品属性
- 3 火电：电价机制逐渐健全，行业盈利能力改善
- 4 **水电：来水转丰支撑短期业绩，水风光基地贡献长期增量**
- 5 核电：核准有望常态化，行业成长空间释放
- 6 绿电：装机成本持续下降，环境价值有望提振绿电收益
- 7 电网设备：国内总量高增、结构分化，海外市场景气延续
- 8 受益标的
- 9 风险提示

4.1 水电——2024上半年来水同比偏丰，上市公司业绩迎来修复

金沙江和长江流域：根据长江电力公告，2024年前三季度，乌东德水库来水总量约888.52亿立方米，较上年同期偏丰12.6%；三峡水库来水总量约3131.10亿立方米，较上年同期偏丰20.3%。

澜沧江流域：根据华能水电公告，截至2024年9月末，澜沧江流域乌弄龙、小湾和糯扎渡断面来水同比分别偏丰5%、3.6%和8.5%。

2024年前三季度，长江电力实现营业收入663.31亿元，同比增长14.6%；国投电力实现营业收入443.95亿元，同比增长4.3%；华能水电实现营业收入194.18亿元，同比增长7.1%；桂冠电力实现营业收入73.54亿元，同比增长20.6%。

图44：2024 Q1-3长江电力营收同比增长14.6%

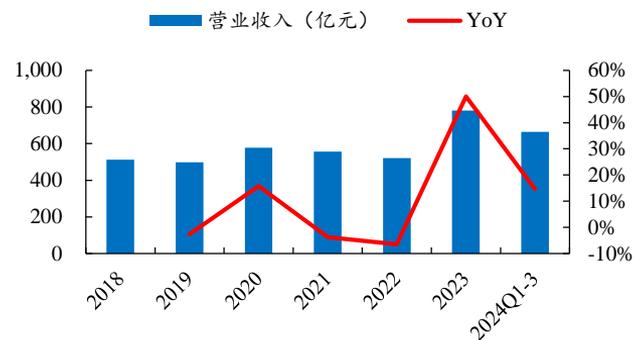


图45：2024 Q1-3国投电力营收同比增长4.3%

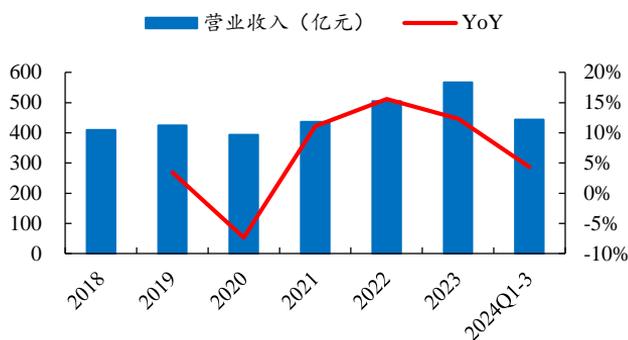


图46：2024 Q1-3华能水电营收同比增长7.1%

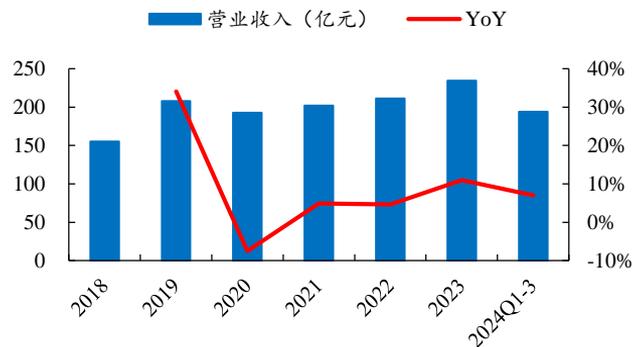
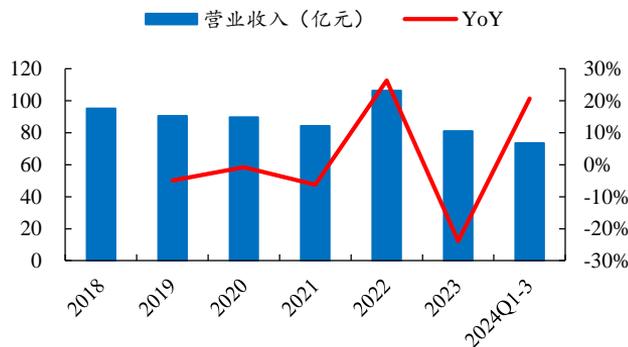


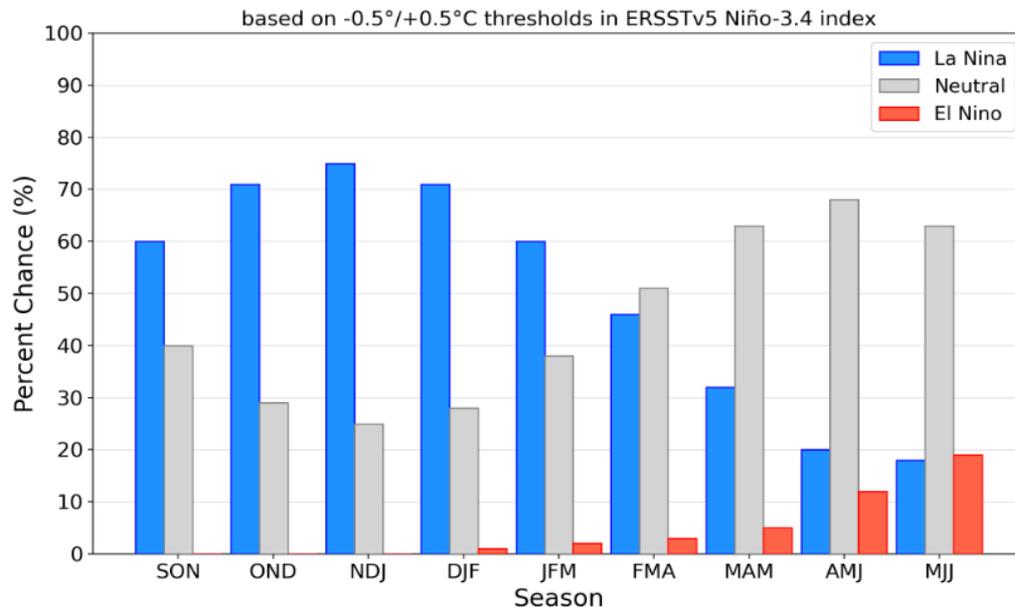
图47：2024 Q1-3桂冠电力营收同比增长20.6%



4.1 水电——2024上半年来水同比偏丰，上市公司业绩迎来修复

ENSO（厄尔尼诺-南方涛动）事件对我国气候具有重要影响。厄尔尼诺（El Niño）事件通常导致中国南方地区冬季降水增加，北方地区出现干旱和寒冷天气；相反，拉尼娜（La Niña）事件则会带来中国北方地区的夏季降水增多和南方的干旱。NINO3.4指数是用来监测和分析ENSO事件的重要气候指标。据哥伦比亚大学国际气候与社会研究所IRI预测，2025年一季度末大概率将会转入ENSO中性。

图48：预计2025年一季度末转入厄尔尼诺-拉尼娜中性



注：横轴坐标代表自2024年9月起的每三个连续月。

4.2 水电——部分流域水电装机仍有增量，水风光储基地扩展增长空间

传统水电装机仍有增量，水电企业有望借助水风光一体化基地建设提升总装机容量，扩展增长空间。华能水电在建、拟建水电项目1173.6万千瓦，十四五末期至十五五时期有望陆续开始建成达产，全部投产后将贡献45.84%水电装机增量；国投电力在建、拟建水电项目1151万千瓦，投产时间主要集中在十六五时期，全部投产后将贡献54.09%水电装机增量。水电企业通过水风光一体化基地建设，打开盈利成长空间，光伏发电与风力发电项目建设周期短，华能水电和国投电力的大部分在建新能源电站项目将于2024年内建成投产。

我国大型水电站开发较为充分，长江流域已建成4座超大型水电站。我国的河流可划分为内流河、松辽河流域、海河流域、黄河流域、淮河流域、长江流域、珠江流域、东南诸河、西南诸河九大流域片。其中长江流域的年径流量最大，且流经青藏高原、横断山脉、四川盆地、巫山等地势落差较大的地区，水能资源居全国第一。截至2023年末，长江流域已建成三峡（22.5GW）、白鹤滩（16GW）、溪洛渡（13.86GW）、乌东德（10.2GW）、向家坝（6.4GW）四座超大型水电站，澜沧江流域已建成糯扎渡（5.85GW）超大型水电站，国内已建成装机容量超过5GW的水电站仅有以上5座；已建成装机规模介于3GW-5GW的水电站10座。

表8：华能水电、国投电力水电装机仍有50%左右的增长空间（单位：万千

	在运水电	在建水电	拟建水电	水电装机增长空间	在运新能源	在建/规划新能源	新能源装机容量增幅
华能水电	2559.98	511.6	662	45.84%	224.59	159.04	70.81%
国投电力	2128	421	730	54.09%	703.58	552.554	78.53%

表9：长江流域水能资源丰富，金沙江水电基地规划装机容量居前

流域	水电基地名称	代表性水电站	规划装机(万千瓦)	相关上市公司
长江流域	金沙江	溪洛渡、白鹤滩、乌东德	6225	长江电力
	长江上游	三峡、葛洲坝、水布垭	2884	长江电力、湖北能源
	雅砻江	二滩、锦屏	2570	国投电力、川投能源
	大渡河	瀑布沟、深溪沟	2492	国电电力
	乌江	引子渡、彭水	1122	黔源电力、大唐发电
西南诸河流域	湘西	大沅潭、三江口	1081	韶能股份
	澜沧江	糯扎渡、大朝山、景洪	2511	华能水电、粤电力
	怒江		2199	
黄河流域	黄河上游	小峡、大峡、乌金峡	2093	国投电力
	黄河北	龙门	643	
珠江流域	南盘江、红水河	龙滩、岩滩	1430	桂冠电力
松辽河流域	东北	云峰、渭源	1326	国电电力
东南诸河流域	闽浙赣	新安江	1220	闽东电力

澜沧江、雅砻江流域仍有较大装机增量空间。2022年白鹤滩电站建成投产后，水力发电板块上市公司暂无在建、待建超大型水电项目，优质大型水电站资产具有稀缺性。华能水电在建大渡河流域硬梁包水电站和澜沧江上游托巴水电站等水电项目装机容量合计953.6万千瓦，拟建澜沧江上游数个水电项目269.8万千瓦，十五五、十六五时期有望逐步建成投产。国投电力在建水电主要为控股子公司雅砻江水电公司雅砻江流域水电项目，装机容量合计421万千瓦，投产时间集中在十五五时期；拟建牙根二级、雅砻江上游10座阶梯电站等数个水电项目装机容量合计730万千瓦。

