

攻守兼备，低利率背景下的优质选择

2024 年 12 月 14 日

► **红利指数股息率相对于国债到期收益率的风险溢价较高，红利资产具备较优配置性价比。**我们将红利资产的股息率与以 10 年国债到期收益率为代表的无风险利率做比较，从当前位置分析，12 月 5 日中证红利指数股息率为 4.99%，显著高于 10 年期国债收益率 1.95%。**电力资产盈利稳定且现金流充沛，分红收益稳定，在当前低利率背景下，电力板块在回调后具备较优的性价比。**

► **供需格局：电力供给多样化，供需错配中孕育机会。**需求侧：中国银行研究院预计 2025 年我国 GDP 增速 5% 左右，我们预计明年全社会用电需求有望维持 5%-8% 增速。供需分析：局部区域电量仍有缺口，江浙沪及广东等省市电量硬性缺口值依旧较大，长三角、安徽、广东等地区电力供应压力更为突出。

► **绿电：锚定双碳目标，关注绿电价值+装机成长性。**绿电价值：建立统一绿电市场，绿电绿证交易规模显著提升，绿电环境溢价逐步得到体现，绿证和绿电交易收入增厚绿电企业收益。装机增速：靠近负荷中心的分散式风电和海风投资景气度提升，全球海风 2023-2028 年 5 年 CAGR24.8%，中国 5 年 CAGR 18.8%。

► **火电：供需偏紧+成本低位中，寻找盈利确定性。**量端：火电总体装机规模放缓，但“压舱石”角色短期不变，火电总发电量绝对值仍继续稳步增长。部分省市用电需求高速增长，浙江、上海、安徽等地火电供给结构较为集中，用电格局偏紧中量价均有望得到保障。价端：年底中长协电价落地或引发盈利分化，容量电价机制+辅助调峰费用助力平滑煤电盈利周期波动性。成本端：2024 年以来动力煤价格重心同比降 8%，预计 2025 年动力煤价格降幅有望收窄为 5% 左右。

► **水核：红利属性凸显，稳定中寻找增量。**水电新增装机集中在雅砻江、大渡河、澜沧江、金沙江流域电站投产，板块现金流充沛、高分红、股息率稳定；核电板块兼具稳定性与成长性，装机规模增速确定，未来分红有望稳定提升。

► **投资建议：**绿电：海风竞配持续高景气，推荐受益风电装机高增速的【三峡能源】、【福能股份】，谨慎推荐【中绿电】、【龙源电力】、【浙江新能】，建议关注【中闽能源】。火电：因电价扰动有限+火电成本维持低位+水电挤压效应正在逐步减弱，局部区域电力供需偏紧，火电发电量有一定保障，推荐【申能股份】，谨慎推荐【华电国际】、【江苏国信】、【浙能电力】、【皖能电力】，建议关注【内蒙华电】。低利率背景下，水核具备长期配置价值，水电：大水电企业业绩依旧稳健，推荐【长江电力】、【华能水电】，谨慎推荐【国投电力】、【川投能源】。核电：核准常态化，长期成长性和盈利性俱佳，推荐【中国核电】，谨慎推荐【中国广核】。

► **风险提示：**宏观经济波动的风险；电力市场化改革推进不及预期，政策落实不及预期；新能源整体竞争激烈，导致盈利水平不及预期；降水量不及预期。

重点公司盈利预测、估值与评级

| 代码 | 简称 | 股价 (元) | EPS (元) | | | PE (倍) | | | 评级 |
|--------|------|-----------|---------|-------|-------|--------|-------|-------|------|
| | | | 2023A | 2024E | 2025E | 2023A | 2024E | 2025E | |
| 600900 | 长江电力 | 28.72 | 1.11 | 1.43 | 1.47 | 26 | 20 | 20 | 推荐 |
| 601985 | 中国核电 | 9.68 | 0.55 | 0.57 | 0.64 | 18 | 17 | 15 | 推荐 |
| 003816 | 中国广核 | 3.99 | 0.21 | 0.23 | 0.24 | 19 | 17 | 17 | 谨慎推荐 |
| 000543 | 皖能电力 | 8.03 | 0.63 | 0.79 | 0.93 | 13 | 10 | 9 | 谨慎推荐 |
| 600023 | 浙能电力 | 5.74 | 0.49 | 0.57 | 0.60 | 12 | 10 | 10 | 谨慎推荐 |
| 600483 | 福能股份 | 10.06 | 1.01 | 1.08 | 1.20 | 10 | 9 | 8 | 推荐 |
| 600905 | 三峡能源 | 4.54 | 0.25 | 0.24 | 0.26 | 18 | 19 | 17 | 推荐 |

资料来源：Wind，民生证券研究院预测；（注：股价为 2024 年 12 月 13 日收盘价）

推荐

维持评级



分析师 邓永康

执业证书：S0100521100006

邮箱：dengyongkang@mszq.com

研究助理 黎静

执业证书：S0100123030035

邮箱：lijing@mszq.com

相关研究

1. 电力及公用事业行业周报(24WK49)：江苏风光保量保价入市，广西推进分散式风电-2024/12/08
2. 电力及公用事业行业周报(24WK48)：统一电力市场三步走，29 年前新能源全面入市-2024/12/01
3. 电力及公用事业行业周报(24WK47)：10 月用电同增 4.3%，25 年广东电力交易发布-2024/11/24
4. 电力及公用事业行业周报(24WK46)：10 月规上风电高增，福建 2.4GW 海风启动竞配-2024/11/17
5. 电力及公用事业行业周报(24WK45)：消纳端逐步破局，绿电价值有望提升-2024/11/10

目录

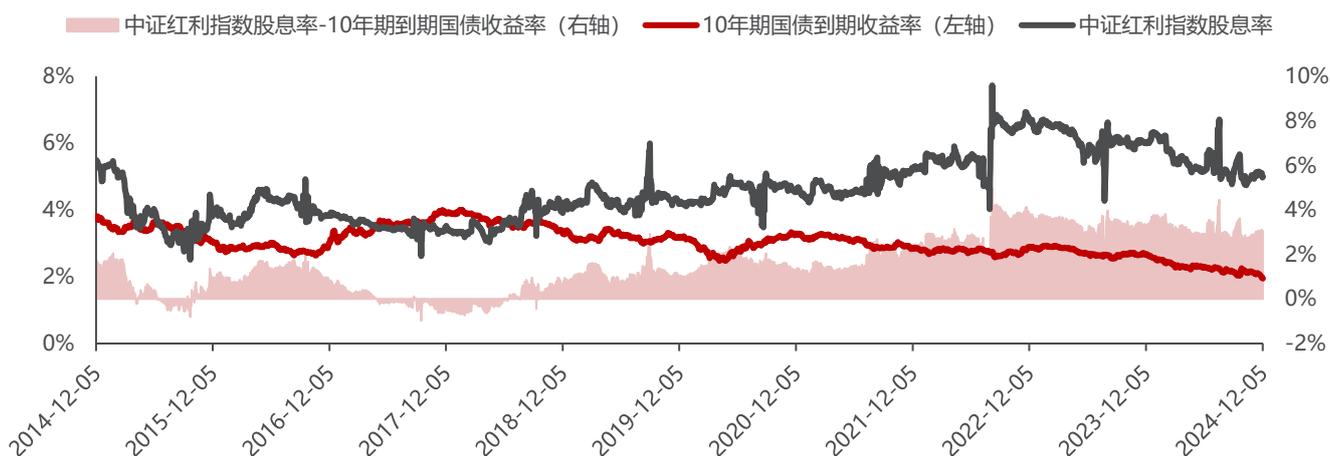
| | |
|-----------------------------------|-----------|
| 1 顺应电力体制改革，破旧立新中紧抓机遇 | 3 |
| 1.1 复盘：低利率背景下电力板块仍具备长期配置价值 | 3 |
| 1.2 供需格局：电力供给多样化，供需错配中孕育机会 | 4 |
| 2 进可以攻，寻找高成长确定性方向 | 9 |
| 2.1 绿电：锚定双碳目标，关注绿电价值+装机成长性 | 9 |
| 2.2 火电：供需偏紧+成本低位中，寻找盈利确定性 | 19 |
| 3 据可以守，红利类资产方兴未艾 | 28 |
| 3.1 水电：红利属性凸显，稳定中寻找增量 | 28 |
| 3.2 核电：兼具稳定与成长，看好核电中长期价值 | 34 |
| 4 投资建议 | 38 |
| 4.1 行业投资建议 | 38 |
| 5 风险提示 | 39 |
| 插图目录 | 40 |
| 表格目录 | 41 |

1 顺应电力体制改革，破旧立新中紧抓机遇

1.1 复盘：低利率背景下电力板块仍具备长期配置价值

红利指数股息率相对于国债到期收益率的风险溢价较高，红利资产具备较优配置性价比。我们回顾过往市场风格轮动规律，2019-2022 年大盘价值风格表现较弱，成长板块大幅上涨，而 2023 年价值风格开启回归，红利行情先是经历一年多的估值修复过程，随着市场避险情绪的升温，2024 年三季度红利行情一直持续，长江电力等电力个股屡创新高。9 月末，国家发布一系列经济刺激政策，A 股市场情绪回暖，市场风格向成长风格切换，红利资产一路回调。我们将红利资产的股息率与以 10 年期国债到期收益率为代表的无风险利率做比较，股息率相对于无风险利率的风险溢价越高，红利资产的性价比就越高。从当前位置分析，12 月 5 日中证红利指数股息率为 4.99%，显著高于 10 年期国债收益率 1.95%。

图1：中证红利指数收益率及 10 年期国债到期收益率对比



资料来源：同花顺 ifind，民生证券研究院

电力资产盈利稳定且现金流充沛，分红收益稳定，在当前低利率背景下，电力板块在回调后具备较优的性价比。2024 年上半年，电力作为防御性板块，叠加风格偏好高股息、高分红，火电业绩改善，电力市场表现优于大盘，9 月末市场风格切换为成长，电力行业表现跑输大盘。从短期维度看，电力板块表现不及沪深 300 及创业板指数，截至 2024 年 12 月 6 日，近 1 年电力板块累计涨幅 13.36%，同期沪深 300 累计涨幅 16.87%、创业板指累计涨幅 20.46%。

图2：申万电力板块近一年市场行情走势



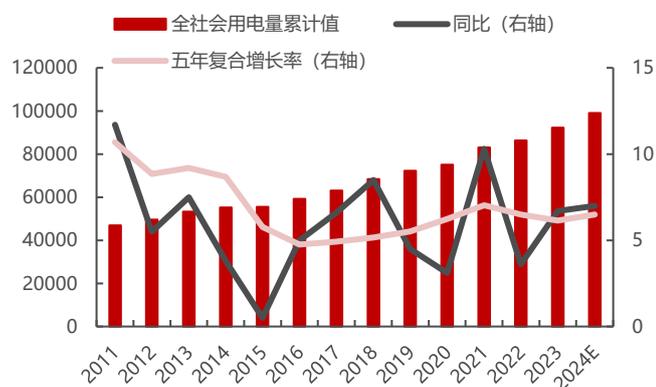
资料来源：同花顺 ifind, 民生证券研究院

1.2 供需格局：电力供给多样化，供需错配中孕育机会

1.2.1 需求侧：用电量大幅增长，全年预测较年初调高

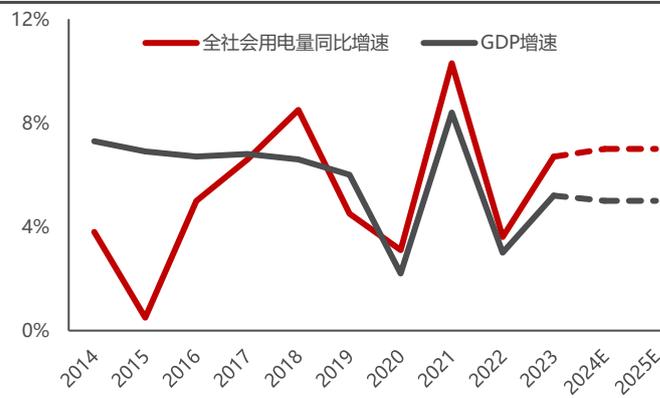
中国银行研究院预计 2025 年我国 GDP 增速 5% 左右，我们预计明年全社会用电需求有望维持 5%-8% 增速。2020—2023 年，全社会用电量增速与 GDP 增速走势基本同步，且全社会用电量增速都大于 GDP 增速。11 月 28 日，中国银行研究院预计全年经济呈现“V”字型走向，24 年 GDP 增速预计约 5%，国民经济稳中有进，电力需求或将进一步增长。2024 年 1-10 月，全社会用电量累计 81836 亿千瓦时，同比增长 7.6%，与上年同期增速变化 1.8pct。今年初，中电联预计全社会用电量为 9.8 万亿千瓦时，同比增长 6%，但由于前三季度电力消费增速超预期达 7.6%，中电联三季度调高 2024 年全社会用电量预测值至 9.9 万亿千瓦时，同比增长 7% 左右，超过 2023 年 6.7% 增速，根据明年 GDP 增速预期，叠加社会用电场景逐步增加，我们预计明年全社会用电量有望维持 5%-8% 增速。

图3：2011-2024E 年度全社会用电量累计值及同比增速（亿千瓦时，%）



资料来源：国家能源局, ifind, 民生证券研究院

图4：2014-2025E 年全社会用电量和 GDP 增速

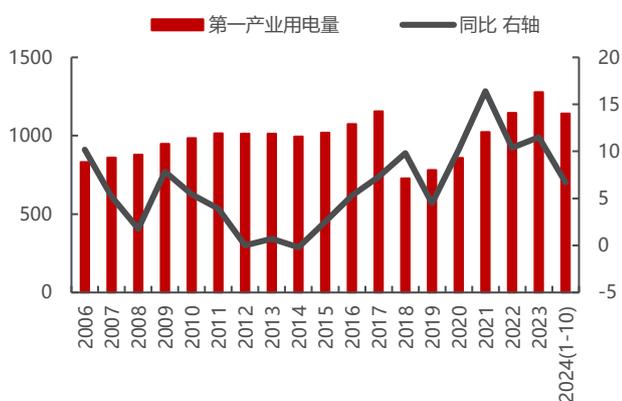


资料来源：国家能源局, 国家统计局, 中国金融信息网, 民生证券研究院

经济结构调整和优化，第三产业和城乡居民用电量占比会上升。2024 年 1-10

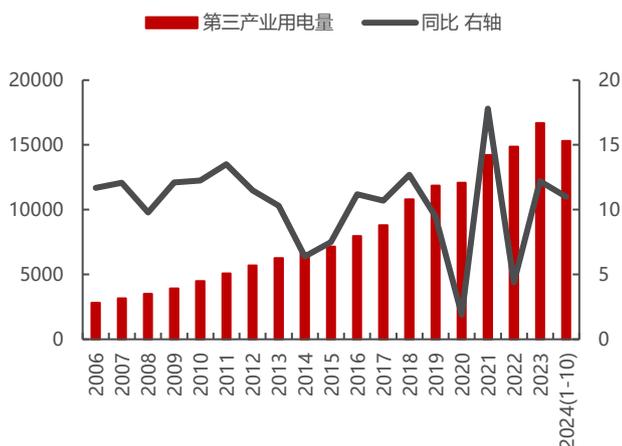
月一产、二产、三产和居民用电分别为 1141、52721、15315、12659 亿千瓦时，同比增加 6.7%、5.6%、11%、12.3%，较上年同期增速变化-4.7pct、-0.2pct、0.6pct、11.9pct；二产、三产分别占比 64.42%和 18.71%，城乡居民生活占比 15.47%，一产占比 1.39%。长期以来，工业用电量是我国用电量的重要组成部分，二产单位增加值电耗明显高于一产、三产，其占比一直在 60%以上。近几年，随着智能家居、算力、直播经济、新能源汽车等产业快速发展，人均用电量逐步攀升进一步推高第三产业和城乡居民用电量需求。

图5：2006-2024M1-M10 年度一产用电量及同比(亿千瓦时，%)



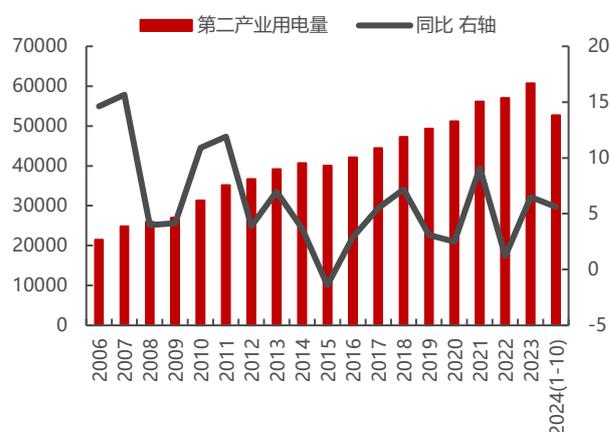
资料来源: ifind, 民生证券研究院

图7：2006-2024M1-M10 年度三产用电量及同比(亿千瓦时，%)



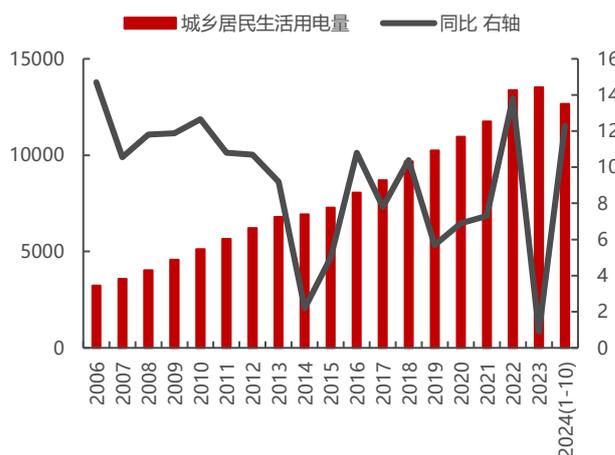
资料来源: ifind, 民生证券研究院

图6：2006-2024M1-M10 年度二产用电量及同比(亿千瓦时，%)



资料来源: ifind, 民生证券研究院

图8：2006-2024M1-M10 年度居民生活用电量及同比(亿千瓦时，%)



资料来源: ifind, 民生证券研究院

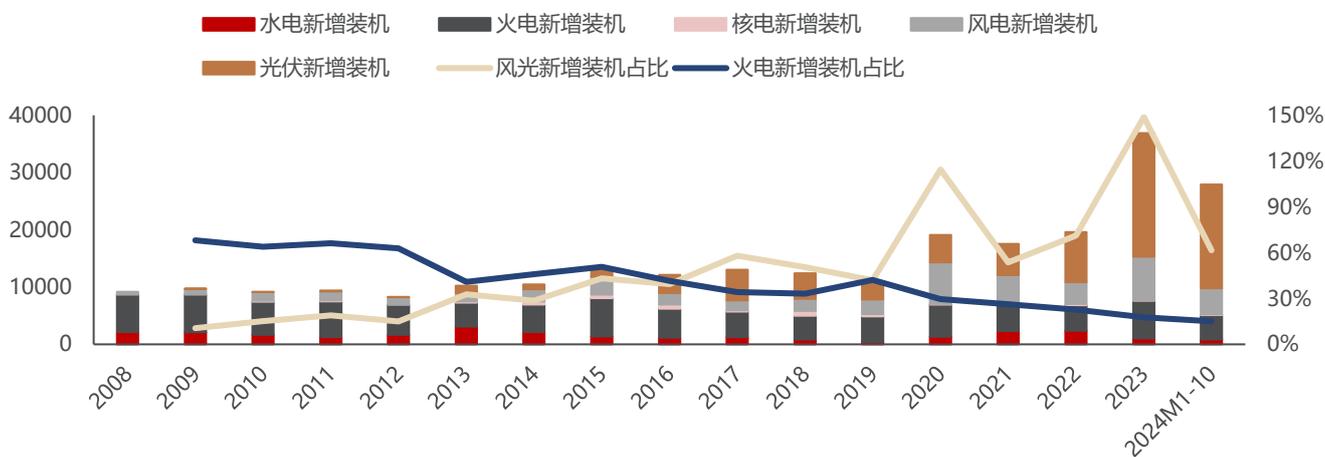
1.2.2 供给侧：今年水电高发，火核稳定，风光继续高增长

2024 年前十月新增装机方面，火电小跌，水电转降为升，核电持平，风光仍高增长，但增幅有所收窄。2024 年 1-10 月全国新增发电装机容量 27934 万千瓦，同比增长 19.78%，增速较去年同期下降 64.25pct。其中水电、火电、核电、风电、光伏发电装机容量分别新增 887、4218、119、4580、18130 万千瓦，同

比分别变化 5.1%、-3.5%、0.0%、22.8%、27.2%，增速较去年同期变化 57.5pct、-63pct、48pct、-54pct、-118pct。

风光新增装机占比维持高位，2024 年底非化石能源发电累计装机占比将升至 57.8%。2024 年 1-10 月水电、火电、核电、风电、光伏新增装机容量分别占比 3.2%、15.1%、0.4%、16.4%、64.9%。中电联预计 2024 年全年新投产发电装机 4 亿千瓦左右，其中并网风电和太阳能发电合计新增装机规模达到 3.3 亿千瓦左右。2024 年底，全国发电装机容量预计达到 33.2 亿千瓦左右，同比增长 13.5%。非化石能源发电装机 19.2 亿千瓦左右，占总装机的比重上升至 57.8%；其中并网风电和太阳能发电合计装机容量达到 13.8 亿千瓦左右，占总装机比重超过 40%。

图9：2008-2024M1-M10 各电源类型新增装机数（万千瓦）



资料来源：ifind，民生证券研究院

今年受益于来水丰沛，水电发电量高增长，10 月风电强势回归。2024 年 1-10 月，全国规上电厂发电量 78027.2 亿千瓦时，同比增长 5.2%，与 2023 年全年增速持平。其中，火电、水电、核电、风电和光伏分别贡献 52230.5、11100.7、3642.8、7580.9、3472.2 亿千瓦时，同比增长 1.9%、12.2%、1.5%、13.1%、27.5%，增速较去年同期分别变化 19.3pct、-3.8pct、-3.8pct、2.3pct、15pct。

火电仍承担“压舱石”角色，发电量绝对值逐年上升，随着风光新项目并网，风光发电量占比持续扩大。2024 年 1-10 月，水电、火电、核电、风电、光伏发电分别占比 14.23%、66.94%、4.67%、9.72%、4.45%。火电占比下降，但近五年仍在 70%左右波动，发挥着稳产保供的支柱作用；风光等绿电占比逐年大幅增长，但相比于同期欧洲光伏 10.3%+风电 19%的占比结构仍有提速扩容的空间。

图10: 2006-2024M1-M10 年度发电量累计值 (亿千瓦时)



资料来源: ifind, 民生证券研究院

图11: 2006-2024M1-M10 各电源类型发电量结构



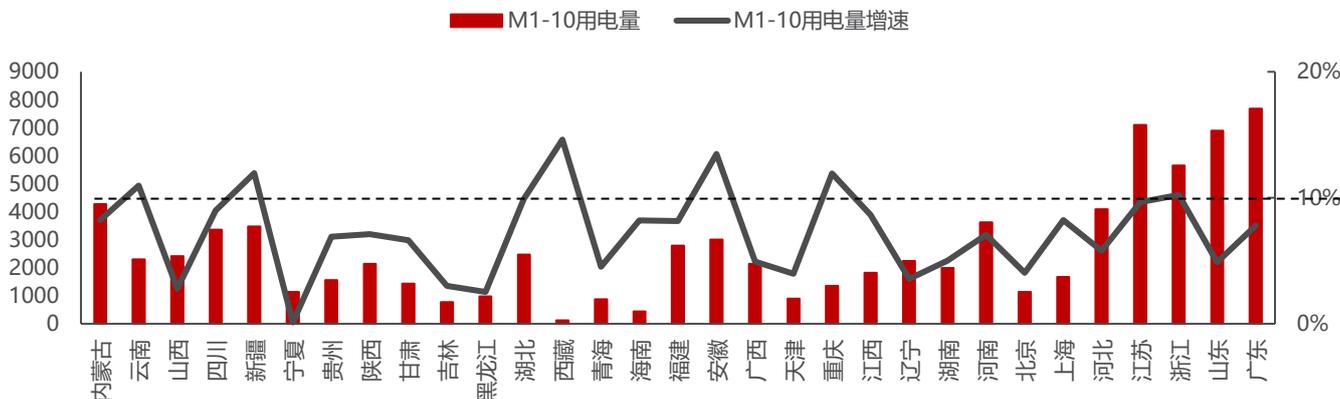
资料来源: ifind, 民生证券研究院

1.2.3 供需: 局部区域电量仍有缺口, 关注供需错配中电力投资机会

2024年1-10月前十省份累计用电量 49146 亿千瓦时, 占总用电量 60.1%。

2024年1-10月, 全社会用电量前十省份是广东、山东、江苏、浙江、内蒙古、河北、河南、新疆、四川、安徽。其中用电量增速超过10%的省份有西藏、安徽、新疆、重庆、云南、浙江; 增速超过5%低于10%的省份有湖北、江苏、四川、江西、上海、内蒙古、海南、福建、广东、陕西、河南、贵州、甘肃、河北、湖南。

图12: 2024M1-10 各省市用电量及增速 (亿千瓦时, %)

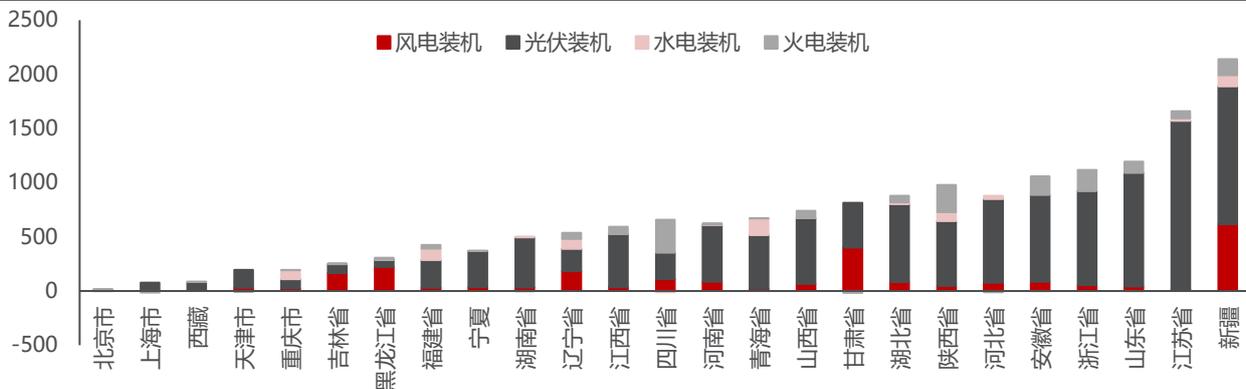


资料来源: 中电联, 国家能源局, 民生证券研究院

2024年前三季度四川、陕西、浙江、安徽新增火电装机较多, 新疆、江苏、山东侧重新能源布局。2024年1-9月新增装机超过1000万千瓦的省份有新疆、江苏、山东、浙江、安徽, 新疆、江苏、山东侧重新能源布局, 今年1-9月新增风光装机规模超过1000万千瓦, 四川、陕西、浙江、安徽新增火电装机较多, 分别为302、250、187、170万千瓦。从TOP4火电新增供给上来看, 四川: 水电大省, 水电出力季节性带来调峰需求, 布局煤电和气电机组能够缓解火电供给不足的局面; 陕西: 煤炭和天然气资源储备丰富, 发展火电具备燃料成本优势; 浙江: 截

至今年 11 月浙江煤电在建项目共 10 项, 预计在 2024-2026 年陆续投产; **安徽:** 安徽靠近长三角中心, 淮南地区煤电外送上海, 地区发展核电、水电及气电均不具备先天条件, 因此煤电成为安徽的主要电源类型。

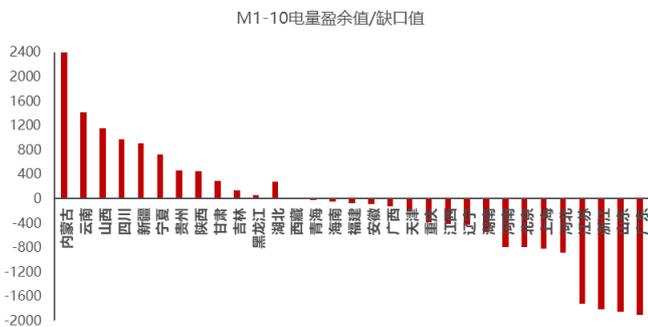
图13: 部分省市 2024M1-M9 分电源类型新增装机数 (万千瓦)



资料来源: 各省统计局, 国家能源局, 北极星电力网, 民生证券研究院

江浙沪及广东等省市电量硬性缺口值依旧较大, 2025 年特高压等电网通道建设落地将加速省间电量均衡, 也将促进三北地区电量消纳能力。 2024 年 1-10 月电量缺口值超过 1000 省份有广东、山东、浙江和江苏, 缺口值分别为 1908.6、1849.6、1817.3 和 1722.5 亿千瓦时。 **江苏、安徽、浙江等地 2025 年电力供应偏紧。** **安徽:** 2020-2023 年年均用电负荷增速 6.9%, 2024 年安徽新增夏峰顶峰能力 237 万千瓦, 23 年-24 年可保障 4.2% 负荷增速, 23-25 年可保障 6.2% 负荷增速, 明年电力供给仍有可能出现缺口, 到 2026 年电力供给缺口缩小。 **江苏:** 2020-2023 年年均用电负荷增速 7.1%, 2024 年江苏新增夏峰顶峰能力 333 万千瓦, 23 年-24 年可保障 2.5% 负荷增速, 23-25 年可保障 3.5% 负荷增速, 明后年电力供需仍出现较大缺口。 **浙江:** 2020-2023 年年均用电负荷增速 8.6%, 2024 年浙江新增夏峰顶峰能力 403 万千瓦, 23 年-24 年可保障 3.8% 负荷增速, 23-25 年可保障 5.9% 负荷增速, 明后年电力供需仍出现较大缺口。

图14: 2024M1-10 各省市电量盈余/缺口值 (亿度)



2 进可以攻，寻找高成长确定性方向

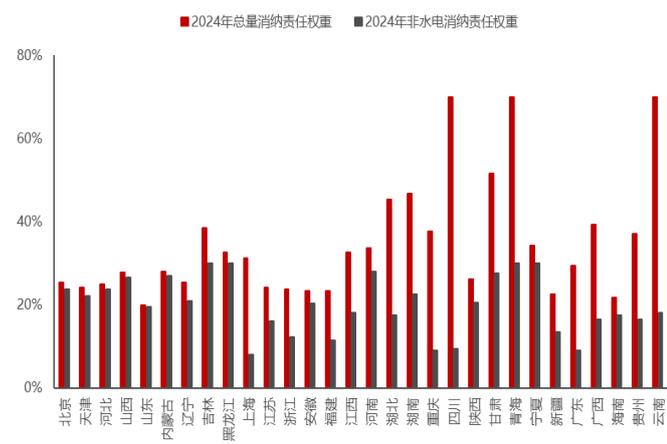
2.1 绿电：锚定双碳目标，关注绿电价值+装机成长性

2.1.1 看绿电价值：绿电消纳端逐步破局，板块估值有望修复

随着新能源发电量占比提升，消纳端困局凸显，提升电力系统新能源消纳能力迫在眉睫，绿电价值有望提升。11月8日，《中华人民共和国能源法》提出国家将进一步优化可再生能源电力消纳保障机制，确保相关供电企业、售电企业以及包括使用自备电厂供电的企业在内的电力用户，依照国家规定承担起消纳可再生能源发电量的责任。同时，国务院能源主管部门还将联合相关部门对可再生能源最低比重目标及电力消纳责任的实施情况进行定期监测与考核，以确保政策的有效执行和能源结构的持续优化。