表10：澜沧江、雅砻江流域仍有较大开发空间

上市公司	流域	项目	装机容量 (万千瓦)	年发电量 (亿千瓦时)	规划投资 (亿元)	单位投资 (万元/千瓦)	项目进展	首台机组 拟投产时间	末台机组 拟投产时间
华能水电	大渡河	硬梁包	111.6		126.92	1.14	在建	2024	2025
	澜沧江上游	托巴	140		200.29	1.43	在建	-	-
	澜沧江上游	如美	260		583.81	2.25	在建	-	-
	澜沧江上游	班达	150		266.7	1.78	在建	-	-
	澜沧江上游	邦多	82		158.5	1.93	在建	-	-
	澜沧江上游	古学	210		317	1.51	在建	-	-
	澜沧江上游	古水	220		327.2	1.49	拟建	-	-
雅砻江水电 (国投电力/ 川投能源)	印尼	巴塘	51		107.61	2.11	在建	2025	
	雅砻江	卡拉	100	45.2	171.21	1.71	在建	2029	2030
	雅砻江	孟底沟	240	104.1	347.22	1.45	在建	2031	2032
	雅砻江	牙根一级	30	11.5	58.79	1.96	在建	2028	2028
	雅砻江	牙根二级	240	84.9	348.5	1.45	拟建	2033	-
	雅砻江	楞古	165	70.4	289	1.75	拟建	2035	-
川投能源	雅砻江上游	10座阶梯电站	325				拟建	-	-
	金沙江中游	银江	39	18.3	60.27	1.55	在建	2025	-

4.2 水电——部分流域水电装机仍有增量，水风光储基地扩展增长空间

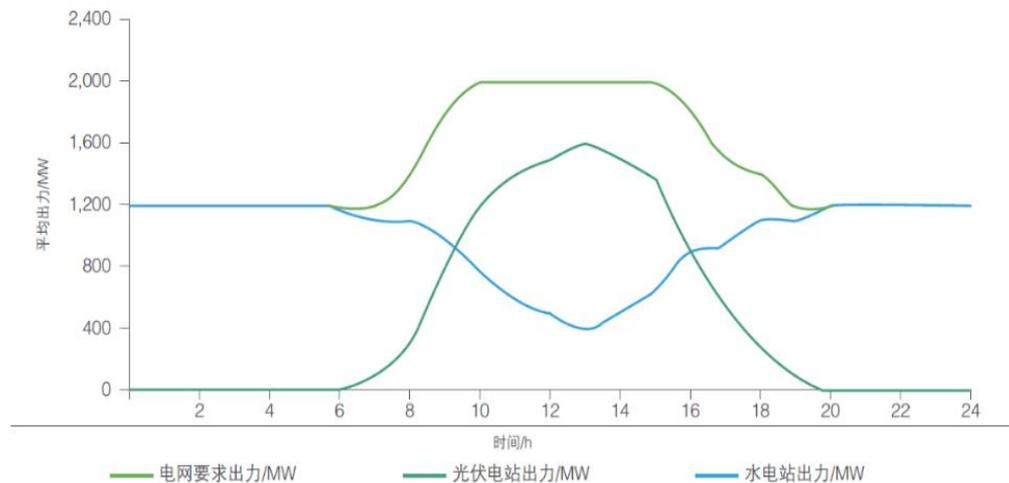
水电是优秀的灵活性电源。目前，我国电力电量总体呈现“电量平衡有余，季节性用电高峰期间电力平衡能力偏紧”的特点。水电相比煤电气电等其他电源，具有运行灵活、安全可靠的绝对优势。水电站机组开机灵便、迅速，从停机状态到满负荷运行仅需1min~2min时间，其增减负荷的迅速灵敏性有利于满足电网调峰和紧急事故支援对上网容量的高标准要求此外，大规模新能源并网影响系统原有功率供需平衡机制，负荷反调节特性十分明显，导致电网负荷峰谷差进步加大，而具有季及以上调蓄能力的水库电站由于具有较大的调节库容，可调节出力范围大，可承担电网调峰调频、事故备用、调节新能源出力波动的重任。

水光互补，提高新能源发电利用率。风、光资源在时空上的随机性、间歇性所导致的风、光出力的频繁波动，极大地加剧了电网调峰、调频的压力，对电力系统的安全稳定运行影响较大。充分发挥水电调节速度快、能源可存储等优点，能有效缓解间歇性能源出力波动给电力系统带来的影响，更好地发挥促消纳、保安全作用。以西南区域可再生能源开发基地为例，拓展水风光储一体化基地建设，可以充分利用有效库容调节风光出力波动，成为了风、光等多能互补开发的重要互补能源，这也是目前解决大规模间歇性能源电力外送的有效途径之一。

表11：水电是优秀的灵活性电源

电源类型	调峰时效性	功率调整幅度	机组爬坡速率	备注
煤电	一般	装机容量30%-100%	常规1-2%/min	未经灵活性改造最小功率为70%，改造后可达30%
气电	较好	装机容量0%-100%	常规20%/min	高温气体直接驱动气轮机做功，灵活性高于蒸汽轮机
水电	最好	装机容量0%-100%	常规50-100%/min	调峰能力受库容影响

图49：水光互补，提高新能源发电利用率



4.2 水电——部分流域水电装机仍有增量，水风光储基地扩展增长空间

“十四五”可再生能源发展规划提出，依托西南水电基地，推进水风光综合基地开发建设。做好主要流域周边风能、太阳能资源勘查，依托已建成水电、“十四五”期间新投产水电调节能力和水电外送通道，推进水风光综合基地统筹开发。

华能水电：“十四五”期间拟在澜沧江云南段和上游段规划建设“双千万千瓦”清洁能源基地。2021年公司完成新能源核准（备案）386.8万千瓦；2022年，公司新增投产新能源装机38万千瓦；2023年公司新增投产新能源装机131.31万千瓦。截至2024年3月末，公司在建光伏项目合计161.34万千瓦，其中2024年预计投产约151.76万千瓦。

国投电力：清洁能源为主、水火风光并济。截至2023年底，公司已投产控股装机容量4085.66万千瓦，其中，水电2128万千瓦、占比52.08%；火电1254.08万千瓦（含垃圾发电）、占比30.69%；风电318.25万千瓦、占比7.79%；光伏385.33万千瓦、占比9.43%。截至2023年末，国投电力及其控股雅砻江水电公司合计在建风力发电项目120.81万千瓦，合计在建光伏发电项目431.74万千瓦。

表12：“十四五”可再生能源发展规划提出建设两大水风光综合基地

地区	内容
川滇黔桂	依托水电调节能力及外送通道，重点推进金沙江上游川藏段（四川侧）和川滇段、金沙江中下游、大渡河、雅砻江、乌江、红水河等水风光基地综合开发。
藏东南	“十四五”期间，重点推进金沙江上游川藏段（西藏侧）、雅鲁藏布江下游等水风光基地综合开发。中长期依托西藏地区水电大规模开发，持续推进西藏主要流域水风光综合基地规划论证和统筹建设

表13：华能水电、国投电力在建新能源项目合计552.55万千瓦

上市公司	能源类型	项目	装机容量 (万千瓦)	规划投资 (亿元)	单位投资 (万元/千瓦)	项目进展
华能水电	光伏	光伏项目合计	161.34	84.32	0.522623	在建
		腊巴山风电二期	6.6	4.17	0.631818	在建
国投电力	风力	其他风电项目	114.21	未披露	未披露	在建
		克拉扎拉山光伏	117	61.3	0.523932	在建
	光伏	其他光伏项目	314.74	未披露	未披露	在建

目录

CONTENTS

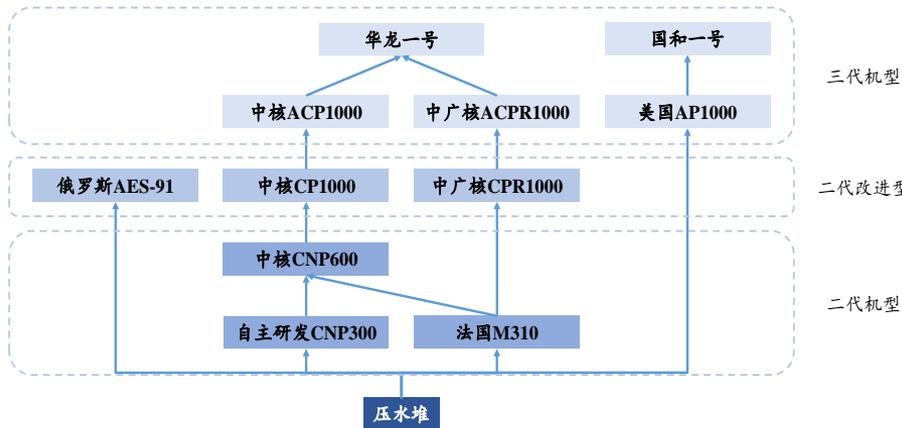
- 1 行业回顾：用电需求稳定，电力投资增长，市场涨幅居前
- 2 电改：电力市场机制不断完善，有效还原电力商品属性
- 3 火电：电价机制逐渐健全，行业盈利能力改善
- 4 水电：来水转丰支撑短期业绩，水风光基地贡献长期增量
- 5 **核电：核准有望常态化，行业成长空间释放**
- 6 绿电：装机成本持续下降，环境价值有望提振绿电收益
- 7 电网设备：国内总量高增、结构分化，海外市场景气延续
- 8 受益标的
- 9 风险提示

5.1 核电——装机容量：华龙一号助力核准恢复，核电行业成长性得到强化

我国已形成“华龙一号”、“国核一号”自主三代核电技术。上世纪80年代以来，我国以秦山一期30万千瓦起步，同时吸收法国M310技术，研发60万千瓦、百万千瓦级二代热堆核能机型，实现了标准化、批量化发展。本世纪尤其在2011年福岛核事故以后，我国对标全球最高安全标准，加快推进“华龙一号”、“国和一号”自主三代核电实现批量化发展。目前，我国热堆技术已经实现了由二代向三代的全面跨越并走出国门，2021年“华龙一号”全球首堆——福建福清5号机组以及海外首堆——巴基斯坦卡拉奇K-2机组正式投入商运。截至2024H1，世界范围内在运“华龙一号”机组6台，其中国内4台，巴基斯坦2台。“国和一号”一期示范工程于2021年开工，规划建设2台“国和一号”机组，机组单机发电功率153.4万千瓦，设计寿命60年，有望于2024年年内投运。

“华龙一号”具备能动安全和非能动安全系统，极端条件下依旧能够保证安全。历史上三次重大核事故使公众对核电的安全性产生了较大的怀疑，1979年美国三哩岛核事故、1986年苏联切尔诺贝利核事故和2011年日本福岛核事故的共同原因在于人为操作失误和极端情况导致的能动安全系统失效，最终导致堆芯过热熔毁、放射性物质扩散。“华龙一号”可以抵御17级台风、9度地震烈度；同时，“华龙一号”非能动安全系统能够在电站断电的极端条件下，依靠重力、温差和压缩空气等自然力，通过蒸发、冷凝、对流、自然循环等自然过程来带走热量，防止堆芯过热熔毁。