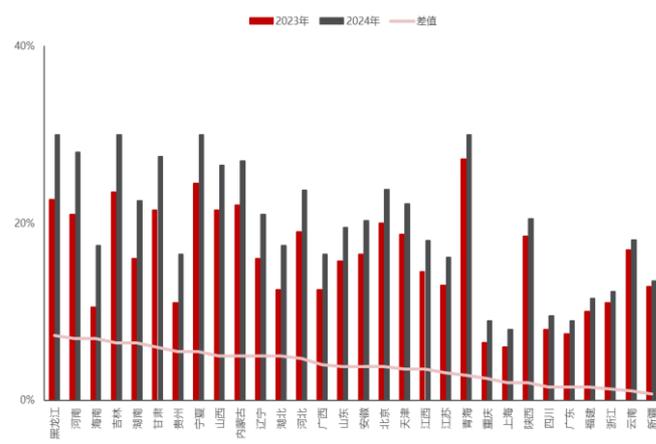
2024年各省可再生能源消纳责任权重大幅提高，有利保障绿电消纳。2024年7月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于2024年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》，公布2024年和2025年可再生能源电力消纳责任权重和重点行业绿色电力消费比例目标。大多数省份消纳责任权重同比上浮3pct，高于往年的1-2pct上升幅度。其中，黑龙江、河南、海南同比提高7pct以上；吉林、湖南、甘肃同比提高6个pct以上。2024年可再生能源电力总量消纳责任权重最大的四川、青海、云南三省，与去年保持一致均为70%。2024年非水可再生能源消纳权重最大的集中在西北和东北地区，分别为青海、宁夏、吉林、黑龙江，均为30%。

图16：各省（自治区、直辖市）2024年可再生能源电力消纳责任权重



资料来源：国家发展改革委办公厅，民生证券研究院

图17：各省（自治区、直辖市）2023-2024年非水可再生能源电力消费责任权重

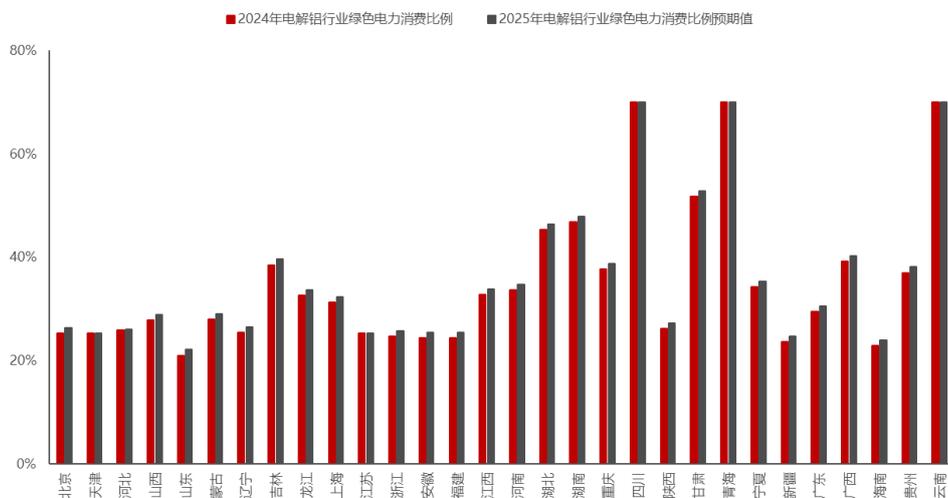


资料来源：国家发展改革委办公厅，民生证券研究院

破局一：政策引导绿电消费，拓宽绿电消费场景，增加绿电应用需求。电解铝作为高耗能行业，首次被设置强制绿电消费目标。2024年7月，国家发展改革委等部门发布《电解铝行业节能降碳专项行动计划》，提出到2025年底，电解铝行业可再生能源利用比例达到25%以上。2024年7月，发改委等发布《关于2024

年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》，明确将确定电解铝行业企业清单，按其年用电量和国家下达的绿色电力消费比例，核算应达到的绿色电力消费量，以持有的绿证核算完成情况。电解铝行业成为首个承担可再生能源电力消纳责任权重的行业，其中山东电解铝绿电消费比例最低，为 21%，云南、青海、四川 3 省电解铝绿色电力消费比例居全国最高，均达到 70%。钢联能化预计 2024 年电解铝行业对绿色电力的需求预计达到 1422 亿千瓦时，较 2023 年增加绿电需求至少 54 亿千瓦时，折合绿证需求 1.4 亿个。

图 7：各省（自治区、直辖市）2024 年、2025 年电解铝行业绿色消费比例



资料来源：国家发展改革委办公厅，民生证券研究院

破局二：电网投资加速，消纳通道建设进度加快，大幅提升绿电跨省消纳能力。

“十四五”期间，国网规划建设特高压工程“24 交 14 直”，涉及线路 3 万余公里，变电换流容量 3.4 亿千伏安，总投资 3800 亿元。国家电网规划 2023 年开工特高压项目“6 直 2 交”，截至 24 年 6 月，已完成“4 直 1 交”的核准和开工（金上-湖北、陇东-山东、张北-胜利（交流）、宁夏-湖南、哈密北-重庆），数量已超过 2022 全年（4 交）。随着特高压西电东送网络的不断构建，将逐步缓解清洁能源的消纳问题，减少电力资源在本地的浪费。

表 1：“十四五”特高压项目建设进度表

| 路线 | 电压等级 | 长度 (公里) | 投资额 (亿元) | 核准时间 | 开工时间 | 投运时间 | 最新进展 |
|---------|--------|---------|----------|------------|------------|-------|---|
| 直流特高压 | | | | | | | |
| 金上-湖北 | ±800kV | 1940 | 200 | 2023 年 1 月 | 2023 年 2 月 | 2025E | 23 年 2 月 16 日正式开工建设，计划 2025 年建成投运 |
| 陇东-山东 | ±800kV | 910 | 200 | 2023 年 2 月 | 2023 年 3 月 | 2025E | 23 年 3 月 16 日正式开工建设，预计 2025 年建成投运 |
| 哈密-重庆 | ±800kV | 2290 | 286 | 2023 年 6 月 | 2023 年 8 月 | 2025E | 23 年 8 月 8 日正式开工建设，预计 2025 年建成 |
| 宁夏-湖南 | ±800kV | 1467 | 281 | 2023 年 5 月 | 2023 年 6 月 | 2025E | 24 年 5 月宁夏境内工程最大难度线路跨越施工完成 |
| 藏东南-粤港澳 | ±800kV | - | - | 2023E | 2023E | 2025E | 22 年 1 月启动可研，24 年 6 月中国能建西南院中标藏东南-粤港澳直流工程（西藏段）3 个标包 |
| 甘肃-浙江 | ±800kV | 2376 | 327 | 2024E | 2024E | 2025E | 23 年 8 月中标，24 年 1 月正推进开工前期工作 |

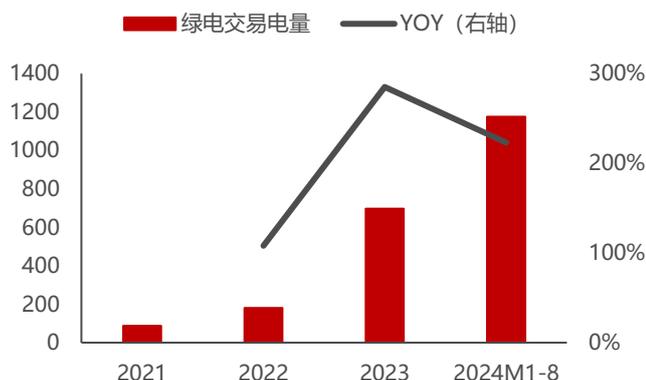
| | | | | | | | |
|--------|--------|------|-----|----------|---------|----------|-------------------------------------|
| 陕西-河南 | ±800kV | 765 | - | 2024E | 2024年3月 | 2025E | 22年6月启动预可研 |
| 陕北-安徽 | ±800kV | 1000 | 205 | 2024年2月 | 2024年3月 | 2025E | 24年3月开工 |
| 白鹤滩-浙江 | ±800kV | 2121 | 299 | 2021年7月 | 2021年8月 | 2022年12月 | 正式投产 |
| 蒙西-京津冀 | ±800kV | 703 | - | 2023E | 2023E | 2025E | 24年5月水保方案通过技术评审 |
| 交流特高压 | | | | | | | |
| 福州-厦门 | 1000kV | 238 | 71 | 2022年1月 | 2022年3月 | 2023年12月 | 23年12月正式投运 |
| 武汉-南昌 | 1000kV | 463 | 90 | 2022年7月 | 2022年9月 | 2024E | 湖北段全线贯通 |
| 张北-胜利 | 1000kV | 140 | 70 | 2022年9月 | 2023年8月 | 2024E | 23年11月冀北段全线贯通，2024年4月内蒙古段组塔工作进入高峰阶段 |
| 川渝特高压 | 1000kV | 658 | 288 | 2022年9月 | 2022年9月 | 2024E | 24年3月全线贯通，预计年内投运 |
| 武汉-驻马店 | 1000kV | 287 | 38 | 2021年11月 | 2022年3月 | 2023 | 23年11月正式投运 |
| 黄石特高压 | 1000kV | - | 22 | 2022年9月 | 2023年4月 | 2025E | 进入土建主体施工阶段 |
| 大同-天津南 | 1000kV | - | - | 2023E | 2023E | 2024E | 23年7月召开可研工作启动会 |
| 阿坝—成都东 | 1000kV | 372 | 145 | 2024年1月- | 2024年1月 | - | 2024年1月11日开工 |

资料来源：国家电网，民生证券研究院

破局三：建立统一绿电市场，绿电绿证交易规模显著提升，绿电环境溢价逐步得到体现。2021-2023年，全国绿电交易成交电量分别为87亿、181亿、697亿千瓦时，年均增长283%，2024年1-8月绿电交易电量达到1776亿千瓦时，同比增长223%。可再生能源绿证核发与交易持续增长，截至2024年10月底，全国累计核发绿证数量为35.51亿个，风电13.23亿个，占37.25%，太阳能发电6.81亿个，占19.18%，常规水电12.77亿个，占35.97%，生物质发电2.64亿个，占7.44%，其他可再生能源发电567万个，占0.16%。在绿证交易方面，截至10月底，全国累计交易绿证3.84亿个，其中随绿电交易绿证1.95亿个。

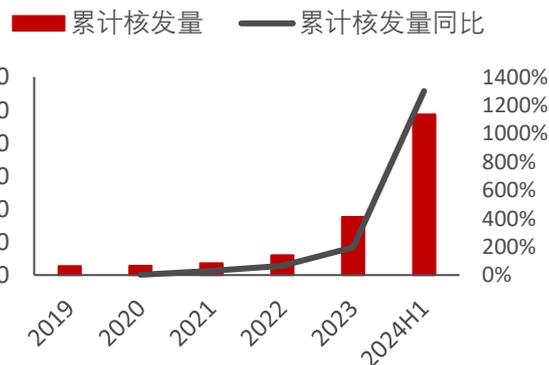
绿证和绿电交易收入增厚绿电企业收益。1) **绿电环境溢价：**国网经营区域绿电环境溢价在2021、2022、2023、2024年分别达到3分/千瓦时、5分/千瓦时、6.5分/千瓦时、4分/千瓦时。2) **绿证价格：**截至2024年8月，国网组织交易绿证的均价为11.69元/张，其中2022年交易均价28.03元/张，2023年交易均价19.22元/张，2024年交易均价9.13元/张。

图18：各年度绿电交易成交电量和同比增速（亿千瓦时，%）



资料来源：中国证券报，民生证券研究院

图19：各年度绿证核发数量和同比增速（万个，%）



资料来源：国家能源局，中能传媒研究院，民生证券研究院

破局四：靠近负荷中心的分散式风电和海风投资景气度提升，从源头上缓解消纳端压力。今年风电招标量同比增长明显，而光伏同比小幅提升后略有下降。电力市场化交易大背景下，风电电价折价程度相对光伏较少，陆风度电成本更低，海风发电利用小时数更高，因此集中式风电全投资收益率高于集中式光伏。今年五大发电集团核准备案的风电体量同比提升，且在新能源建设倾向于风电项目开发建设。

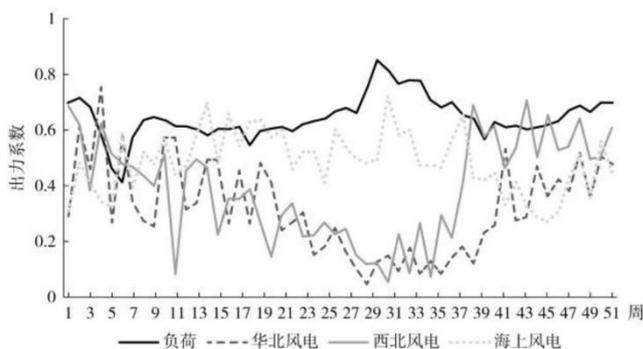
1) 分散式风电靠近负荷中心，就近消纳缓解消纳压力。我国中东部和南部地区的低风速风资源可开发量高达 10 亿千瓦，而目前已开发的资源量仅约为 6000 万千瓦，不到 7%，仍有 93% 的资源量亟待进一步开发。12 月 2 日，广西发布规划力争到 2025 年开发分散式风电 3GW。**2) 海风项目电价相对稳定，装机规模增速较为明朗，发电利用小时数偏高，成本已经下降至低位，当前收益率较为理想。**从出力特性来看，相比陆风，海风与东部沿海地区的用电负荷特性匹配度更高，东海地区的海上风电出力全年较为平均，更有利于开发消纳。明年是“十四五”收官之年，千乡万村驭风行动、海风高景气投资以及消纳红线放开均有望保障风电装机需求稳健增长。

图20：分散式风电-近负荷中心



资料来源：云屹电，民生证券研究院

图21：负荷特性与风电出力特性对比

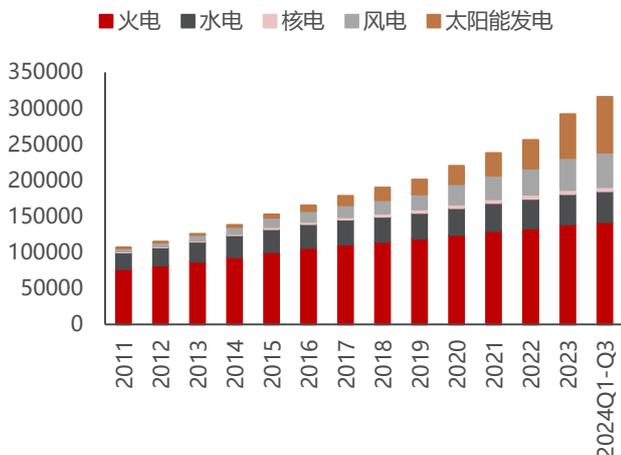


资料来源：周原冰等《中国海上风电开发潜力与发展展望》，民生证券研究院

2.1.2 看装机增速：进击的海风，将迎来装机小高峰

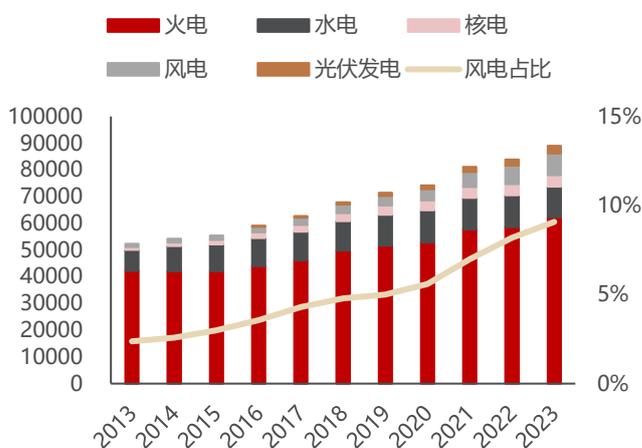
能源结构正逐步调整，风光装机已超过煤电总装机，中电联预计 2024 风光新增装机 300GW，长期增长趋势明朗。截至 24 年 9 月底，风电累计装机容量达到 479.55GW，同比增长 19.8%，占总装机容量比重为 15.18%。2024 年 1-9 月风电新增装机容量 38.21GW，远超煤电新增装机容量 28.28GW。中电联预计 2024 年并网风电和太阳能发电合计新增装机规模达到 3.3 亿千瓦左右，累计装机占比将首次超过 40%。中国电力结构也正逐步优化，风光发电量占总发电量比例虽小幅度波动，但整体呈上升趋势，从 2013 年的 2.11% 上升至 2023 年的 4.86%。尽管火电仍占主导地位，但能源绿色转型趋势不可阻挡，风光对于保障能源安全、清洁减碳具有不可替代作用。

图22：2011-2024Q1-Q3 各电源累计装机规模（万千瓦）



资料来源：国家能源局，国际电力网，民生证券研究院

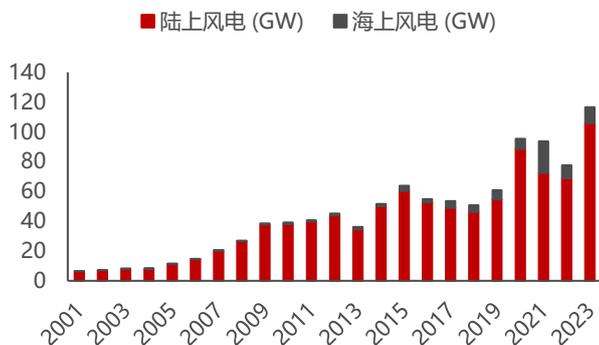
图23：2013-2023 年我国各电源发电量及风电占比（亿千瓦时，%）



资料来源：中国电力企业联合会，同花顺 iFind，民生证券研究院

2023 年全球风电新增装机容量达到 116.6GW，同比增长 50%，推动全球风电累计装机容量达到 1021GW，同比增长 13%。其中，陆上风电累计容量达到 946GW，同比增长 12%。中国在这一能源转型中扮演着重要角色，截至 2023 年，风电累计装机容量达到 44134 万千瓦，占全国发电总装机的 15.12%，增长率达到 20.77%。

图24：2001 年-2023 年全球新增风电装机情况 (GW)



资料来源：全球风能理事会 (GWEC)，民生证券研究院

图25：2010-2023 年中国累计风电装机情况 (万千瓦)

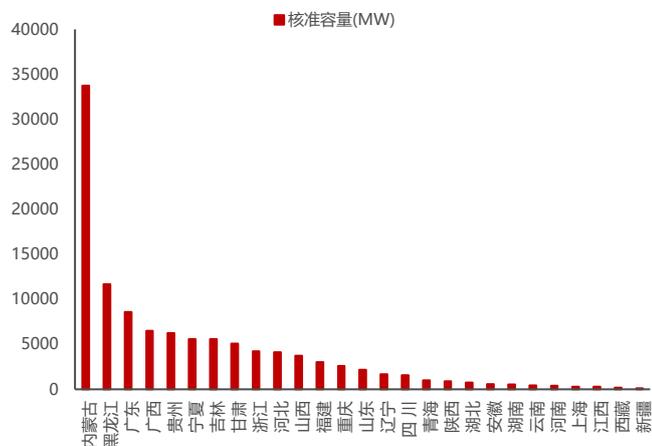


资料来源：能源数据分析，民生证券研究院

风电电价折价程度较低，当前项目投资收益率偏高，核准容量有望持续增加。

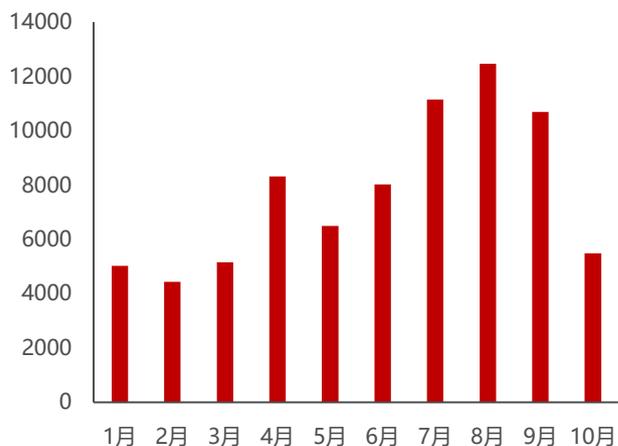
2024 年 1-10 月全国各省市风电项目共计核准 624 个项目，规模总计 111.6GW。10 月份核准批复的风电项目共计 23 个，规模总计 5488.35MW。其中，陆上风电项目 39 个，规模总计 9053.55MW；海上风电项目 1 个，规模总计 210MW；分散式风电项目 3 个，规模总计 85.6MW。分省份来看，在 2024 年 1-10 月核准的风电项目中，内蒙古共批复了 33733MW 风电项目，位居第一，占比 30.23%；黑龙江风电核准项目容量次之，约为 11685.3MW；广东约为 8579.6MW。

图26: 各省市 2024 年 1-10 月累计风电核准容量 (MW)



资料来源: 风电头条, 民生证券研究院

图27: 2024 年 1-10 月各月度风电核准容量 (MW)



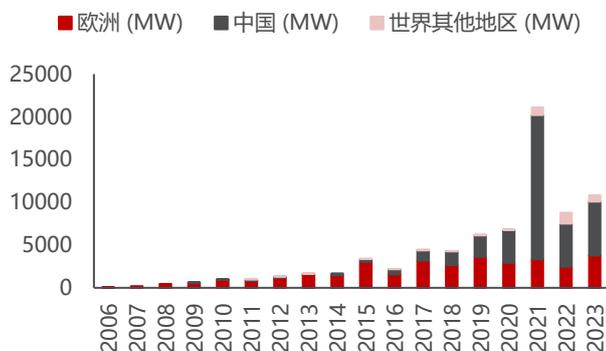
资料来源: 风电头条, 民生证券研究院

海风投资迈入高景气, 发电利用小时数偏高, 平均建设成本维持低位, 靠近用电负荷中心, 项目运营具备较高收益率, 成为各大企业能源转型的“必争之地”。

量: 海风装机规模高增长, 全球预计 2025 年新增装机 23.35GW, 国内新增装机 15GW。

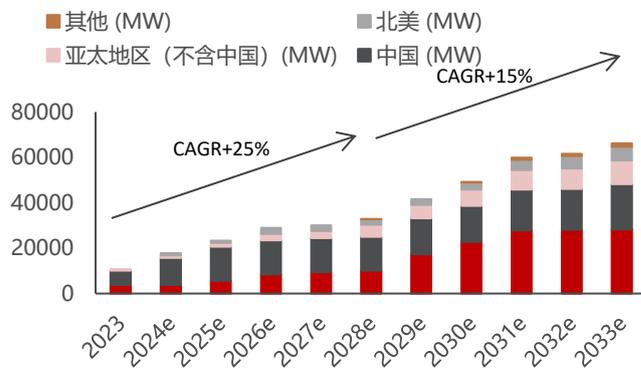
1) 装机规模增速: 全球海风 2023-2028 年 5 年复合增长率为 24.8%。2023 年, 全球风电行业实现新增海上风电装机 10.8GW, 累计海上风电装机容量达到 76.27GW, 新增装机量较上一年增长 24%。2024 年 1-10 月, 海上风电招标规模约 8.31GW, 同比增长 29%以上, 较去年同期的负增速, 出现大幅回暖。据全球风能理事会预测, 如果目前的政策趋势得以保持, 2030 年将实现新增海上风电装机 49.25GW。海上风电有望实现真正的全球增长, 并为该行业在未来十年的加速扩张奠定基础。

图28: 2006-2023 年全球新增海上风电装机情况 (MW)



资料来源: 全球风能理事会 (GWEC), 民生证券研究院

图29: 2024-2033E 年全球新增海上风电装机容量预测 (MW)

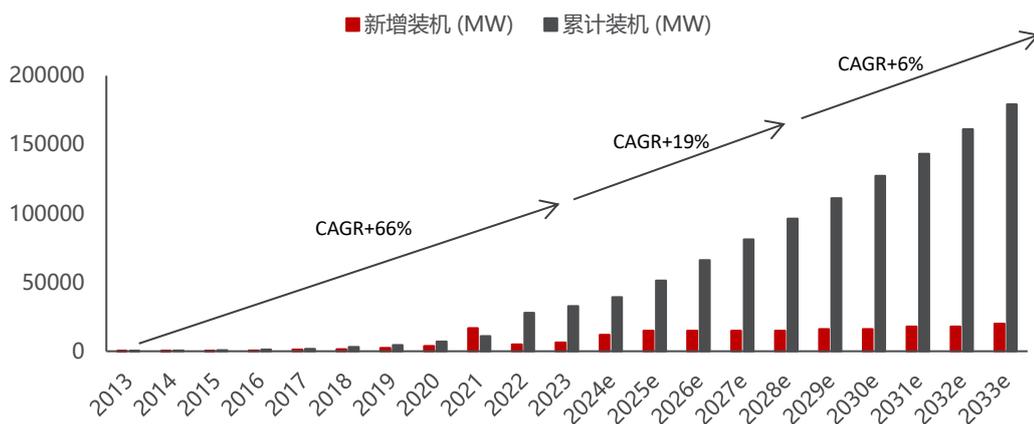


资料来源: 全球风能理事会 (GWEC), 民生证券研究院

中国海风装机规模 2023-2028 年 5 年复合增长率为 18.8%。2023 年, 中国

海上风电新增装机规模达到 6.33GW，海上风电累计装机规模达到 32.9GW，约占全球累计海上风电市场份额的五成左右，连续第三年位居全球首位。据全球风能理事会预测，中国海风行业未来十年将加速扩张，2033 年新增装机容量将达 20GW。

图30：2013-2033E 年中国海上风电新增装机容量情况及预测



资料来源：ifind，全球风能理事会（GWEC），民生证券研究院

随着“十四五”规划的深入实施，中国沿海 11 省市的海上风电开发目标已超过 60GW，新增装机目标超过 50GW。作为发展海上风电大省，广东、江苏已披露“十四五”期间海上风电开发规划，计划分别新增装机 17GW 和 9.09GW。今年，河北、辽宁等省市的海上风电规划陆续获批，省管、国管的持续放量也为国内海上风电后续发展注入信心。

表2：沿海 11 省市“十四五”期间海上风电开发目标

| 省份 | 截至 2023 年底海风装机规模(GW) | 已经竟配(GW) | “十四五”海风规划 (GW) |
|----|----------------------|------------|-----------------|
| 江苏 | 11.8 | 2.65 | 9.09 |
| 广东 | 10.9 | 省管 7+国管 16 | 17 |
| 山东 | 4.9 | 超 11 | -- |
| 浙江 | 4.4 | 6.4 | 4.55 以上 |
| 福建 | 3.47 | 超 7 | 省管 10.3+深远海 4.8 |
| 辽宁 | 1.1 | 4.85 | 省管 7+国管 6.1 |
| 上海 | 0.69 | 6.9 | 国管 4.3+市管 1.5 |
| 河北 | 0.3 | 1.8 | 省管 1.8+国管 5.5 |
| 天津 | 0.12 | -- | 0.9 |
| 广西 | 0.06 | 超 2.7 | 3 |
| 海南 | 0.007 | 7.5 | 3 |

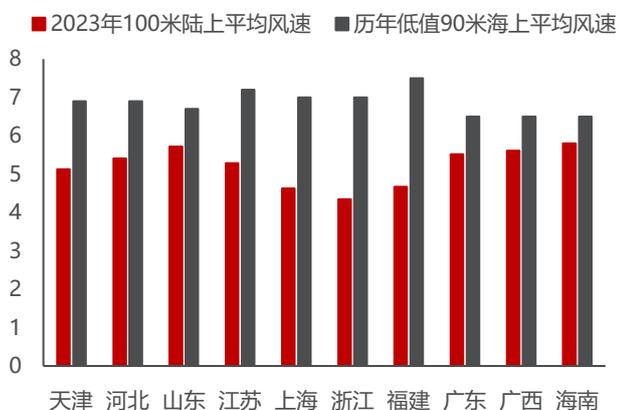
资料来源：风芒能源，民生证券研究院

2) 发电利用小时数：海上风资源优于陆地，发电可利用小时数较高。

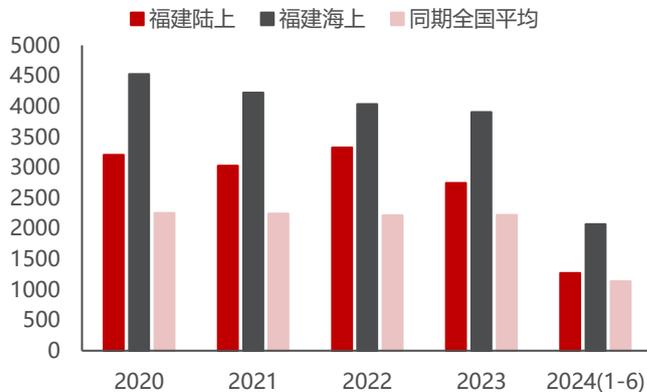
海上风电资源优势呈现“中间高，南北低”的特征。沿海省市由北向南依次为

天津、河北、山东、江苏、上海、浙江、福建、广东、广西、海南，其90米海上平均风速历年低值依次为6.9、6.9、6.7、7.2、7.0、7.0、7.5、6.5、6.5、6.5m/s，与2023年100米陆上平均风速差值依次为1.77、1.49、0.98、1.91、2.37、2.65、2.83、0.98、0.89、0.7m/s。海风与陆风相较呈现“中间高，南北低”的相对优势，福建省周边风资源条件最好，浅海风资源利用小时数可达4440小时，深海风资源利用小时数可达4470小时；其次是浙江省和广东省，浅海风3667小时和3719小时，深海风3970小时和3780小时。

技术限制突破，海风实际利用小时数仍有望提升。根据流体力学和气象相关理论，高度越高，平均风速越大，但中国气象局数据显示90米海风历年平均风速最低值比2023年100米陆风平均风速还高，风速影响发电利用小时数。综合来看，海上平均风速比陆上高20%左右，中国海风年平均利用小时数约为2500h，最高可超过4000小时，比陆上风电年平均利用小时数高出约500h。根据中闽能源历年年报披露，其在福建所建设风电厂海陆风利用小时数均超同期全国平均水平。2024年1-6月，其福建陆上风电厂利用小时数为1272小时，海上风电厂利用小时数为2070小时，二者相差798小时，海风实际利用小时数在目前技术水平下也高于陆风。

图31：沿海省份海陆风资源对比


资料来源：中国气象局，民生证券研究院

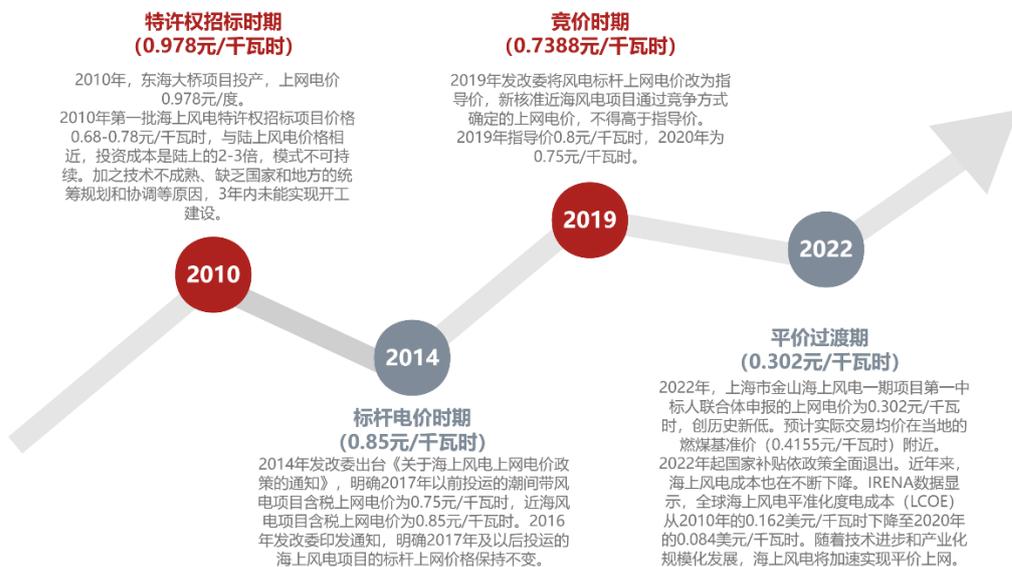
图32：中闽能源海陆风利用小时数对比


资料来源：中闽能源年报，民生证券研究院

3) 电价：价格机制演变，进入平价过渡期，靠近中东部高用电负荷地区，海风电价相对较高。

海风电价演变进入平价过渡时期。海风电价演变大体经过四个时期：特许权招标时期、标杆电价时期、竞价时期和平价时期。2022年开始，新增海上风电国家不再补贴，由地方按照实际情况予以支持，各沿海省份根据地方能源形势和海风资源因地制宜制定补贴政策，自此海风进入平价过渡期，多省市采用竞争性配置方式确定电价。