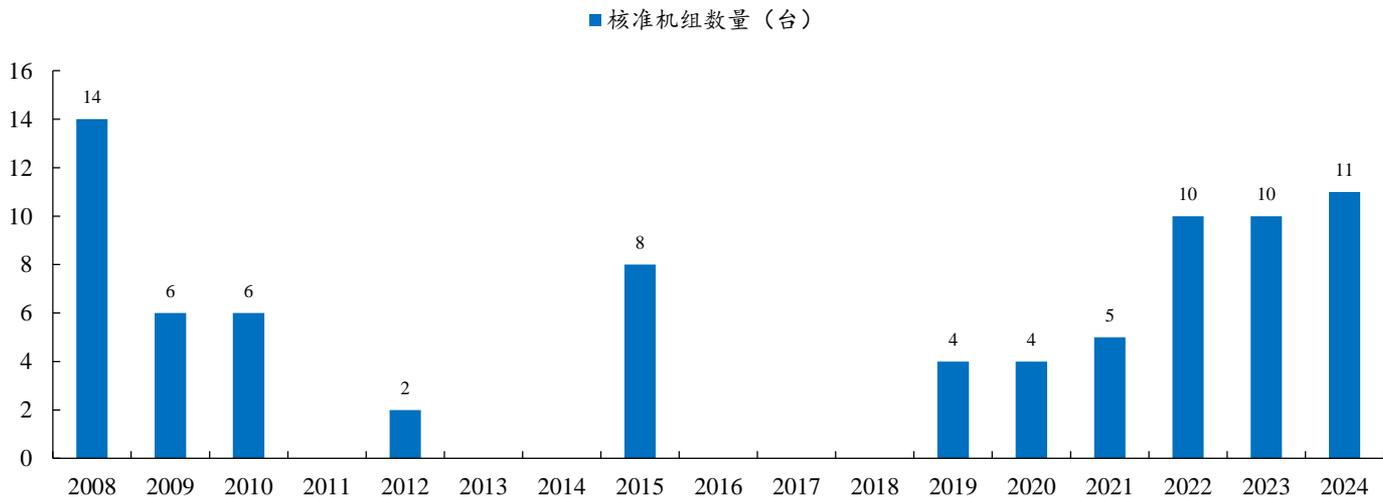
图50：我国核电技术路线经历多次迭代，已形成自主三代核电技术



5.1 核电——装机容量：华龙一号助力核准恢复，核电行业成长性得到强化

我国自主核电技术先进性得到验证，核电核准、建设进入快车道。2011年福岛核事故后，国务院《核电中长期发展规划（2011-2020年）》提出“只在沿海安排少数经过充分论证的核电项目厂址，不安排内陆核电项目”，“十二五”期间核准10台机组，“十三五”期间仅核准8台机组。2021年“华龙一号”全球首堆成功投入商运，而后政府工作报告提出“确保安全前提下积极有序发展核电”，政策发生转向。2022-2024年分别核准核电机组10/10/11台机组，其中采用“华龙一号”技术的机组18台；截至目前，我国在运/在建/核准待建“华龙一号”机组累计达30台，我国核电建设进入快车道。

图51：2019年起核电项目核准恢复，2022-2024年核准节奏保持稳定



5.1 核电——装机容量：华龙一号助力核准恢复，核电行业成长性得到强化

核电行业护城河较宽，国内仅四家企业拥有核电牌照。我国核电的开发和运营长期以来由中核、中广核两家核电央企主导，在引进美国三代技术AP1000后，控股山东海阳核电的中电投与具备核电工程设计技术的国家核电重组合并为国家电投，成为第三家具备核电业主开发资质的央企。2021年，由华能集团控股的海南昌江二期核电项目获得核准，标志着华能集团正式获得核电运营资质，成为我国第四家具备核电运营资质的发电企业。

核电运营商呈现双寡头局面。截至2024Q3，我国商运核电机组56台，装机容量58.22GW，其中，中国广核、中国核电、国家电投分别控股装机25.04GW、23.75GW、2.51GW，占比43.0%、40.8%、4.3%，中国广核与华能集团联营6.71GW，占比11.53%；我国已核准在建/待建（不含国核示范工程与霞浦示范快堆）44台，装机容量52.22GW；其中，中国核电（不含霞浦示范快堆）、中国广核（含广核集团委托）、国家电投（不含国核示范工程）在建装机容量分别为20.64W、16.80GW、7.51GW，占比39.5%、32.2%、14.4%。

图52：截至2024Q3，中国核电、中国广核控股核电装机占比83.80%

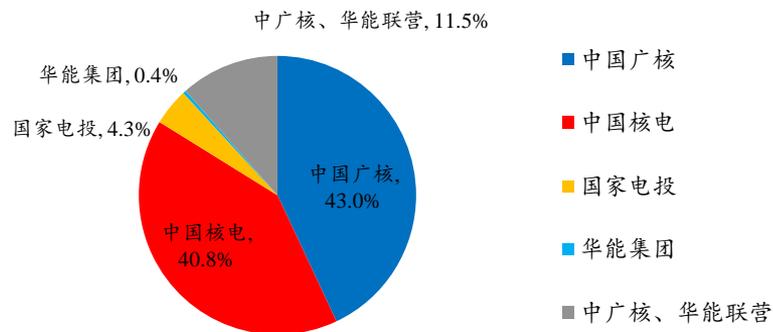
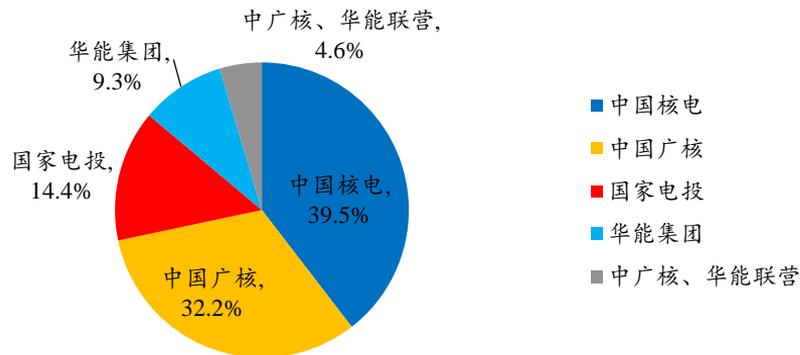


图53：截至2024Q3，中国核电、中国广核控股核电装机占比71.69%



5.2 核电——我国核电具备开发潜力，未来有望成为重要的基荷电源

核能是重要的清洁能源。根据能源研究所（EI）的数据，2023年世界总发电量29924.8TWh，核电贡献2737.7TWh，占比9.15%；经合组织（OECD）国家总发电量11178.6TWh，核电贡献1831.7TWh，占比16.39%。

我国核电装机容量、发电量占比均低于世界平均水平。根据中国核能行业协会数据，2023年我国累计发电量为89092.0亿千瓦时，运行核电机组累计发电量为4333.71亿千瓦时，占全国累计发电量的4.9%，远低于世界平均水平9.1%和OECD国家平均水平16.4%。截至2023年末，我国商运核电机组55台，装机容量57.03GW，仅占全国总发电装机容量的2.0%。

图54：2023年世界发电结构核电占比9.15%

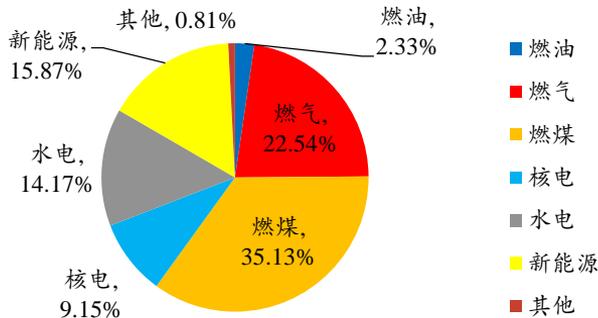


图55：2023年OECD国家发电结构核电占比16.39%

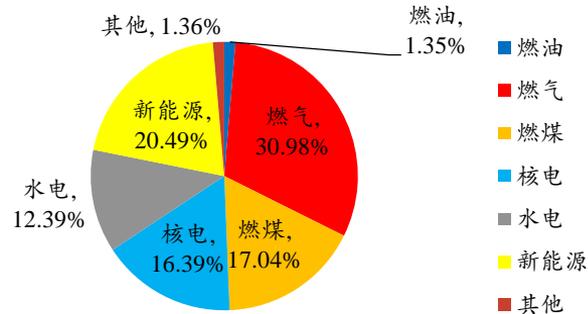


图56：2023年我国发电量结构中，核电占比4.9%

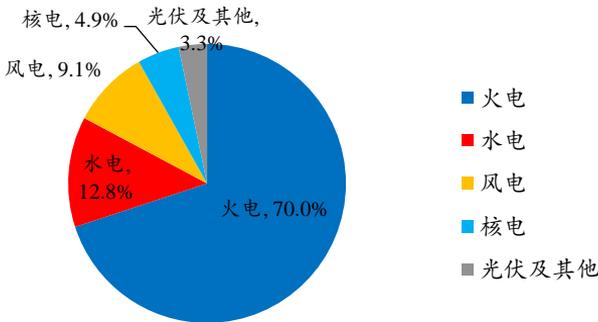
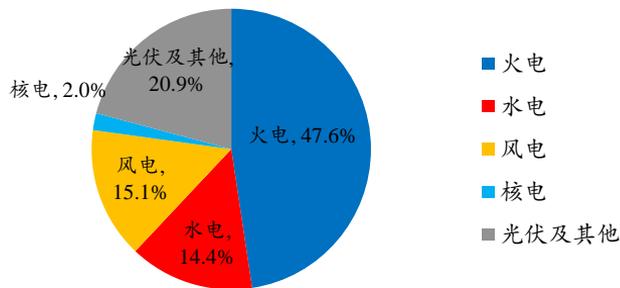


图57：截至2023年末，我国装机结构中核电占比2.0%



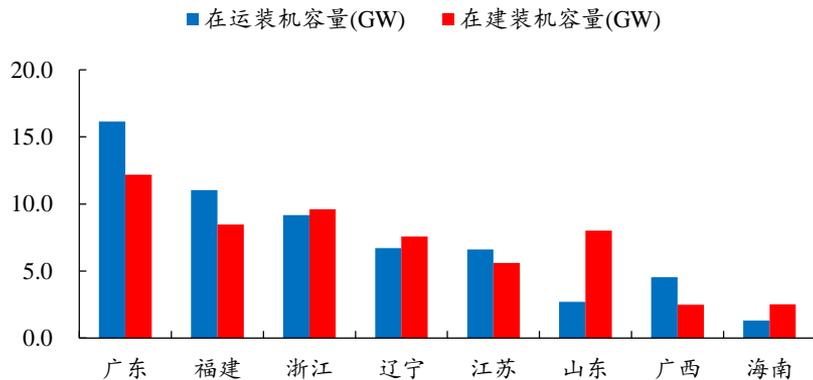
5.2 核电——我国核电具备开发潜力，未来有望成为重要的基荷电源

三代核电相关设备国产化率超90%，具备每年10台/套左右主设备制造能力。“华龙一号”首堆设备国产化率达88%，实现了反应堆压力容器、蒸汽发生器、堆内构件等关键设备在内的411台设备的国产化；目前批量化建设阶段相关设备国产化率已超90%。截至2023年底，“国和一号”已实现整机100%国产化能力。目前，我国已形成每年10台/套左右的百万千瓦级压水堆主设备制造能力，具备同时建造40余台核电机组的工程施工能力。

未来十年有望保持每年开工8-10台百万千瓦核电机组的建设节奏。根据核能行业协会的报告，预计到2035年，核能发电量在我国电力结构中的占比将达到10%左右，与当前全球平均水平相当，到2060年，核能发电量占比需达到18%左右，与当前OECD国家水平相当。“十五五”和“十六五”期间，按年度开工8-10台百万千瓦机组规模预计，2030年、2035年我国核电装机将分别达到1.2亿、1.5亿千瓦左右，发电量分别约占全国总发电量的7.3%、10.0%。2022-2024年，我国已连续三年每年核准不低于10台机组，未来核准节奏有望维持平稳。

我国沿海核电厂址储备充裕，可满足中期发展需要。根据公开资料，沿海核电厂址广西玉林、辽宁庄河、山东辛安等多个厂址已纳规，但尚无机组核准；现有核电厂址浙江三门、浙江金七门、广东廉江等部分已纳规机组尚未核准，沿海核电厂址储备充裕。根据公司公告，我国核电若按照当前每年8-10台的核准节奏，沿海的核电厂址可满足“十四五”，甚至“十五五”的发展需要。