图33：海风电价发展历史



资料来源：风能专委会 CWEA，民生证券研究院

表3：省补政策汇总

| 地区 | 发布时间 | 补贴内容 | 备注 |
|-------|------------|---|--------------------|
| 上海市 | 2020/06/11 | 2019年-2021年投产的近海风电奖励标准为0.1元/千瓦时，单个项目年度奖励金额不超过5000万元。 | 连续5年 |
| | 2022/11/24 | 22-26年投产的深远海海上风电项目和场址中心离岸距离大于等于50公里的近海海上风电项目，奖励标准为500元/千瓦。单个项目年度奖励金额不超过5000万元 | 分5年拨付，每年20% |
| 广东省 | 2021/6/11 | 2022年、2023年、2024年全容量并网项目每千瓦分别补贴1500元、1000元、500元。 | 有效期至2025年 |
| 山东省 | 2023/12/29 | 对2023—2025年建成并网的“十四五”源浮式海上光伏项目，分别按照每千瓦800元、600元、400元的标准给予财政补贴，补贴规模分别不超过20万千瓦、30万千瓦、40万千瓦，补贴资金分运营年度拨付到位。 | - |
| | | 对2023—2024年建成并网的“十四五”海上风电项目，分别按照每千瓦500元、300元的标准给予财政补贴，补贴规模分别不超过340万千瓦、160万千瓦，补贴资金分运营年度拨付到位。 | - |
| 浙江-舟山 | 2022/7/4 | 2022年和2023年，全省享受海上风电省级补贴规模分别按60万千瓦和150万千瓦控制，补贴标准分别为0.03元/千瓦时和0.015元/千瓦时。 | 全容量并网第二年开始，补贴期限10年 |

资料来源：北极星电力网，民生证券研究院

4) 收益率：海风电价相对有支撑，建设成本下降明显，项目 IRR 相对可观。

在自有资金比例40%，以3%的贷款利率贷款15年，固定资产残值率取5%，零部件衰退导致的收入年度递减1%，同时运行维护成本随时间而上升的假设前提下，测算8%资本金收益率所对应的各省份风电电价（未考虑省份补贴）。各省份在8%的资本金收益率下，展现出不同的风电电价需求和收益率情况。得益于福建省优越

的海风资源，海风发电年等效满发小时数最多有望达到 4000 小时，在实现 8% 资本金收益率时项目可接受价格最低为 0.3028 元/千瓦时，这一优势使得福建省在海上风电开发中具有显著的竞争力。

表4：海风项目按收益率倒算电价（年等效满发小时参考特定项目）

| 省份 | 单位千瓦造价(元/KW) | 资金内部收益率 | 年等效满发小时(h) | 电价(元/KWH) |
|----|--------------|---------|------------|-----------|
| 海南 | 10667 | 8% | 2950 | 0.4195 |
| 广西 | 11490 | | 3400 | 0.3877 |
| 广东 | 9212 | | 3406 | 0.3219 |
| 福建 | 10393 | | 4000 | 0.3028 |
| 浙江 | 11611 | | 3038 | 0.4377 |
| 江苏 | 12471 | | 3300 | 0.4283 |
| 山东 | 11200 | | 3443 | 0.3747 |
| 辽宁 | 10000 | | 2811 | 0.4174 |

资料来源：中国日报网，新能源电力，新能源技术前沿，ChinaOffshoreWind 等，民生证券研究院测算

我们以电价跟年等效满发小时数为变量，测算海风项目在自有资金比例 40%，以 3% 贷款利率贷款 15 年情况下的资本金 IRR，以福建省的参数作为前置条件，在电价为 0.3 元/kwh 且年等效满发小时数为 4000h 时，海风项目资本金 IRR 可达 7.77%。我们测算电价对 IRR 的敏感性分析，在年等效满发小时数为 4000h 的情境下，电价每上升 2 分/kwh，资本金 IRR 大约提升 1.66 个百分点，在电价为 0.3 元的情境下，年等效满发小时数每增加 100 小时，资本金 IRR 大约提升 0.6 个百分点。

表5：电价和年等效满发小时数的 IRR 敏感性分析

| IRR (%) | | 电价(元/kWh) | | | | |
|------------|------|-----------|------|-------|-------|-------|
| | | 0.28 | 0.3 | 0.32 | 0.34 | 0.36 |
| 年等效满发小时(h) | 3800 | 4.92 | 6.52 | 8.10 | 9.68 | 11.26 |
| | 3900 | 5.51 | 7.15 | 8.77 | 10.38 | 12.01 |
| | 4000 | 6.10 | 7.77 | 9.43 | 11.09 | 12.76 |
| | 4100 | 6.69 | 8.39 | 10.09 | 11.80 | 13.51 |
| | 4200 | 7.27 | 9.01 | 10.76 | 12.51 | 14.27 |
| | 4300 | 7.85 | 9.64 | 11.42 | 13.22 | 15.03 |

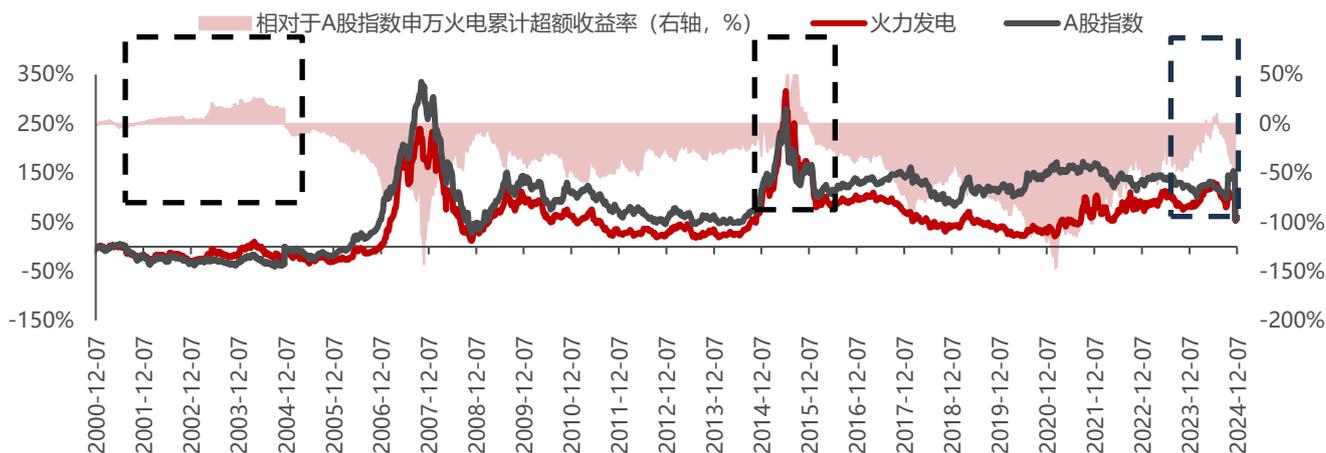
资料来源：中国日报网，新能源电力，新能源技术前沿，ChinaOffshoreWind 等，民生证券研究院测算

2.2 火电：供需偏紧+成本低位中，寻找盈利确定性

2.2.1 复盘：火电历史盈利波动性较大，价格机制助推盈利改善

复盘火电指数，我们发现火电行情与“缺电”、“煤价”有一定关联。1) 2001-2004年：2000年后，新一轮朱格拉经济周期开始，各经济大省制造业蓬勃，电力供应紧张。2002年全社会用电量同比增长11.6%，电力需求强劲，但全国有22省拉闸限电。2003年全国用电量同比增长15.4%，历史增速最高，电力供给与电力需求严重错配催生了电力板块行情。2) 2014-2015年：受需求减弱、供大于求影响，2013年一季度后，国内煤炭价格出现大幅跌落，2014年煤价维持低位运行，火电板块强于大市。3) 2021年后：2021年发生全球缺电潮，共计31省开始限电，由于煤价较高导致火电企业普遍亏损。2022年政策层面实行“三个八千万”火电计划，叠加煤价成本端下行，容量电价机制带来的盈利稳定预期，火电再次获得累计超额正收益。

图34：申万火电指数相对于A股累计超额收益率



资料来源：同花顺 ifind，民生证券研究院

注：指数绝对收益率=(指数当周收盘价-指数基准周收盘价)/指数基准周收盘价；相对于A股指数申万火电累计超额收益率=申万火电指数绝对收益率-A股指数绝对收益。

2.2.2 区域性电力供需错配，火电发挥保供+调峰作用

量端：火电总体装机规模放缓，但“压舱石”角色短期不变，火电总发电量绝对值仍继续稳步增长。部分省市用电需求高速增长，浙江、上海、安徽等地火电供给结构较为集中，用电格局偏紧中量价均有望得到保障。

煤电建设将主要集中在送端大型新能源基地、主要负荷中心、电网重要节点。2021年以来，我国多省份出现缺电现象，政策层面引导煤电加速建设并于2022年提出3个8000万千瓦煤电项目计划。据北极星电力网不完全统计，2023年至2024年3月末，28个省份的240个火电项目取得核准、开工、签约等重要进展。煤电建设除了集中在用电高负荷地区，还集中在新疆、内蒙等新能源大基地地区，用于配套新能源调峰。火电累计装机规模来看，截至2024Q3，山东、江苏、山西

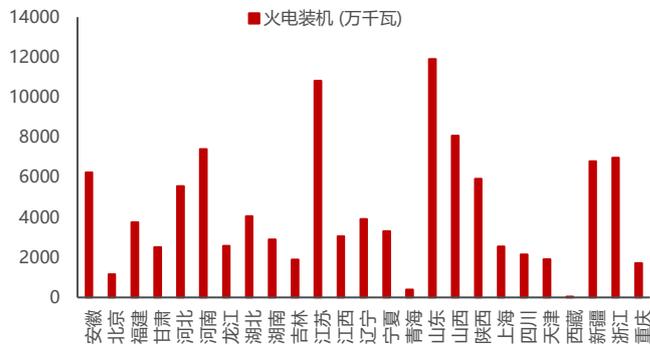
的火电装机最高,分别为 11900.62 万千瓦、10812.3 万千瓦和 8078.89 万千瓦。

图35: 2011-2023 年火电新增装机及增速 (万千瓦)



资料来源: 能源数据分析, 民生证券研究院

图36: 各省市截至 2024 年 Q3 火电装机情况(万千瓦)



资料来源: 北极星电力网, 民生证券研究院

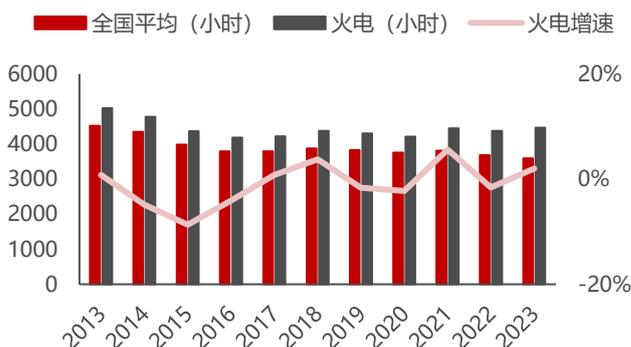
火电发电价值不变, 仍然承担“压舱石”角色。2004 年到 2023 年, 火电发电量由 2004 年 17956 亿千瓦时逐步增长至 2023 年的 62657 亿千瓦时, 但占比则从 2004 年 81.5%逐步降低至 2023 年的 66.26%, 2024 年 1 月以来, 火电装机容量占比仍在缓慢下降, 但火电发电量占比仍将近 70%, 是保障我国新能源消纳和电网稳定的绝对基石。新能源装机规模逐步提升, 为构建新型电力体系, 火电逐步扮演着调峰电源的角色, 发电利用小时数逐年降低, 从 2013 年的 5021 小时降低至 2023 年的 4466 小时, 但仍高于全国平均发电利用小时数。

图37: 2004-2023 年火电发电量及增速 (亿千瓦时)



资料来源: 国家能源局, 民生证券研究院

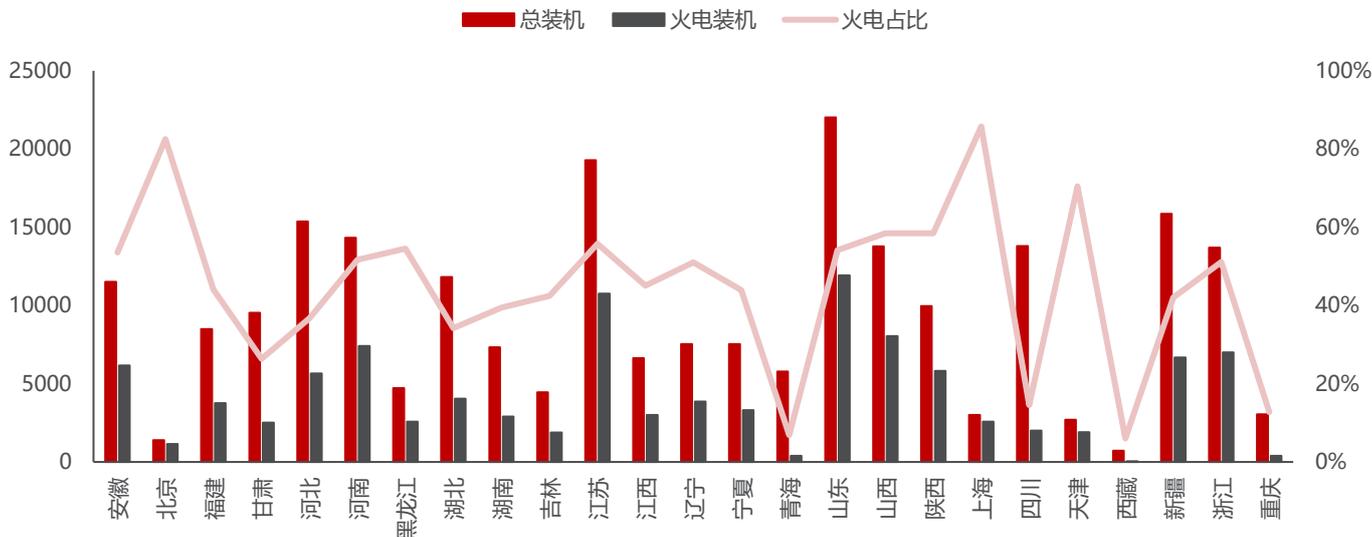
图38: 2013-2023 年火电历年发电利用小时数及增速 (小时)



资料来源: 能源数据分析, 民生证券研究院

12 省份火电装机规模占比超 50%, 发电量占比平均超 70%。截至 24H1, 全国火电累计装机占全国总装机的比例约为 45.12%。各省市火电装机量差异显著, 火电累计装机占比前五名的省份为上海、北京、天津、山西、陕西, 占比分别为 85.78%、82.57%、70.45%、58.43%、58.46%, 其中江苏、安徽、浙江火电累计装机占比也均超过 50%, 火电仍是贡献发电量主力。