图58：我国在运、在建核电站主要分布在华南、华东沿海地区



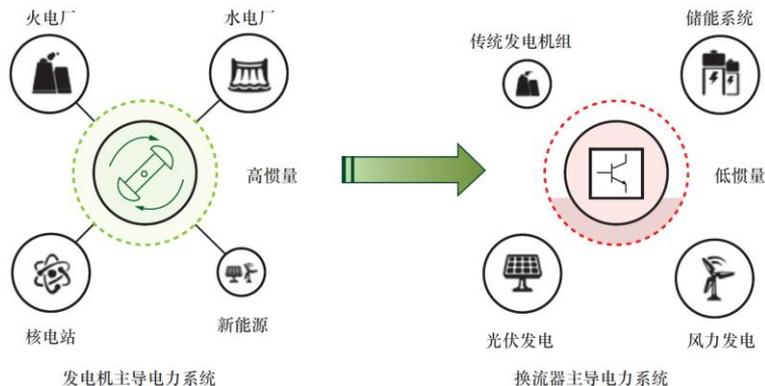
5.2 核电——我国核电具备开发潜力，未来有望成为重要的基荷电源

新型电力系统安全稳定运行需要核电提供坚强支撑。随着新能源装机和发电力占比持续提升，电力系统主体电源由连续可控的火电机组变为弱可控和强不确定的风光机组，高比例可再生能源和高比例电力电子设备的“双高”特性日益凸显。常规火电机组被新能源机组大规模替代导致系统转动惯量减少、电力系统保持频率和电压稳定的能力下降。核电机组是同步发电机，具有转动惯量，能够提高系统阻尼，为电力系统提供有效的功角稳定、电压稳定和频率稳定支撑，能够有效应对火电机组减少带来的系统安全风险，是新型电力系统安全稳定运行的重要保障。

核电能够缓解华中地区电力供需困境，内陆核电有望迎来破局。2024年4月，中国核能行业协会发布《中国核能发展报告（2024）》蓝皮书，建议优化核电布局，针对电力供应缺口问题突出的华中省份，尽快启动核电项目建设；中国工程院院士、国家电网有限公司顾问舒印彪指出，中国中部地区，位于能源供应的末端，水电资源已开发，在运煤电机组多，风光资源不具备基地型开发条件，核电成为实现能源可持续供应和替代煤电的较好选择，2030年前后，应适时启动中部地区核电项目前期及工程建设工作，内陆核电将对保障中部省份持续增长的用电需求、优化电源结构起到重要作用。

未来核电将充当电力系统的基荷电源发挥重要作用。根据国家电投的报告，未来风光总容量将超过50%，但要保证工业负荷瞬态安全，电网应该具有60%的稳定负荷供应能力，发电量：火电（25%）、水电（15%）、核电（20%）与储能联动。未来核电装机容量应达到4亿千瓦、发电量在骨干电网占比应超过20%，预计需要持续建设200台以上的大型先进压水堆，直接总投资将超过4万亿。

图21：随着新能源装机和发电力占比持续提升，电力系统转动惯量减少



5.2 核电——我国核电具备开发潜力，未来有望成为重要的基荷电源

核电站建设阶段可分为FCD准备、土建、设备安装、调试、并网五个部分。其中，FCD准备阶段指核电机组获得国务院核准至核岛浇筑第一罐混凝土（FCD, The First Concrete Date）；土建施工阶段指FCD至主厂房穹顶吊装就位；设备安装阶段指核岛系统设备全面安装施工至核岛主系统具备冷态功能试验条件；调试阶段指电厂全面联合调试；并网阶段指发电机实现与电网首次并网后的调试。

截至2024H1，我国在建核电机组（核岛已浇筑第一罐混凝土）26台，装机容量30.15GW；核准待建核电机组11台，装机容量13.42GW。2024年8月，国常会核准江苏徐圩等5个核电项目共计11台机组，总装机容量12.92GW。根据中国核电公告，华龙一号机组从核准至建设完成大约需要7年，目前多数在建/核准待建核电项目预计于“十五五”期间投产。根据中国广核公告，集团承诺委托上市公司建设的惠州、苍南项目在满足资产注入条件下，最晚不迟于核电项目正式开工建设之后五年内注入上市公司。在建及已核准项目全部投产后，中国核电控股装机容量（不含霞浦示范工程）将较目前提升86.91%，中国广核管理的装机容量将较目前提升60.52%。

表14：在建核电机组大多将于“十五五”期间投产

控股股东	电站名称	持股比例	机组编号	项目进度	机型	机组容量 (万千瓦)	拟投产时间
	江苏田湾核电	50%	田湾7号机组	设备安装	VVER1200	126.5	2026
			田湾8号机组	土建	VVER1200	126.5	2027
	海南昌江核电	51%	海南小堆示范机组	设备安装	玲龙一号	12.5	2026
	浙江三门核电	51%	三门3号机组	土建	CAP1000	125.1	2027
			三门4号机组	土建	CAP1000	125.1	2027
	福建漳州核电	51%	漳州1号机组	调试	华龙一号	121.2	2024
			漳州2号机组	设备安装	华龙一号	121.2	2025
			漳州3号机组	FCD准备	华龙一号	121.2	未披露
			漳州4号机组	FCD准备	华龙一号	121.2	未披露
中国核电	辽宁徐大堡核电	54%	徐大堡1号机组	土建	CAP1000	129.1	2028
			徐大堡2号机组	FCD准备	CAP1000	129.1	未披露
			徐大堡3号机组	设备安装	VVER1200	127.4	2027
			徐大堡4号机组	土建	VVER1200	127.4	2027
	福建霞浦核电	55%	示范快堆1号机组	未披露	钠冷快堆	60.0	未披露
			示范快堆2号机组	未披露	钠冷快堆	60.0	未披露
	浙江金七门核电	50%	金七门1号机组	FCD准备	华龙一号	121.5	未披露
			金七门2号机组	FCD准备	华龙一号	121.5	未披露
	江苏徐圩核电	51%	徐圩1号机组	FCD准备	华龙一号	120.8	未披露
			徐圩2号机组	FCD准备	华龙一号	120.8	未披露
			徐圩3号机组	FCD准备	高温气冷堆	66.0	未披露
华能集团/ 中国核电	海南昌江核电	51%/49%	昌江3号机组	未披露	华龙一号	120.0	未披露
			昌江4号机组	未披露	华龙一号	120.0	未披露
华能集团	辽宁石岛湾核电	55.24%	石岛湾1号机组	FCD准备	华龙一号	122.5	未披露
			石岛湾2号机组	FCD准备	华龙一号	122.5	未披露

5.2 核电——我国核电具备开发潜力，未来有望成为重要的基荷电源

核电站建设阶段可分为FCD准备、土建、设备安装、调试、并网五个部分。其中，FCD准备阶段指核电机组获得国务院核准至核岛浇筑第一罐混凝土（FCD, The First Concrete Date）；土建施工阶段指FCD至主厂房穹顶吊装就位；设备安装阶段指核岛系统设备全面安装施工至核岛主系统具备冷态功能试验条件；调试阶段指电厂全面联合调试；并网阶段指发电机实现与电网首次并网后的调试。

截至2024H1，我国在建核电机组（核岛已浇筑第一罐混凝土）26台，装机容量30.15GW；核准待建核电机组11台，装机容量13.42GW。2024年8月，国常会核准江苏徐圩等5个核电项目共计11台机组，总装机容量12.92GW。根据中国核电公告，华龙一号机组从核准至建设完成大约需要7年，目前多数在建/核准待建核电项目预计于“十五五”期间投产。根据中国广核公告，集团承诺委托上市公司建设的惠州、苍南项目在满足资产注入条件下，最晚不迟于核电项目正式开工建设之后五年内注入上市公司。在建及已核准项目全部投产后，中国核电控股装机容量（不含霞浦示范工程）将较目前提升86.91%，中国广核管理的装机容量将较目前提升60.52%。

续表14：在建核电机组大多将于“十五五”期间投产

控股股东	电站名称	持股比例	机组编号	项目进度	机型	机组容量 (万千瓦)	拟投产时间
华能集团/ 中国广核	福建宁德核电	45%/45%	宁德1号机组	FCD准备	华龙一号	121.0	未披露
			宁德2号机组	FCD准备	华龙一号	121.0	未披露
中国广核	广东陆丰核电	100%	陆丰1号机组	FCD准备	CAP1000	124.5	未披露
			陆丰2号机组	FCD准备	CAP1000	124.5	未披露
			陆丰5号机组	设备安装	华龙一号	120.0	2027
			陆丰6号机组	土建	华龙一号	120.0	2028
山东招远核电	100%	招远1号	FCD准备	华龙一号	121.4	未披露	
		招远2号	FCD准备	华龙一号	121.4	未披露	
广东惠州核电	82%	太平岭1号机组	调试	华龙一号	120.0	2025	
		太平岭2号机组	设备安装	华龙一号	120.0	2026	
		太平岭3号机组	FCD准备	华龙一号	120.0	未披露	
		太平岭4号机组	FCD准备	华龙一号	120.0	未披露	
中广核集团	浙江苍南核电	46%	三澳1号机组	设备安装	华龙一号	112.6	2026
			三澳2号机组	设备安装	华龙一号	112.6	2027
			三澳3号机组	FCD准备	华龙一号	121.5	未披露
			三澳4号机组	FCD准备	华龙一号	121.5	未披露
山东海阳核电	65%	海阳3号机组	未披露	AP1000	125.3	2028	
		海阳4号机组	未披露	AP1000	125.3	2028	
广东廉江核电	92%	廉江1号机组	未披露	CAP1000	125.3	2029	
		廉江2号机组	未披露	CAP1000	125.3	未披露	
国家电投	国核示范电站	69%	示范工程1号机组	调试	国和一号	153.4	2024
			示范工程2号机组	设备安装	国和一号	153.4	未披露
广西白龙核电	92%	白龙1号机组	FCD准备	CAP1000	125.0	未披露	
		白龙2号机组	FCD准备	CAP1000	125.0	未披露	

目录

CONTENTS

- 1 行业回顾：用电需求稳定，电力投资增长，市场涨幅居前
- 2 电改：电力市场机制不断完善，有效还原电力商品属性
- 3 火电：电价机制逐渐健全，行业盈利能力改善
- 4 水电：来水转丰支撑短期业绩，水风光基地贡献长期增量
- 5 核电：核准有望常态化，行业成长空间释放
- 6 **绿电：装机成本持续下降，环境价值有望提振绿电收益**
- 7 电网设备：国内总量高增、结构分化，海外市场景气延续
- 8 受益标的
- 9 风险提示

6.1 绿电——新能源投资成本持续下行，全国风光装机容量快速增长

新能源投资建设成本大幅下降。根据国际可再生能源机构（IRENA）的报告，2023年，我国陆上风电、海上风电、大型光伏电站加权平均平准化成本（Levelised Cost of Electricity, LCOE）分别为25.97美元/兆瓦时、70美元/兆瓦时、35.65美元/兆瓦时，分别较2010年下降71.1%、34.9%、89.5%。