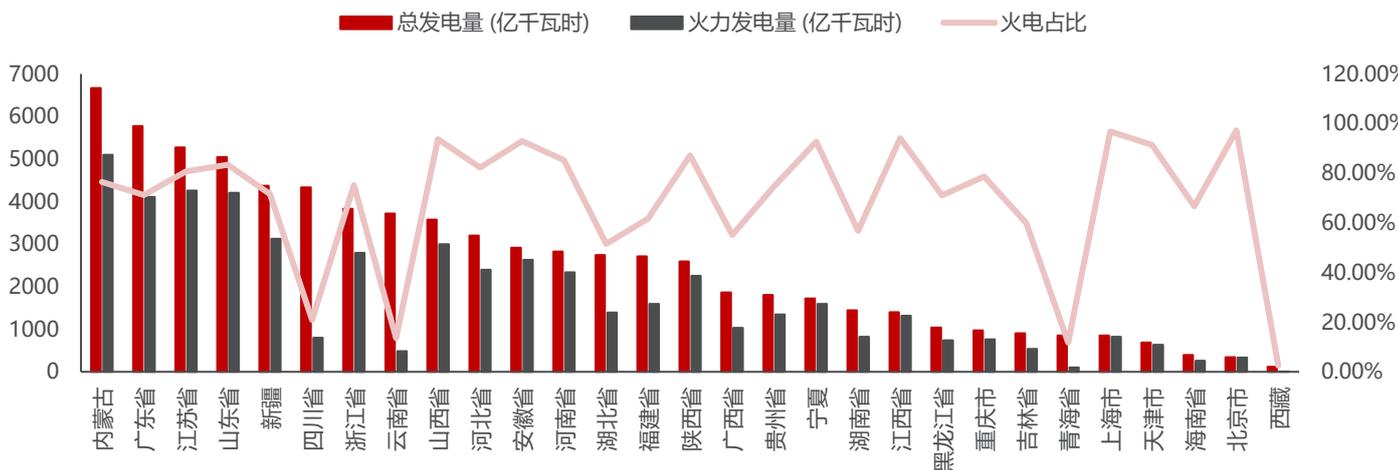
图39：截至 2024H1 各省份总装机和火电装机规模（单位：万千瓦）



资料来源：能源电力新观察，民生证券研究院

上海、安徽等地主要依靠火电供电，火电供给格局也较为集中。各省市的火电累计发电量占比差异明显，火电累计发电量占比前五名的省份为北京、上海、山西、江西、安徽，火电占比分别为 97.28%、96.81%、93.76%、94.10%、92.92%，火电发电量占比后五名的省份为青海、西藏、云南、四川、湖北，火电占比分别为 11.84%、2.50%、13.65%、20.90%、51.48%。

图40：2024 年 1-10 月各省份总发电量和火力发电量



资料来源：中国热电，民生证券研究院

安徽火电集中度高，火电装机容量占比位列前列，火电发电占比约 90%。从 2020 年至 2024 年 10 月安徽省火电发电量占全省发电量比重来看，整体呈现出较为稳定的态势，基本保持在 90%以上，得益于安徽丰富的煤炭资源储备为火电提供了充足且稳定的燃料供应，其火电集中度较高占据电力供应的主导地位。

图41：2020-2024年10月安徽省火电发电量（单位：亿千瓦时）和同比



资料来源：ifind，民生证券研究院

图42：2020-2024年10月安徽省火电发电量占全省火电发电量比例



资料来源：ifind，民生证券研究院

价端：年底中长协电价落地或引发盈利分化，容量电价机制+辅助调峰费用助力平滑煤电盈利周期波动性。

容量补偿机制是通过两部制电价，即用电能电价解决火电变动成本，用容量补偿解决固定成本回收问题。用于计算容量电价的煤电机组固定成本实行全国统一标准，为330元/千瓦·年，2024-2025年多数地方通过容量电价回收固定成本的比例为30%左右，年容量含税电价总体设为100元/千瓦，2026年起，各地通过容量电价回收固定成本的比例将提升至不低于50%。

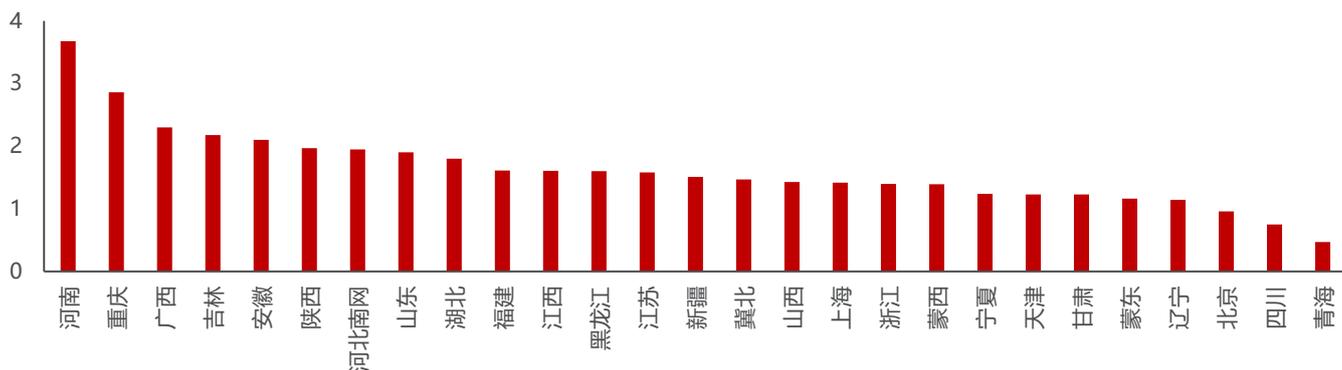
表6：2024-2025年各省级电网煤电容量电价情况（元/千瓦·年，含税）

| 省份 | 容量电价 | 省份 | 容量电价 |
|-----|------|----|------|
| 北京 | 100 | 河南 | 165 |
| 天津 | 100 | 湖北 | 100 |
| 冀北 | 100 | 湖南 | 165 |
| 河北 | 100 | 重庆 | 165 |
| 山西 | 100 | 四川 | 165 |
| 山东 | 100 | 陕西 | 100 |
| 蒙西 | 100 | 新疆 | 100 |
| 蒙东 | 100 | 青海 | 165 |
| 辽宁 | 100 | 宁夏 | 100 |
| 吉林 | 100 | 甘肃 | 100 |
| 黑龙江 | 100 | 深圳 | 100 |
| 上海 | 100 | 广东 | 100 |
| 江苏 | 100 | 云南 | 165 |
| 浙江 | 100 | 海南 | 100 |
| 安徽 | 100 | 贵州 | 100 |
| 福建 | 100 | 广西 | 165 |
| 江西 | 100 | - | - |

资料来源：电解释，民生证券研究院整理

容量电价机制助力煤电发挥“压舱石”作用。2024年1月各地电网企业代理购电价格表中将煤电容量电价列支于系统运行费分摊，明确了燃煤容量电费折合度电水平。27省的煤电容量电费在0.4676分-3.6775分/kWh区间，大多数在1~2分/kWh之间，27地均价为1.627分/kWh。河南、重庆、广西、吉林、安徽超过2分，青海、四川、北京不足1分，各地差异可能与煤电容量电价回收水平、煤电装机占比、工商业用电水平有关。

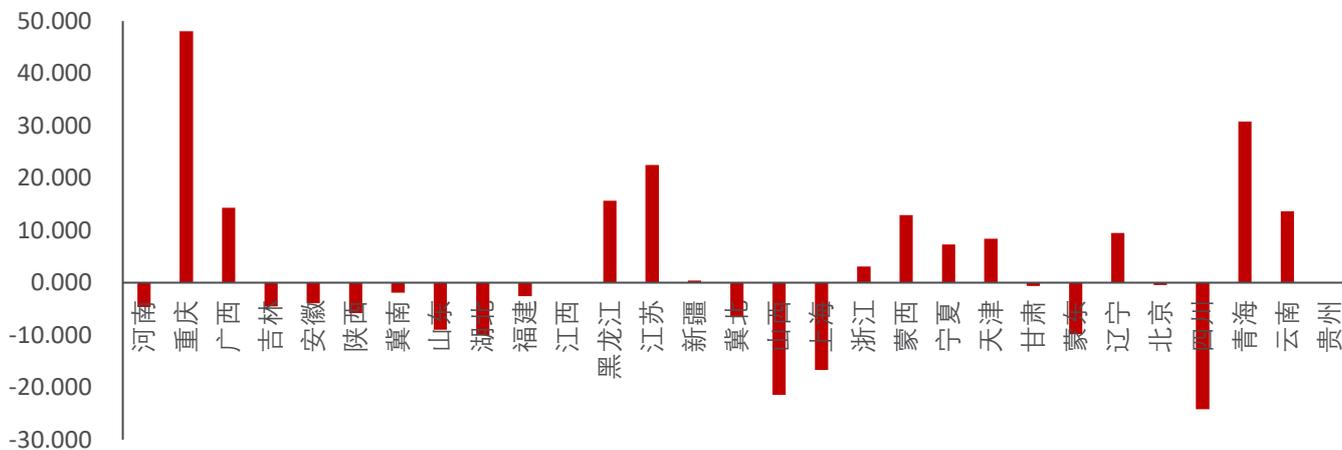
图43：2024年1月全国煤电容量电价折价（单位：分/kWh）



资料来源：智汇光伏，民生证券研究院

容量电价机制下，年初多数省市代购电市场价格在下降，但考虑容量电价增加部分，近38%省市综合电价环比上涨。未执行煤电容量电价机制之前，煤电机组的电量电价报价中可能会考虑固定成本，建立煤电容量电价机制后，煤电机组可以通过容量电价回收部分固定成本，理论上用户电价保持相对稳定，能量市场报价可能有所下降。通过将2024年1月电网代购电平均上网电价与煤电容量电费折价加和后，再与12月电网代购电平均上网电价作比较，重庆、青海、江苏购电成本环比涨幅较大，四川、山西、上海等地购电成本环比下降。

图44：2024年1月全国综合电价涨幅（1月代购电上网电价+1月容量电价折价-12月代购电上网电价）（单位：分/kWh）



资料来源：智汇光伏，泛能网，民生证券研究院

火电调峰收入显著增加，后续调峰凸显保障火电公司收益。火电调峰收入正呈现出明显的增长态势，2023 年上半年，全国电力辅助服务费用共 278 亿元，占上网电费 1.9%，其中市场化补偿费用 204 亿元，占比 73.4%。全国电力辅助服务费用中，调峰补偿达到 167 亿元，占比 60%，而火电企业获得的补偿高达 254 亿元，占比 91.4%。2023 年度调峰、调频、备用等主要辅助服务总费用规模接近 400 亿元，同比增长 22%，近 3 年来年均增长率约为 15%。从安徽省电力调峰辅助服务市场运行情况来看，安徽省 2024 年 1-10 月合计调峰电量达 15 亿度电，同比增长 83%，合计调峰费用达 6.5 亿元，同比增长 133%。

图45：2023-2024 年 10 月安徽省电力调峰辅助服务市场运行情况



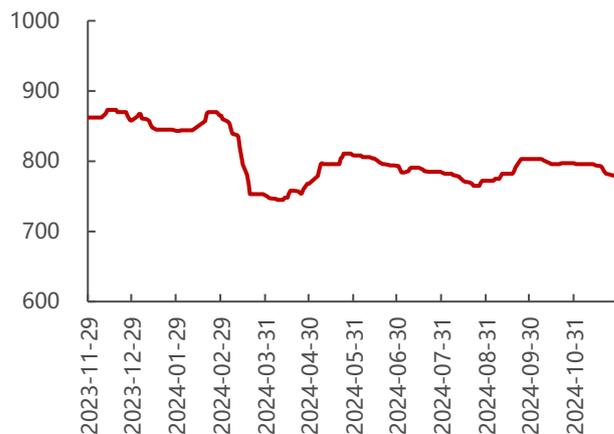
资料来源：安徽省电力交易中心，民生证券研究院

2.2.3 煤炭价格重心下行，煤电联营企业利润波动性更小

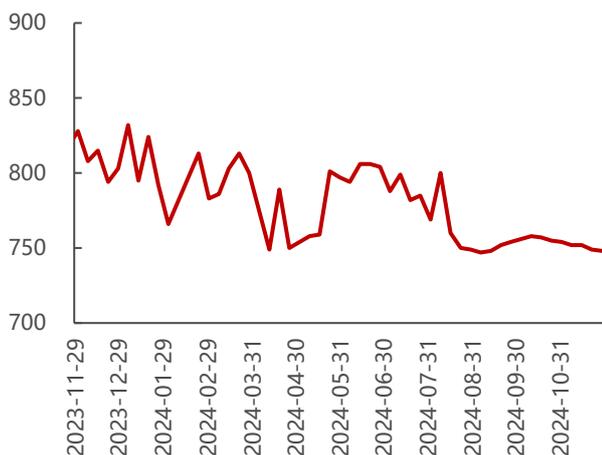
2024 年以来动力煤价格重心同比降 8%，卓创资讯预计 2025 年动力煤价格降幅有望收窄为 5%左右。进入 11 月中旬后，北方地区全面进入集中供暖旺季，日耗提升缓慢，煤炭价格下跌。截至 2024 年 11 月 28 日，山东动力煤市场 Q5000 大卡动力煤到厂价格为 755-795 元/吨，同比下滑 8.82%。2024 年 11 月 27 日，环渤海动力煤综合平均价格为 712 元/吨。11 月 29 日，长江口动力煤价格指数 (5000K) 为 778 元/吨，11 月 29 日，沿海电煤离岸价格指数 (5500K) 为 748 元/吨。2024 年度煤价维持在相对低位且逐渐下行趋势，卓创资讯预计 2024 年动力煤价格重心同比降约 8%左右，而 2025 年动力煤价格降幅有望继续收窄，约为 5%左右。

图46: 环渤海动力煤综合平均价格(5500K) (元/吨)

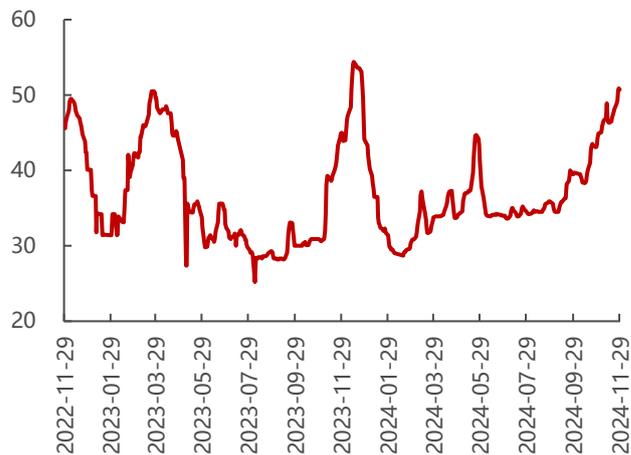

资料来源: ifind, 民生证券研究院

图47: 长江口动力煤价格指数 (5000K) (元/吨)


资料来源: ifind, 民生证券研究院

图48: 沿海电煤离岸价格指数 (5500K) (元/吨)


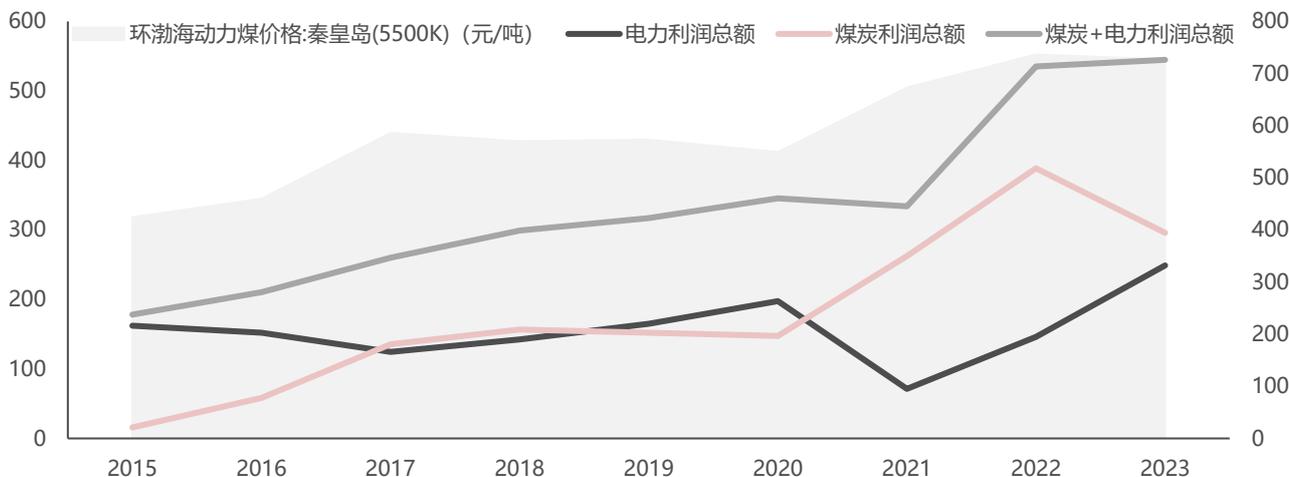
资料来源: ifind, 民生证券研究院

图49: 煤炭沿海运费: 秦皇岛-广州 (元/吨)