图60：我国陆上风电和大型光伏电站平准化发电成本持续下降（美元/兆瓦时）

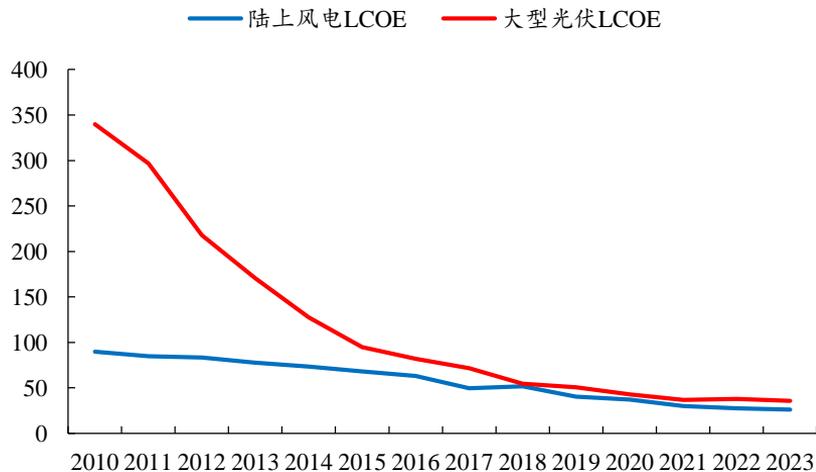
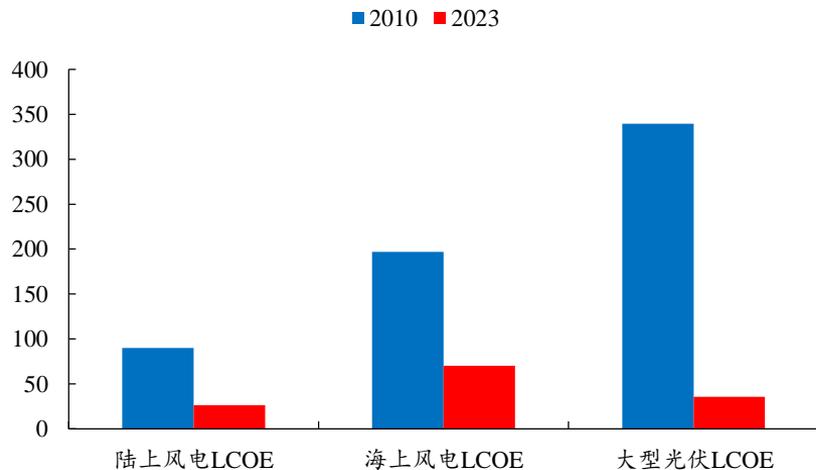


图61：2023年我国陆上风电、海上风电、大型光伏电站平准化发电成本较2010年显著下降（美元/兆瓦时）



6.1 绿电——新能源投资成本持续下行，全国风光装机容量快速增长

我国新能源累计装机容量快速提升。截至2024H1，我国风电装机容量466.71GW，同比增长19.9%；光伏装机容量713.50GW，同比增长51.6%。2024年上半年，我国新增风电装机容量25.37GW，同比增长6.7%；新增光伏装机容量102.48GW，同比增长31.3%。

图62：截至2024H1，我国风电装机容量466.71GW，同比增长19.9%

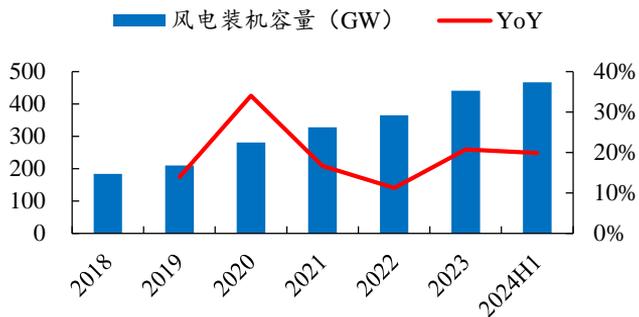


图63：2024年上半年，我国新增风电装机容量25.37GW，同比增长6.7%

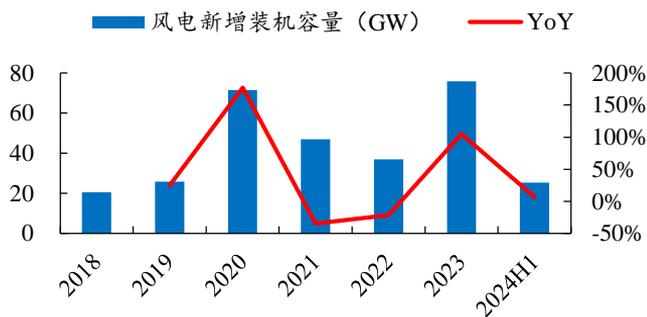


图64：截至2024H1，我国光伏装机容量713.50GW，同比增长51.6%

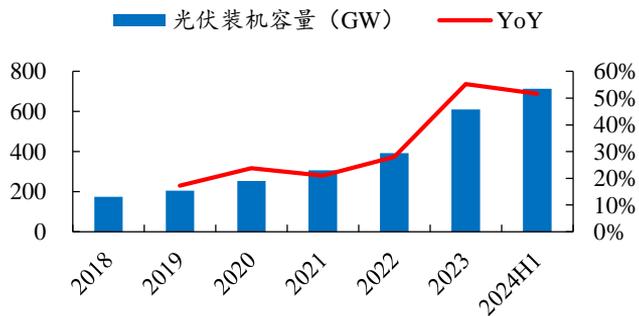
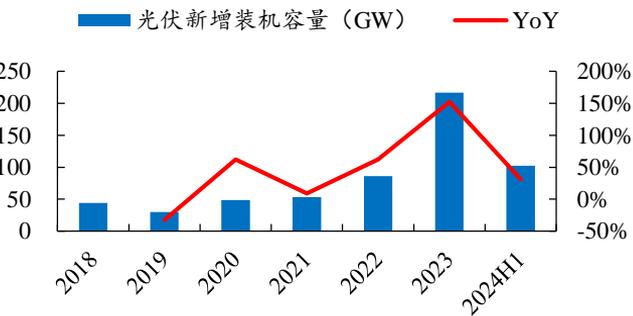


图65：2024年上半年，我国新增光伏装机容量102.48GW，同比增长31.3%



6.2 绿电——市场机制建设逐渐完善，助力打通绿电环境价值传导机制

2017年以前，我国绿电政策重点在于建立可再生能源发电全额保障性收购机制，促进电网落实保障性收购任务。

2019年，《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》正式提出建立健全“可再生能源电力消纳保障机制”，自2019年起，两部委每年印发各省级区域可再生能源电力总量消纳、非水可再生能源电力消纳责任权重。

2020年，山东、黑龙江、湖北、陕西、北京、重庆等地先后印发本地区“消纳保障实施方案”，各类市场主体除了实际消纳可再生能源电量以外，还可以通过购买其他市场主体“超额消纳量”、自愿认购绿色电力证书等方式完成消纳量。

2021年国家能源局华北监管局出台修订的《京津冀绿色电力市场化交易规则及配套优先调度实施细则》，北京电力交易中心出台《北京电力交易中心可再生能源电力超额消纳量交易规则（试行）》，“可再生能源电力超额消纳量交易”和“绿证交易”应运而生。

伴随着可再生能源消纳责任保障机制的建立，超额消纳量交易绿电绿证交易等市场交易机制逐步形成，一系列举措标志着我国向着建立可再生能源电力发展和消纳的长效机制又迈进一步。

表15：2006-2023年，我国绿电绿证交易机制逐步健全

文件	时间	主要内容
《可再生能源法》	2006	电网企业应当全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量，并为可再生能源发电提供上网服务
《可再生能源法》修正	2009	国家实行可再生能源发电全额保障性收购制度
《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》	2015	确保可再生能源发电依照规划保障性收购、认真落实可再生能源发电保障性收购制度
《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》	2016	国家能源局将制定各省（区、市）能源消费总量中的可再生能源比重目标和社会用电量中的非水电可再生能源电量比重指标，且明确提出“建立可再生能源电力绿色证书交易机制”
《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》	2016	完善了可再生能源发电全额保障性收购机制的配套文件
《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》	2016	要求做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作
《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》	2019	正式提出建立健全“可再生能源电力消纳保障机制”，自2019年起，两部委每年印发各省级区域可再生能源电力总量消纳、非水可再生能源电力消纳责任权重
《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》	2021	尽快建立绿色电力交易市场
《绿色电力交易试点工作方案》	2021	明确绿色电力交易定义和交易框架、强调绿色电力交易的优先原则、规范绿色电力产品的交易方式、厘清绿色电力产品的市场化定价机制、提出绿色电力交易的衔接与发展预期
《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》	2022	鼓励新能源以差价合约形式参与现货市场

6.2 绿电——市场机制建设逐渐完善，助力打通绿电环境价值传导机制

2017年，《关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知》（发改能源〔2017〕132号）提出建立可再生能源绿色电力证书自愿认购体系，试行可再生能源绿色电力证书的核发工作，完善绿色电力证书的自愿认购规则，做好绿色电力证书自愿认购责任分工，我国绿证机制开启试运行。风电、光伏发电企业出售绿证后，相应电量不得再享受补贴。绿证核发对象暂限于陆上风电和集中式光伏项目。

2019年，《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》（发改能源〔2019〕19号）提出开展平价上网项目和低价上网试点项目建设，鼓励平价上网项目和低价上网项目通过绿证交易获得合理收益补偿，促进风电、光伏发电通过电力市场化交易无补贴发展。风光进入无补贴时代，亟待与其他支持政策衔接。

2023年，《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知》（发改能源〔2023〕1044号）明确绿证适用范围，规范绿证核发，完善绿证交易。2023年1044号文，全方位提高绿证唯一性、通用性和权威性，标志着我国进入“全面绿证”阶段。

表16：发改能源〔2023〕1044号文标志着我国进入“全面绿证”阶段

	发改能源〔2017〕132号	发改能源〔2023〕1044号	政策变化
绿证含义	向符合资格的可再生能源发电企业颁发的具有唯一代码标识的电子凭证	绿证是我国可再生能源电量环境属性的唯一证明，是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证	规范绿电（绿证）交易市场，凸显绿证唯一性
核发机构	国家可再生能源信息管理中心	国家发展改革委、国家能源局负责确定核发可交易绿证的范围，并根据可再生能源电力生产消费情况动态调整。国家能源局负责绿证相关管理工作	国家能源局新能源和可再生能源司负责绿证相关管理工作；国家能源局电力业务资质管理中心负责绿证核发，国家可再生能源信息管理中心配合并提供技术支撑
核发范围	国家可再生能源电价附加资金补助目录内的风电（陆上风电）和光伏发电项目（不含分布式光伏项目）	对全国风电等已建档立卡的可再生能源发电项目所生产的全部电量核发绿证，实现绿证核发全覆盖	纳入常规水电，极大扩展了核发范围，扩大参与发电企业范围，满足更多类型的绿色电力消费需求
交易机构	认购信息归信息中心所有。信息中心负责发布证书认购信息	绿证依托中国绿色电力证书交易平台，以及北京电力交易中心、广州电力交易中心开展交易，适时拓展至国家认可的其他交易平台，绿证交易信息应实时同步至核发机构	交易平台增加，有利于增加市场透明度和流动性
方式	证书自愿认购采用认购平台挂牌出售形式	绿证交易采取双边协商、挂牌、集中竞价等方式进行	交易方式更为完善，有利于增加市场的透明度和流动性
政策衔接	/	衔接碳市场，推动绿证国际互认	旨在增强绿证适用性、进一步与国内外相关机制衔接

6.2 绿电——市场机制建设逐渐完善，助力打通绿电环境价值传导机制

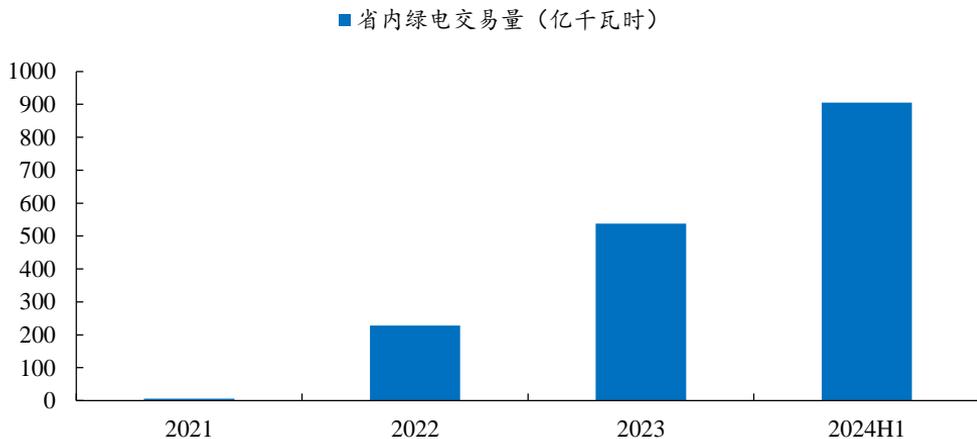
绿电交易量迎来井喷式增长。2024上半年，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量28470.3亿千瓦时，同比增长7.4%，占全社会用电量比重为61.1%。其中，省内绿电交易905.4亿千瓦时，同比增长324.3%。

多个省区绿电交易量实现新突破。2024上半年，海南省内“绿电+绿证”交易总成交电量6.47亿千瓦时，是去年全年绿电交易量的7.6倍；新疆实现绿电交易电量8.6亿千瓦时，较2023年全年绿电交易电量增长2倍。

绿证核发数量快速增长。2024年上半年，国家能源局核发绿证4.86亿个，同比增长13倍。其中，风力发电1.97亿个，常规水电1.02亿个，太阳能发电1.33亿个，生物质发电5435万个，其他可再生能源发电1.65万个。核发补贴项目绿证1.29亿个，核发无补贴项目绿证3.57亿个。自2017年实施绿证制度以来，累计核发绿证约7.07亿个，其中风力发电3.15亿个、常规水电1.02亿个、太阳能发电2.29亿个、生物质发电6068万个、其他可再生能源发电2万个。

绿证交易规模显著提升。2024年上半年，全国参与绿证市场交易的买方企业和个人主体3.9万个，同比增长4倍，交易绿证1.6亿个（其中随绿电交易绿证7737万个），同比增长6倍，其中风力发电9539万个，太阳能发电6413万个，生物质发电18.5万个，市场活力有效激发。

图66：2024上半年省内绿电交易合计905.4亿千瓦时，同比增长324.3%



6.2 绿电——市场机制建设逐渐完善，助力打通绿电环境价值传导机制

目前多省对绿电的环境价值作出限制，使其在较为稳定的范围内波动。由于绿电的环境价值涉及与碳市场、能源消费量计算等环境属性相关机制，因此主管部门对其合理波动范围有所预期，将其维持在稳定范围内也便于在市场初期与其他机制对接，体现环境属性的一致性。部分绿电需求旺盛的省份如浙江、广东都对环境价值的范围设定了限值。

表17：2024年部分省份对绿电环境价值设限

	文件	环境价值上下限
广东	《关于2024年电力市场交易有关事项的通知》	下限取值0元/兆瓦时，上限取值50元/兆瓦时
广西	《2024年广西绿色电力市场化交易实施方案》	下限为0元/兆瓦时，不设上限
浙江	《浙江省绿电绿证市场化交易工作细则(试行)》	最低不得低于10元/兆瓦时,最高不得高于30元/兆瓦时
天津	《天津市绿电交易工作方案(2024年修订版)》	取值不得为零，上限为50元/兆瓦时
安徽	《安徽省2024年绿色电力交易实施方案》	环境价值不设上限，且需大于零

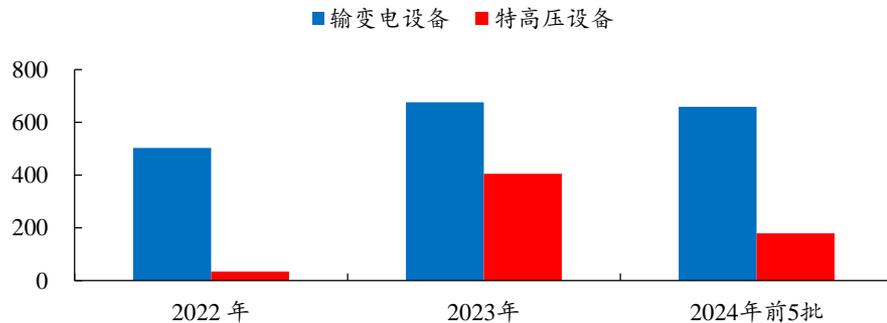
内蒙古建立高耗能企业可再生能源电力强制消费机制，绿证被纳入可再生能源电力消费核算范围，有望一定程度上提振绿证价格。2024年10月，内蒙古自治区发展改革委等部门联合出台《关于建立高耗能企业可再生能源电力强制消费机制若干措施》，明确企业可再生能源电力消费量由物理消纳电量和购买绿证两部分组成，其中，物理消纳电量由市场化项目自发自用可再生能源电量、用户绿色电力交易结算电量、用户常规电力交易的可再生能源电量三部分组成。

目录

CONTENTS

- 1 行业回顾：用电需求稳定，电力投资增长，市场涨幅居前
- 2 电改：电力市场机制不断完善，有效还原电力商品属性
- 3 火电：电价机制逐渐健全，行业盈利能力改善
- 4 水电：来水转丰支撑短期业绩，水风光基地贡献长期增量
- 5 核电：核准有望常态化，行业成长空间释放
- 6 绿电：装机成本持续下降，环境价值有望提振绿电收益
- 7 **电网设备：国内总量高增、结构分化，海外市场景气延续**
- 8 受益标的
- 9 风险提示

图67：国网2024年输变电设备招标稳健增长，特高压设备招标进度偏慢（亿元）



注：2024年国家电网跳过了特高压第4批招标，直接进行了第5批招标。

截至2024年10月底，国网2024年输变电设备招标额同比保持稳健增长。不考虑单一来源和增补项目，国网2024年前5批输变电设备招标额合计658.54亿元，达2023年全年6批招标额的97.4%；2022年-2024年前10月分别招标503.26、675.90、658.54亿元。国网2024年前5批特高压设备招标额合计179.28亿元，占2023年全年6批招标额的44.2%，进度偏慢，预计2024年Q4有望加快；2022年-2024年前10月分别招标34.38、405.23、179.28亿元。

图68：国网2024年前5批输变电设备招标额合计658.54亿元，达2023年全年6批招标额的97.4%（亿元）

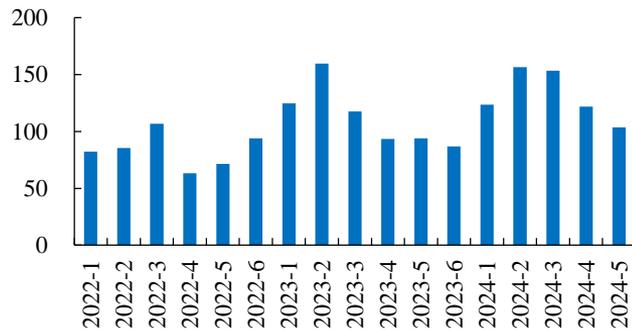
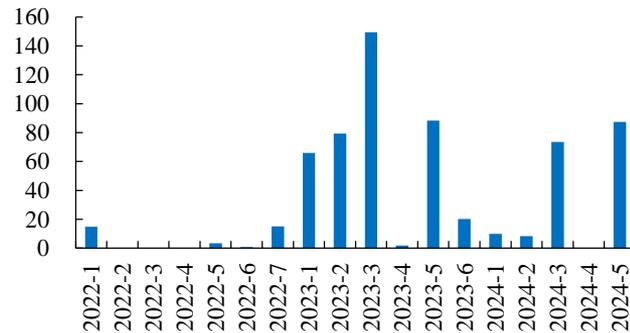


图68：国网2024年前5批特高压设备招标额合计179.28亿元，达2023年全年6批招标额的44.2%（亿元）



7.1 电网设备——国内市场：输变电稳健推进，特高压进度偏慢，电表招标保持平稳

截至2024年10月底，国网2024年前2批电表金额同比下降；年内还有第三批电表招标，全年预计持平。国网2024年前2批电表招标额合计169.12亿元，达2023年全年2批招标额的72.6%。2022年-2024年前10月分别招标256.40、232.86、169.12亿元。

图70：国网2024年前2批电表招标金额同比下降，全年预计持平（亿元）

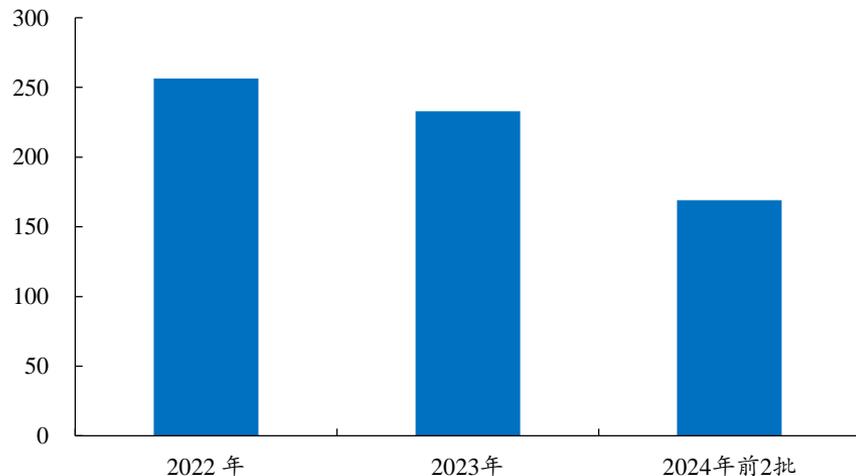
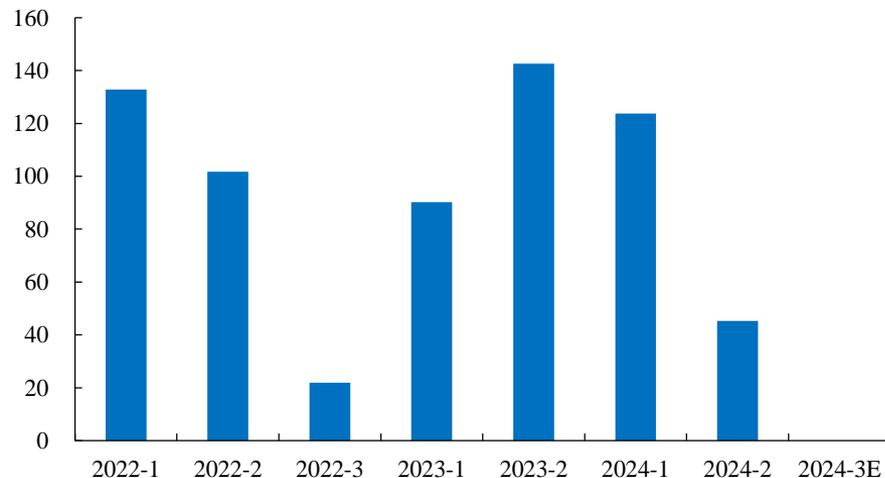