资料来源: ifind, 民生证券研究院

煤价下行时, 电力成本降低, 盈利空间得以保障; 煤价上升, 煤炭利润增长, 但电力成本承压, 近年来因煤炭价格的下降趋势, 煤电利润空间逐步扩大。火电的利润长期以来一直和煤价负相关, 利润长期呈现典型的周期波动, 2021 年煤价维持高位情形下, 多数煤电企业亏损, 电力板块利润总额达到最底位。随着煤价逐步下行, 电力板块利润总额逐步提升, 2024 年煤价依旧维持低位运行, 叠加容量电价机制和辅助调峰费用增加收益, 电力利润总额有望继续提高, 甚至可能超过煤炭板块利润总额。

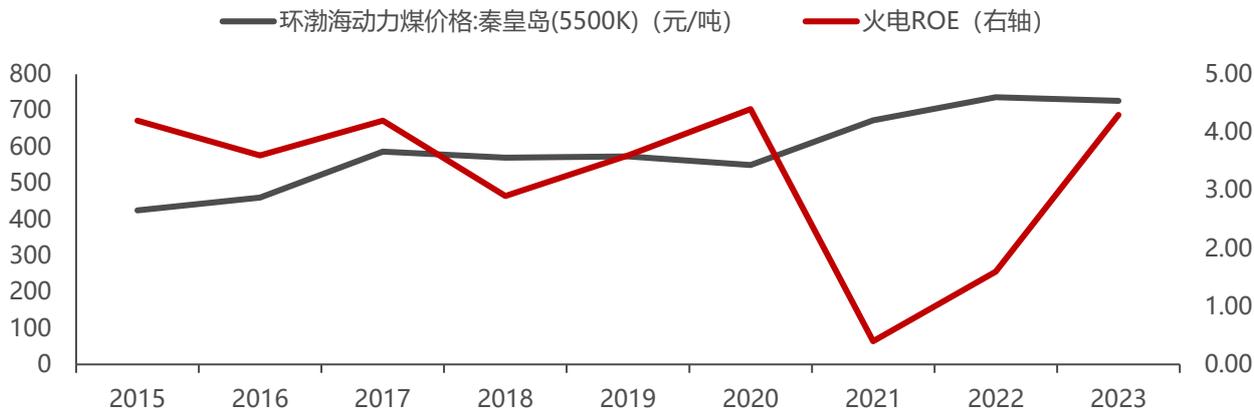
图50: 2015-2023 年现货煤价与申万行业煤炭、电力板块利润总额趋势 (亿元)



资料来源: ifind, 民生证券研究院

煤价下行缓解成本压力, 压缩利润释放带动 ROE 持续上升。火电行业 2019-2023 年 ROE 指标分别为 1.60%/0.40%/4.40%/3.60%/ 4.30%，近年火电行业 ROE 呈现出逐步上升趋势，这与煤炭价格的重心下调趋势密切关联。2021 年，环渤海动力煤价格高达 673.47 元/吨，火电企业面高昂的煤炭成本侵蚀利润空间，致使 ROE 低至 0.40%，随着煤炭价格开始下行，火电企业业绩逐步恢复。在 2022 年，尽管煤价仍处于 736.73 元/吨的高位，但已初现调整态势，火电 ROE 小幅上升至 1.60。到了 2023 年，煤价进一步降至 726.84 元/吨，火电 ROE 显著提升至 4.30。煤炭价格的下行有效缓解了火电企业的成本压力，使得原本被高煤价压缩的利润得以释放，进而推动 ROE 逐步上升。

图51: 煤价与火电 ROE 趋势 (%)

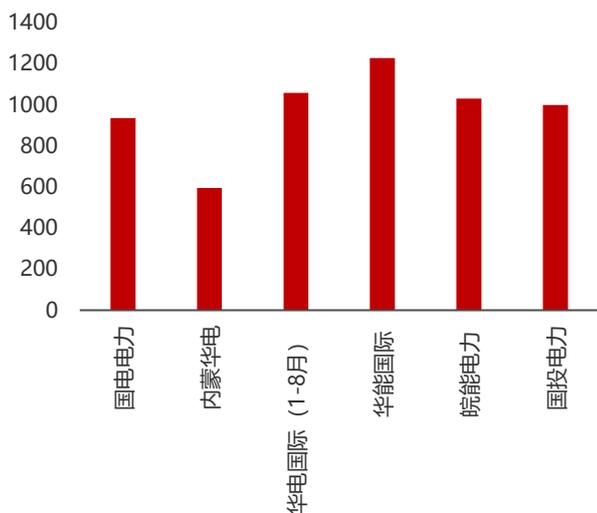


资料来源: ifind, 民生证券研究院

煤电联营燃料成本端具备优势, 利润的波动性相对较小。传统的火电运营模式中，煤炭价格波动往往会对火电企业的成本产生巨大影响。联营企业自身能够稳定地供应煤炭用于发电，减少了对外部煤炭市场的依赖，实现煤炭生产与电力生产的

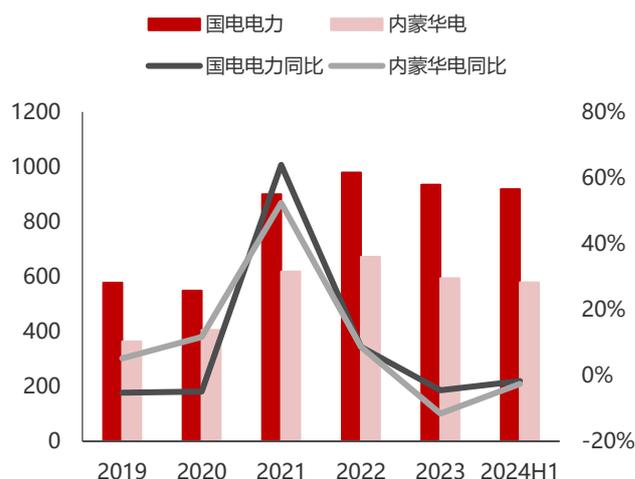
一体化。一方面，由于在燃料成本上的稳定性，即使在煤炭市场价格上涨的时期，煤电联营企业也不会像独立的火电企业那样受到成本骤升的严重影响，保障了利润空间不会被过度压缩；另一方面，电力作为一种基础能源，需求相对稳定，煤电联营企业在保障电力供应的同时能够稳定地获得发电收益。

图52：2023年主要煤电公司入炉标煤单价（单位：元/吨）情况对比



资料来源：公司公告，民生证券研究院

图53：2019-2024H1 国电电力和内蒙华电入炉标煤单价（单位：元/吨）和同比变化趋势



资料来源：公司公告，民生证券研究院

3 据可以守，红利类资产方兴未艾

3.1 水电：红利属性凸显，稳定中寻找增量

3.1.1 新增装机看雅砻江、大渡河、澜沧江、金沙江

我国水电运行总体平稳，水电装机容量增速放缓，总体装机规模仍向上。2023 年我国水电装机容量 4.2 亿千瓦，过去 15 年年均增速 6.1%，其中前 5 年年均增速 10.2%，后 10 年年均增速 4.2%，由于流域内大部分具备开发条件的水电站已经完成建设，剩余水电站面临着转移至高边坡、高海拔、温差大等高山深谷复杂区域的自然条件、更高的技术要求以及更严格的环境保护标准，开发难度显著增加，限制了新增装机容量的增长速度。

2024 年 1-10 月全国水电累计发电装机容量约 4.31 亿千瓦，同比增长 14.5%，占发电装机容量的 13.51%。2024 年 1-10 月全国累计新增水电发电装机容量约 887 万千瓦，同比增长 43%，10 月新增水电发电装机容量为 90 万千瓦，同比增长 61%，增速整体有所回升。

图54：水电发电装机容量（万千瓦）



资料来源：国家能源局，iFind，民生证券研究院

图55：水电新增装机容量（万千瓦）

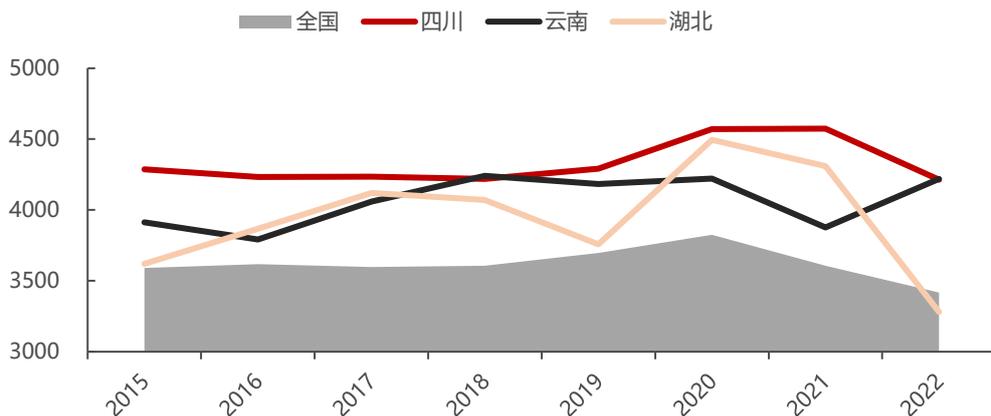


资料来源：国家能源局，iFind，民生证券研究院

受来水影响，水电厂发电设备平均利用小时波动幅度较大。“厄尔尼诺”和“拉尼娜”现象交替出现，一定程度上影响我国来水情况。1) “厄尔尼诺”对我国典型影响是“夏季南涝北旱，冬季北方暖冬”，1998年、2016年、2020年均有典型的厄尔尼诺事件发生，对我国夏季气候特别是长江流域及以南地区的降水异常影响显著，因此2020年，我国水电平均利用小时数历年来首次突破3800小时，超过全国发电平均利用小时数。2) “拉尼娜”现象对我国影响相反，出现“南旱北涝”现象。由于全球变暖大背景下，气温偏高导致降水的时间和空间不均性增强，极端强降水和极端干旱频发带来了来水量的不稳定，叠加“三重”拉尼娜事件下主要流域来水量不足，2021年-2023年水电发电设备利用小时数逐年下降。

2023 年，全国 6000 千瓦及以上电厂水力发电设备累计利用小时数为 3133 小时，同比降低 285 小时。2023 年至 2024 年出现的厄尔尼诺现象已达到顶峰，2024 年来水丰沛，2024 年前三季度，全国水电平均利用小时数为 2672 小时，同比增加 305 小时。

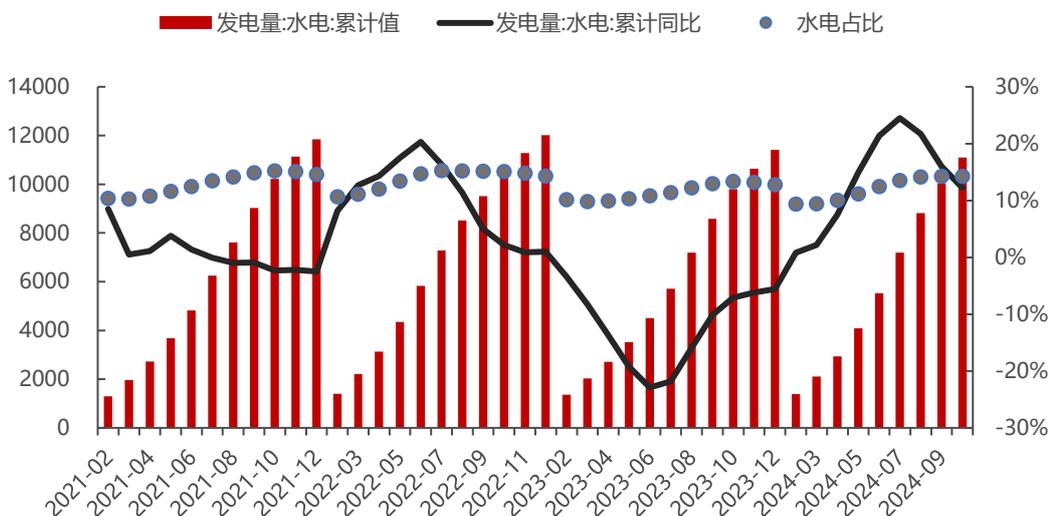
图56：主要地区 6000 千瓦及以上水电厂发电设备平均利用小时（小时）



资料来源：同花顺 ifind，民生证券研究院

2024 年来水丰沛，叠加梯级电站联合调度增发电量，发电量增幅显著，水电公司业绩维持高增长。2024 年 1-10 月水电发电量为 11101 万千瓦，同比增长 12.20%，占总发电量的 14.23%。从前三季度各公司水电发电量来看，长江电力同比+15.97%，华能水电同比+1.69%、桂冠电力同比+38.41%，国投电力同比+15.52%，川投能源同比+8.0%，水电公司高发也能够让业绩保持高增长。

图57：各年度水电当年累计发电量（万千瓦时）



资料来源：国家能源局，民生证券研究院

抽水蓄能将带动水电投资规模逐步扩大。整体来看，虽然水电投资额占总投资占比下滑幅度较大，相较于 2021 年的 31.9% 下降至 10.1%，但抽水蓄能的投资额正在上升，由于抽水蓄能拥有涉河工程少、布局灵活、建设周期相对较短、征地移民安置规模小、单位造价相对较低等优势，其投资成为水电投资领域的新增长点，投资占比已超过 50% 且继续保持增长态势。

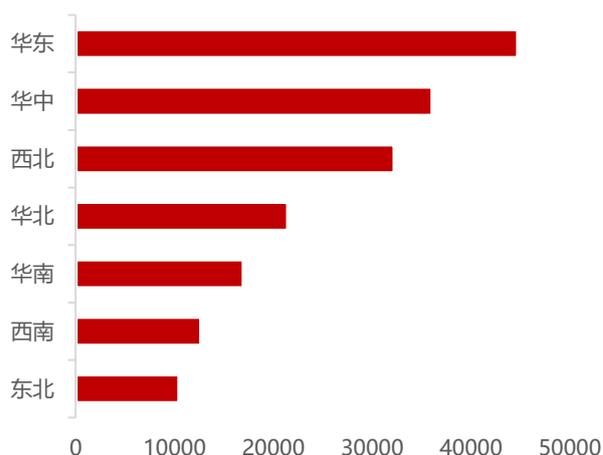
截至 2024 年 6 月底，全国抽水蓄能累计装机容量达 5439 万千瓦，抽水蓄能投资增速加快，上半年投资增速同比增加 30.4pct。截至 2023 年底，全国已纳入规划和储备的抽水蓄能站点资源总量约 8.23 亿千瓦，核准在建 1.79 亿千瓦，据经济参考报的数据预测，目前国内抽水蓄能机组生产能力为 40 套/年，根据核准在建项目规模及进度分析，预计在 2028 年到 2030 年将迎来机组需求高峰，约为 120 台套/年。在抽水蓄能的拉动下，预计整个水电行业年投资规模总体或将保持在 1000 亿元以上。