图71：国网2024年前2批电表招标额合计169.12亿元，达2023年全年2批招标额的72.6%（亿元）



2024年前三季度，变压器、电线电缆、电气开关、电能表四类设备出口总金额3644.99亿美元，同比增长9.0%。结构上看，低压开关出口金额1731.74亿美元，占比47.5%；电线电缆出口金额1358.09亿美元，占比37.3%；变压器出口金额332.15亿美元，占比9.1%；高压开关出口金额211.48亿美元，占比5.8%；电能表出口金额11.53亿美元，占比0.3%。

图72：2024年前三季度，四类电力设备出口总金额3644.99亿美元，同比增长9.0%

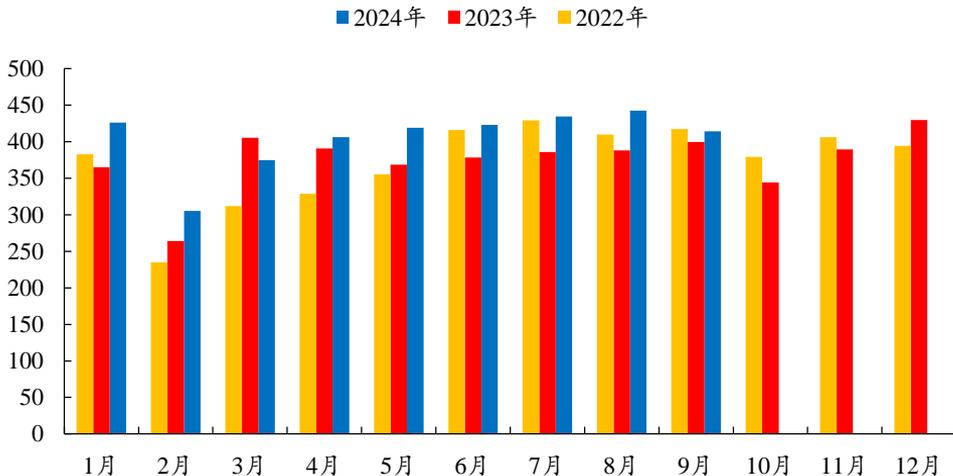
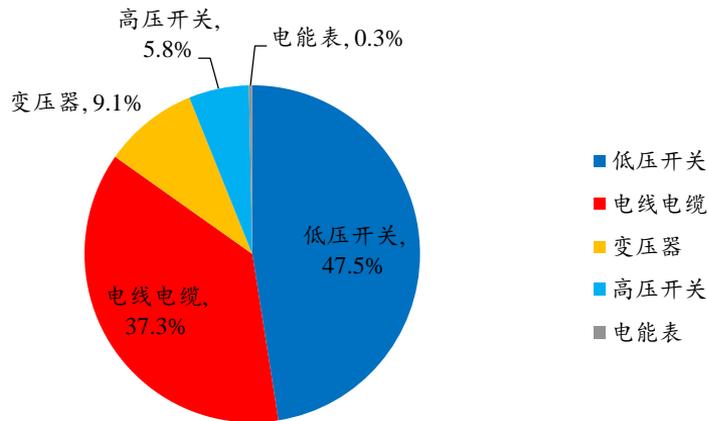


图73：低压开关和电线电缆出口金额占比较高



低压开关、电线电缆出口规模较大，2024年前三季度保持平稳增长。2024年前三季度低压开关出口额1731.74亿美元，同比增长3.2%，较2022年增长4.1%；电线电缆出口额1358.09亿美元，同比增长10.9%，较2022年增长6.3%。

图74：2024年前三季度，低压开关出口额1731.74亿美元，同比增长3.24%

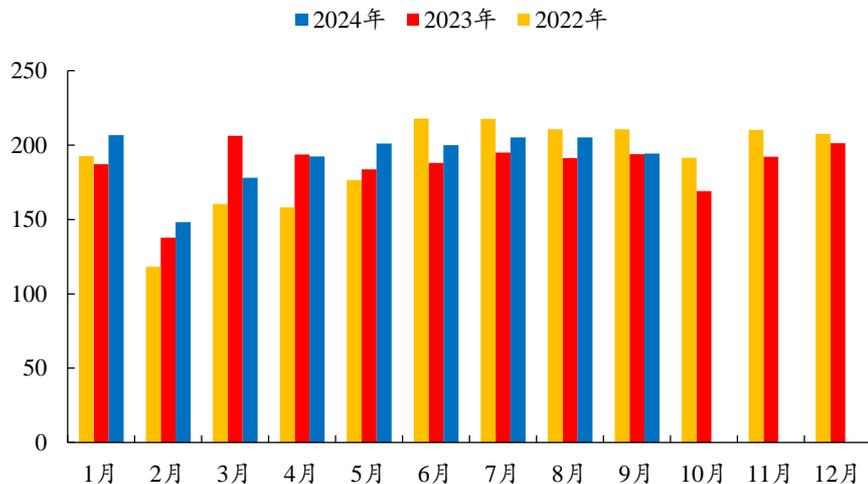
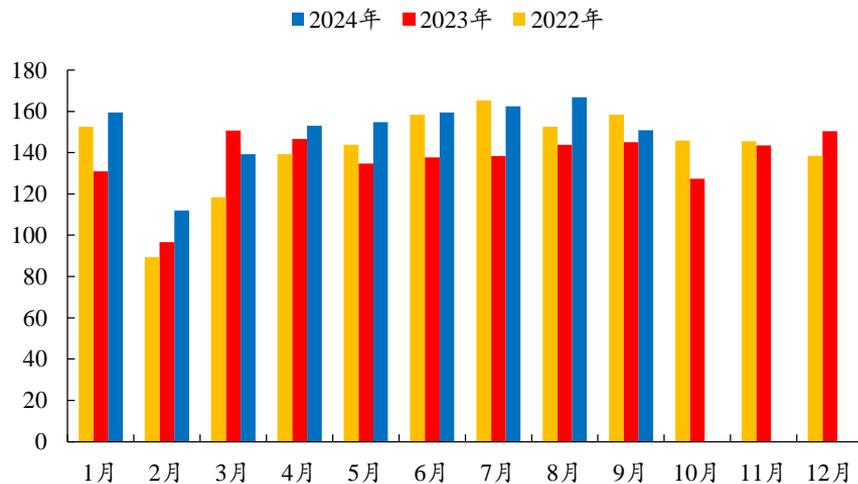


图75：2024年前三季度，电线电缆出口额1358.09亿美元，同比增长10.94%



2024年前三季度，变压器、高压开关出口额持续高增。变压器出口额332.15亿美元，同比增长26.6%，较2022年增长56.93%；高压开关出口额211.48亿美元，同比增长24.1%，较2022年增长70.88%。

图76：2024年前三季度，变压器出口额332.15亿美元，同比增长26.6%

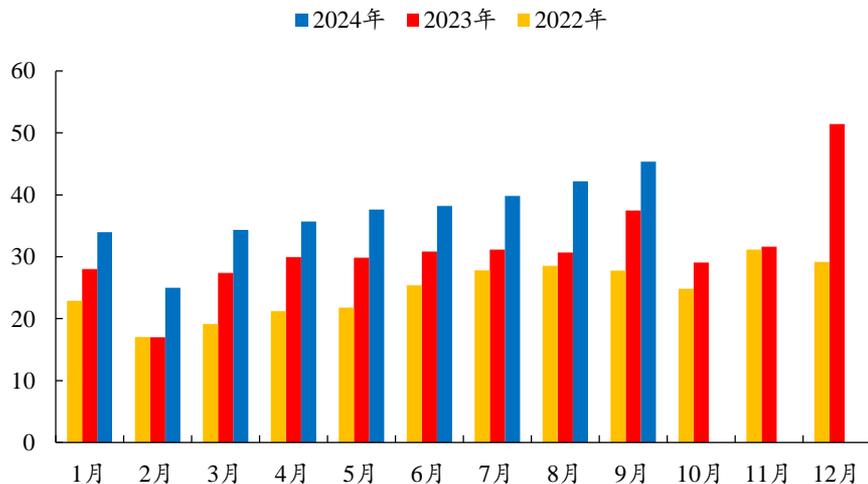
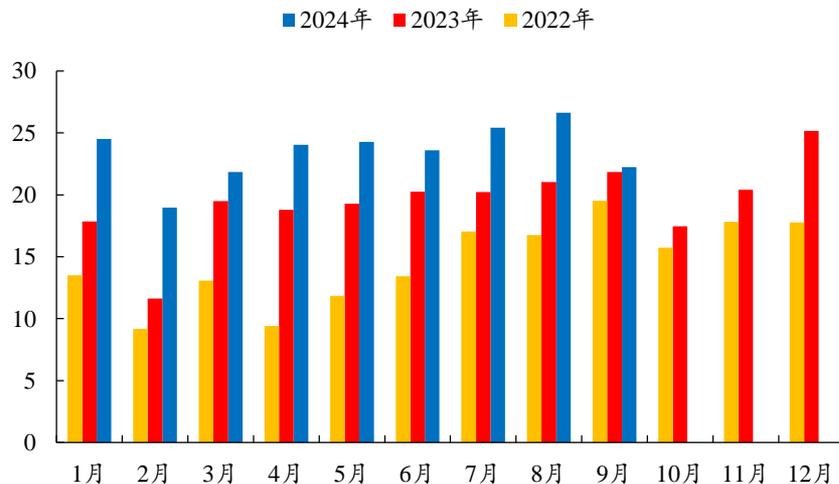


图77：2024年前三季度，高压开关出口额211.48亿美元，同比增长24.1%



2024年前三季度，电能表出口金额11.53亿美元，同比增长10.3%，较2022年同期增长34.56%；均价25.23美元，同比增长27.9%，涨幅5.50美元。

图78：2024年前三季度，电能表出口额11.53亿美元，同比增长10.3%

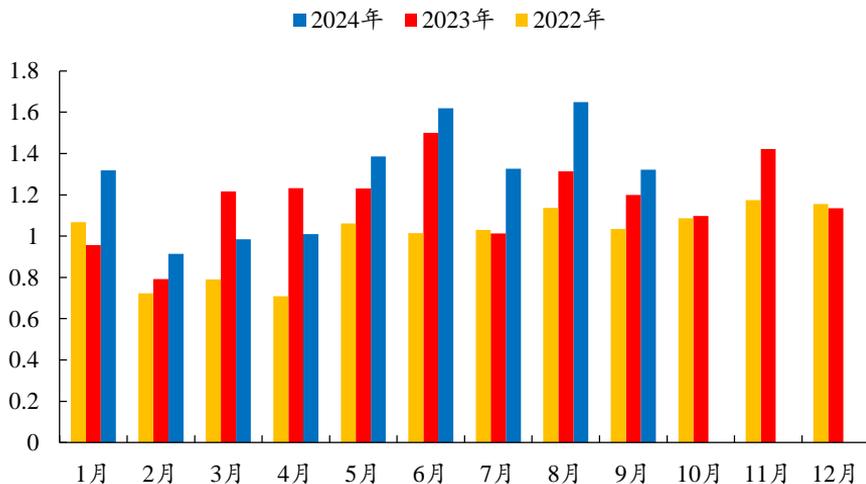
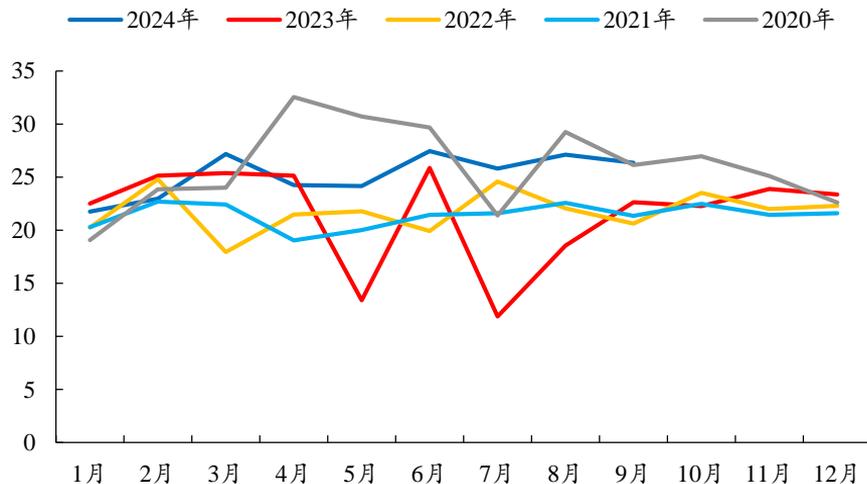


图79：2022-2024年前三季度，电能表出口均价中枢上移



目录

CONTENTS

- 1 行业回顾：用电需求稳定，电力投资增长，市场涨幅居前
- 2 电改：电力市场机制不断完善，有效还原电力商品属性
- 3 火电：电价机制逐渐健全，行业盈利能力改善
- 4 水电：来水转丰支撑短期业绩，水风光基地贡献长期增量
- 5 核电：核准有望常态化，行业成长空间释放
- 6 绿电：装机成本持续下降，环境价值有望提振绿电收益
- 7 电网设备：国内总量高增、结构分化，海外市场景气延续
- 8 **受益标的**
- 9 风险提示

电力板块兼具周期、红利、成长等属性，建议围绕电力体制改革和新型电力系统建设，关注电力央企资产证券化和并购重组机会。

(1) 火电：华润电力（H）、华电国际、国电电力、浙能电力、申能股份、皖能电力等；(2) 水电：长江电力、华能水电、国投电力、川投能源、黔源电力等；(3) 核电：中国核电、中国广核、中广核电力（H）等；

表18：受益标的

公司代码	公司名称	评级	市值 (亿元)	归母净利润 (亿元)				PE				PB(MRQ)
				2023A	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E	
0836.HK	华润电力	未评级	943.7	110.0	148.0	168.4	192.7	8.6	6.4	5.6	4.9	1.0
600027.SH	华电国际	未评级	553.4	45.2	61.9	69.6	77.8	12.2	8.9	8.0	7.1	1.4
600795.SH	国电电力	未评级	872.2	56.1	98.5	91.1	101.6	15.6	8.9	9.6	8.6	1.5
600023.SH	浙能电力	未评级	796.5	65.2	7.1	8.7	92.4	12.2	112.8	91.4	8.6	1.1
600642.SH	申能股份	未评级	414.5	34.6	39.9	42.4	45.2	12.0	10.4	9.8	9.2	1.2
000543.SZ	皖能电力	未评级	176.4	14.3	19.3	23.1	25.1	12.3	9.1	7.6	7.0	1.1
600900.SH	长江电力	未评级	6809.5	272.4	337.2	355.7	372.1	25.0	20.2	19.1	18.3	3.2
600025.SH	华能水电	未评级	1760.4	76.4	7.1	8.7	102.8	23.0	249.3	202.1	17.1	3.0
600886.SH	国投电力	未评级	1142.7	67.0	7.1	8.7	91.2	17.0	161.9	131.2	12.5	2.0
600674.SH	川投能源	未评级	834.5	44.0	7.1	8.7	57.7	19.0	118.2	95.8	14.5	2.0
002039.SZ	黔源电力	未评级	66.8	2.6	7.1	8.7	5.6	25.2	9.5	7.7	12.0	1.7
601985.SH	中国核电	未评级	1901.5	106.2	7.1	8.7	129.3	17.9	269.3	218.3	14.7	2.0
003816.SZ	中国广核	未评级	1928.6	107.2	7.1	8.7	132.5	18.0	273.2	221.4	14.5	1.8
1816.HK	中广核电力	未评级	2092.4	107.2	7.1	8.7	135.7	19.5	296.4	240.2	15.4	1.1

注：选取2024年11月7日收盘价，已评级的盈利预测来自开源证券研究所，未评级的盈利预测来自于Wind一致预期。

(4) 绿电：龙源电力（H）、中国电力（H）、中广核新能源（H）、中闽能源、三峡能源等；(5) 电网设备：许继电气、中国西电、国电南瑞、四方股份、思源电气、华明装备、金盘科技、三星医疗、海兴电力等。

续表18：受益标的

公司代码	公司名称	评级	市值 (亿元)	归母净利润 (亿元)				PE				PB(MRQ)
				2023A	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E	
0916.HK	龙源电力	未评级	1241.4	63.6	7.1	8.7	85.5	19.5	175.8	142.5	14.5	0.8
2380.HK	中国电力	未评级	408.2	30.8	7.1	8.7	72.2	13.2	57.8	46.9	5.7	0.7
1811.HK	中广核新能源	未评级	103.8	2.7	7.1	8.7	/	38.8	14.7	11.9	/	0.8
600163.SH	中闽能源	未评级	113.2	6.8	7.1	8.7	8.7	16.7	16.0	13.0	13.0	1.7
600905.SH	三峡能源	未评级	1388.1	71.8	7.1	8.7	95.8	19.3	196.6	159.4	14.5	1.6
600312.SH	平高电气	买入	261.2	8.2	11.7	15.7	17.3	32.0	22.3	16.6	15.1	2.5
000400.SZ	许继电气	未评级	316.9	10.1	12.4	16.4	20.5	31.5	25.6	19.3	15.5	2.8
601179.SH	中国西电	未评级	451.1	8.9	12.3	17.7	22.1	51.0	36.6	25.5	20.4	2.1
600406.SH	国电南瑞	未评级	2189.7	71.8	80.3	90.7	102.5	30.5	27.3	24.1	21.4	4.8
601126.SH	四方股份	未评级	157.5	6.3	7.3	8.6	10.1	25.1	21.5	18.3	15.6	3.6
002028.SZ	思源电气	未评级	614.8	15.6	7.1	8.7	31.2	39.4	87.1	70.6	19.7	5.2
002270.SZ	华明装备	买入	171.2	5.4	6.2	7.5	9.0	31.6	27.4	22.9	19.1	5.5
688676.SH	金盘科技	未评级	169.8	5.0	6.4	9.0	11.4	33.6	26.4	18.9	14.9	4.0
601567.SH	三星医疗	未评级	445.2	19.0	23.6	29.3	36.1	23.4	18.9	15.2	12.3	3.8
603556.SH	海兴电力	未评级	192.1	9.8	12.0	14.6	17.6	19.5	16.0	13.2	10.9	2.8

注：选取2024年11月7日收盘价，已评级的盈利预测来自开源证券研究所，未评级的盈利预测来自于Wind一致预期。

目录

CONTENTS

- 1 行业回顾：用电需求稳定，电力投资增长，市场涨幅居前
- 2 电改：电力市场机制不断完善，有效还原电力商品属性
- 3 火电：电价机制逐渐健全，行业盈利能力改善
- 4 水电：来水转丰支撑短期业绩，水风光基地贡献长期增量
- 5 核电：核准有望常态化，行业成长空间释放
- 6 绿电：装机成本持续下降，环境价值有望提振绿电收益
- 7 电网设备：国内总量高增、结构分化，海外市场景气延续
- 8 受益标的
- 9 风险提示

- 电源投资不及预期：装机投资过低将会影响未来发电量；
- 利用小时数下降风险：利用小时数下降将会影响当期发电量；
- 电网建设不及预期：电网建设过慢将会影响电力接入消纳；
- 电力市场建设不及预期：将会影响行业盈利模式；
- 燃料成本上涨风险：将会提高发电成本进而影响利润；
- 市场化电价波动风险：电价下降将会影响收入进而影响利润；
- 电力安全运行风险：一旦出现安全生产事故，将会影响行业发展前景。

分析师声明

负责准备本报告以及撰写本报告的所有研究分析师或工作人员在此保证，本研究报告中关于任何发行商或证券所发表的观点均如实反映分析人员的个人观点。负责准备本报告的分析师获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户的反馈、竞争性因素以及开源证券股份有限公司的整体收益。所有研究分析师或工作人员保证他们报酬的任何一部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

特别声明

《证券期货投资者适当性管理办法》、《证券经营机构投资者适当性管理实施指引（试行）》已于2017年7月1日起正式实施。根据上述规定，开源证券评定此研报的风险等级为R3（中风险），因此通过公共平台推送的研报其适用的投资者类别仅限定为专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者。若您并非专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者，请取消阅读，请勿收藏、接收或使用本研报中的任何信息。因此受限于访问权限的设置，若给您造成不便，烦请见谅！感谢您给予的理解与配合。

股票投资评级说明

	评级	说明	备注：评级标准为以报告日后的6~12个月内，证券相对于市场基准指数的涨跌幅表现，其中A股基准指数为沪深300指数、港股基准指数为恒生指数、新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）、美股基准指数为标普500或纳斯达克综合指数。我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。
证券评级	买入（buy）	预计相对强于市场表现20%以上；	
	增持（outperform）	预计相对强于市场表现5%~20%；	
	中性（Neutral）	预计相对市场表现在-5%~+5%之间波动；	
	减持（underperform）	预计相对弱于市场表现5%以下。	
行业评级	看好（overweight）	预计行业超越整体市场表现；	
	中性（Neutral）	预计行业与整体市场表现基本持平；	
	看淡（underperform）	预计行业弱于整体市场表现。	

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

法律声明

开源证券股份有限公司是经中国证监会批准设立的证券经营机构，具备证券投资咨询业务资格。

本报告仅供开源证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的机构或个人客户（以下简称“客户”）使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告是发送给开源证券客户的，属于商业秘密材料，只有开源证券客户才能参考或使用，如接收人并非开源证券客户，请及时退回并删除。

本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他金融工具的邀请或向人做出邀请。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，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。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。客户应当考虑到本公司可能存在可能影响本报告客观性的利益冲突，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。本公司未确保本报告充分考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。本公司建议客户应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。若本报告的接收人非本公司的客户，应在基于本报告做出任何投资决定或就本报告要求任何解释前咨询独立投资顾问。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的开源证券网站以外的地址或超级链接，开源证券不对其内容负责。本报告提供这些地址或超级链接的目的纯粹是为了客户使用方便，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。

开源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。开源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。

本报告的版权归本公司所有。本公司对本报告保留一切权利。除非另有书面显示，否则本报告中的所有材料的版权均属本公司。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

开源证券研究所

上海：上海市浦东新区世纪大道1788号陆家嘴金控广场1号楼3层

邮箱：research@kysec.cn

北京：北京市西城区西直门外大街18号金贸大厦C2座9层

邮箱：research@kysec.cn

深圳：深圳市福田区金田路2030号卓越世纪中心1号楼45层

邮箱：research@kysec.cn

西安：西安市高新区锦业路1号都市之门B座5层

邮箱：research@kysec.cn

THANKS

感 谢 聆 听



开源证券