图58：电源工程投资完成额（亿元）、水电投资完成额（亿元）及水电占比



资料来源：国家能源局，iFind，民生证券研究院

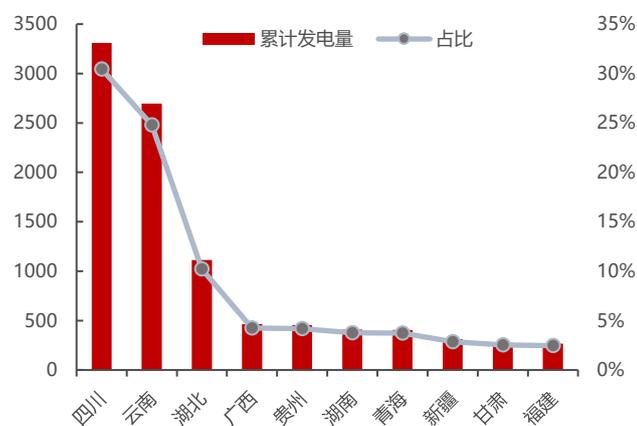
图59：各地区抽水蓄能在建装机量（MW）



资料来源：CPEM，民生证券研究院

四川水电发电量全国第一，雅砻江、大渡河潜在新增装机量空间可观。根据国家能源局的统计，四川是全国水电发电量最多的城市，2024 年 1-10 月水电发电量 3310.2 亿千瓦时，占全国水电发电量的 30.46%，金沙江、雅砻江、大渡河成为纵贯四川的“水系三环”，随着川渝 1000 千伏特高压交流工程能于 2025 年建成，有效承接四川水电等清洁电能西电东送，相关水电站的潜在新增装机量空间或将进一步提升。

图60：2024年1-10月全国主要地区发电量（亿千瓦时）



资料来源：国家能源局，iFind，民生证券研究院

图61：四川水电分布示意图



资料来源：国网四川电力，民生证券研究院

雅砻江、大渡河规划布局清晰。四川省“十四五”规划和2035年远景目标纲要提出雅砻江流域水风光一体化基地规划装机7800万千瓦，计划到2035年全面建成，由雅砻江流域22级水电站、8座大型抽水蓄能电站、16个大型风电场、40个大型光伏电站组成，年均发电量约为2000亿千瓦时，相当于四川省年用电量的一半。截至2024年11月中游及下游已建成7个，剩余5个电站的潜在装机容量规模为870万千瓦；大渡河潜在装机规模为917万千瓦。

表7：雅砻江开发情况

| 电站 | 坝高 (米) | 库容 (亿立方米) | 调节库容 (亿立方米) | 调节能力 | 装机容量 (万千瓦) | 总投资 (亿元) | 建设情况 | 投产时间 |
|------|--------|-----------|-------------|------------------|------------|----------|------|--------|
| 二滩 | 240 | 58.00 | 34.00 | 季调节 | 330 | 277 | 建成 | 1999年 |
| 官地 | 168 | 7.560 | 0.28 | 日调节 | 240 | 160 | 建成 | 2013年 |
| 锦屏一级 | 305 | 77.60 | 49.10 | 年调节 | 360 | 402 | 建成 | 2014年 |
| 下游 | | | | 日调节，与锦屏一级联合运行年调节 | | | | |
| 锦屏二级 | - | 0.14 | 0.05 | | 480 | 298 | 建成 | 2014年 |
| 桐子林 | 70 | 0.91 | - | 日调节 | 60 | 52 | 建成 | 2016年 |
| 杨房沟 | 155 | 5.12 | 0.54 | 日调节，与两河口联合运行年调节 | 150 | 200 | 建成 | 2021年 |
| 两河口 | 295 | 108.00 | 65.60 | 多年调节 | 300 | 665 | 建成 | 2021年 |
| 中游 | | | | | | | | |
| 牙根一级 | 69 | 0.41 | - | 日调节 | 30 | 59 | 在建 | 2029年起 |
| 卡拉 | 126 | 2.38 | 0.37 | 日调节 | 102 | 171 | 在建 | 2029年起 |
| 牙根二级 | 210 | 9.91 | - | 日调节 | 240 | 352 | 在建 | 2033年起 |
| 孟底沟 | 198 | 8.85 | 0.86 | 日调节，与两河口联合运行年调节 | 240 | 347 | 在建 | 2031年起 |
| 楞古 | - | - | - | - | 257.5 | - | 前期准备 | 2035年起 |

资料来源：四川发改委，川观新闻，中电建成都院，中国电建集团，国投电力，民生证券研究院整理

表8：大渡河开发情况

| 电站 | 坝高 (米) | 库容 (亿立方米) | 调节库容 (亿立方米) | 调节能力 | 装机容量 (万千瓦) | 总投资 (亿元) | 建设情况 | 投产时间 |
|-------|--------|-----------|-------------|------|------------|----------|------|---------|
| 硬梁包 | 38 | 0.21 | 0.05 | 日调节 | 111.6 | 127 | 在建 | 2024 年起 |
| 巴拉 | 138 | 1.20 | 0.16 | 日调节 | 74.6 | 82 | 在建 | 2025 年起 |
| 双江口 | 314 | 28.97 | 19.17 | 年调节 | 200 | 366 | 在建 | 2025 年起 |
| 金川 | 112 | 5.09 | - | 日调节 | 86 | 121 | 在建 | 2025 年起 |
| 沙坪一级 | 63 | 0.19 | 0.05 | 日调节 | 36 | 48 | 在建 | 2026 年起 |
| 枕头坝二级 | 54 | 0.12 | 0.04 | - | 30 | 45 | 在建 | 2026 年起 |
| 老鹰岩二级 | 42 | 0.21 | 0.04 | 日调节 | 42 | 59 | 在建 | 2029 年起 |
| 老鹰岩一级 | 35 | 0.21 | 0.06 | 日调节 | 30 | 43 | 前期准备 | 2030 年起 |
| 下尔呷 | - | 28.00 | 19.30 | 多年调节 | 54 | - | 前期准备 | - |
| 达维 | - | - | - | 日调节 | 30 | 55.7 | 前期准备 | - |
| 卜寺沟 | 130 | 2.26 | - | 日调节 | 36 | - | 前期准备 | - |
| 巴底 | 97 | 1.97 | 0.25 | 日调节 | 72 | - | 前期准备 | - |
| 丹巴 | 41 | 0.37 | 0.12 | 日调节 | 115 | 146 | 前期准备 | - |

资料来源：中国电建，马尔康市人民政府，中国能源网，四川省政府国有资产监督管理委员会，金川县人民政府，民生证券研究院整理

金沙江，澜沧江建设开发良好。金沙江的开发中，上游规划 13 级电站，总装机 1500 万千瓦；中游有“一库八级”电站，总装机超三峡，兼顾多种效益且已取得显著发电成果；下游规划 4 座世界级电站，总装机相当于两个三峡；澜沧江中下游建有 11 座水电站，华能澜沧江水风光一体化清洁能源基地正在加紧建设，截至今年 10 月，该基地新能源发电量同比增长超过 1.3 倍，今年以来已相继投产风电光伏项目超 100 万千瓦，可再生能源发电新增装机占电力新增装机的 86%。

表9：金沙江开发情况

| 电站 | 坝高 (米) | 库容 (亿立方米) | 调节库容 (亿立方米) | 调节能力 | 装机容量 (万千瓦) | 总投资 (亿元) | 建设情况 | 投产时间 |
|-----|--------|-----------|-------------|------|------------|----------|------|---------|
| 旭龙 | 213 | 9 | 1.26 | 日调节 | 240 | 294 | 前期准备 | 2030 |
| 叶巴滩 | 217 | 11.85 | 5.37 | 季调节 | 224 | 342.65 | 在建 | 2025.12 |
| 银江 | 73 | 0.59 | 0.02 | 年调节 | 39 | 50 | 在建 | 2024.12 |
| 巴塘 | 69 | 1.37 | 0.34 | 日调节 | 75 | 102.63 | 在建 | 2025 |
| 昌波 | 38 | 0.17 | 0.08 | 日调节 | 82.6 | 141.26 | 在建 | 2030.05 |
| 拉哇 | 239 | 24.7 | 8.24 | 季调节 | 200 | 309 | 在建 | 2027 |
| 乌东德 | 270 | 74.08 | 30 | 季调节 | 1020 | 1200 | 建成 | 2020.06 |
| 白鹤滩 | 289 | 206.27 | 104.36 | 多年调节 | 1600 | 2200 | 建成 | 2021.06 |
| 溪洛渡 | 285.5 | 126.7 | 64.6 | 多年调节 | 1386 | 792.34 | 建成 | 2013.07 |
| 向家坝 | 162 | 51.63 | 9.03 | 季调节 | 779 | 542 | 建成 | 2014.07 |
| 龙盘 | 276 | 386.48 | 215 | 年调节 | 420 | 326 | 前期准备 | - |

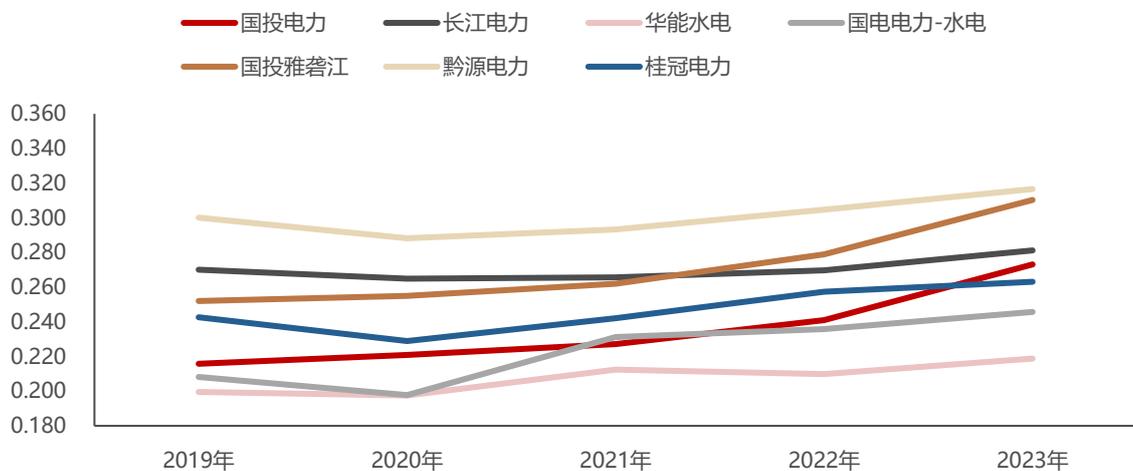
资料来源：人民网，四川观察，同花顺财经，北极星电力网，红色扎西，德格县人民政府，中华人民共和国生态环境部等，民生证券研究院整理

表10：澜沧江开发情况

| 电站 | 坝高 (米) | 库容 (亿立方米) | 调节库容 (亿立方米) | 调节能力 | 装机容量 (万千瓦) | 总投资 (亿元) | 建设情况 | 投产时间 |
|-----|--------|-----------|-------------|------|------------|----------|------|---------|
| 小湾 | 292 | 150 | 100 | 多年调节 | 420 | 277.31 | 建成 | 2010.08 |
| 如美 | 315 | 38.1 | 24.3 | 季调节 | 260 | 583.81 | 在建 | 2035 |
| 拖巴 | 73 | 12.15 | 10.58 | 年调节 | 158 | 123.9 | 在建 | 2024.12 |
| 古学 | 235 | 5.95 | 0.45 | 无调节 | 210 | 226 | 在建 | -- |
| 班达 | 38 | 8.45 | 4.74 | 日调节 | 150 | 216.84 | 在建 | 2030.05 |
| 古水 | 305 | 39.1 | 24.6 | 季调节 | 240 | 220 | 在建 | 2027 |
| 糯扎渡 | 261.5 | 237.03 | 113 | 多年调节 | 585 | 450 | 建成 | 2014.06 |
| 乌弄龙 | 130.5 | 2.65 | 0.36 | 多年调节 | 200 | 21.5 | 建成 | 2019.07 |

资料来源：北极星水力发电网，亨通世界，采招网，香格里拉网，证券日报网，昌都水利，中国质量协会等，民生证券研究院整理

水电电价相对稳定，各家公司水电上网电价总体保持稳中向上。从稳定性来看，长江电力电价相对平稳，变化幅度不大，维持在 0.27 元/千瓦时附近；黔源电力水电电价稳中向上，2023 年达到 0.3166 元/千瓦时，国电电力、桂冠电力、华能水电的水电综合上网电价在 2020 年有所下滑，但后几年也都在上升。从电价上升性来看，国投电力、国投雅砻江水电的电价上升幅度明显，未来随着雅砻江新增装机的投产，雅砻江流域水电站能够贡献较稳定的收益。

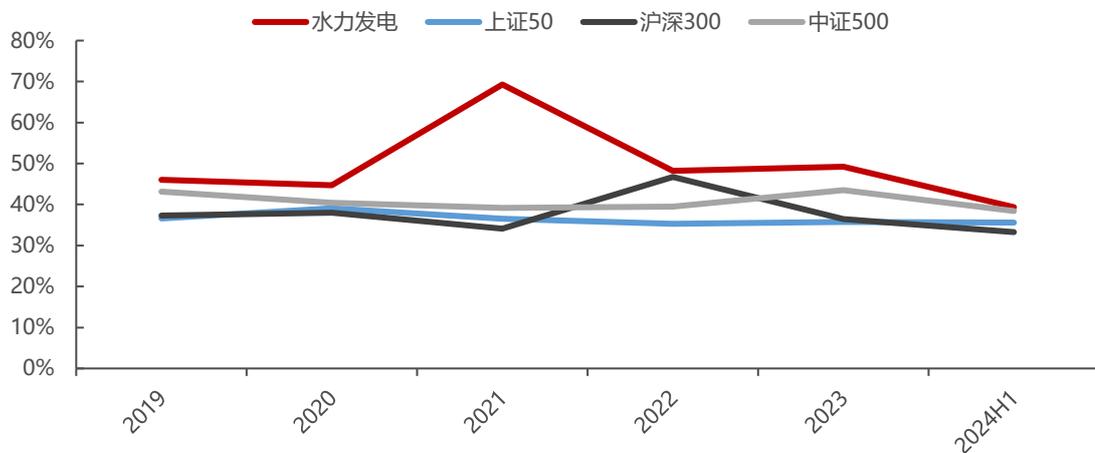
图62：水电公司水电综合上网电价（元/千瓦时）


资料来源：iFinD，民生证券研究院测算

3.1.2 高分红、高股息，具备长期配置价值

水电板块的分红比例长期优于市场表现。由于公用事业板块的企业因其特有的行业垄断地位，展现出更为稳健的业绩表现，尤其在当前经济复苏仍具不确定性的背景下，与整体市场相比较具备较强的分红支付能力。我们选取上证 50、沪深 300、中证 500 三个常见的宽基指数做对比，2019-2024H1 水电板块均高于市场平均水平，2024H1 水电板块分红比例为 39.35%，上证 50、沪深 300、中证 500 分别为 35.60%、33.27%、38.42%。

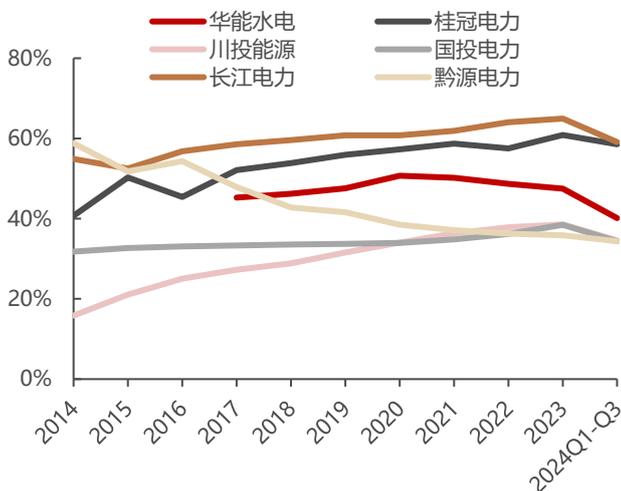
图63：水电板块和市场分红比例对比 (%)



资料来源：iFinD，民生证券研究院

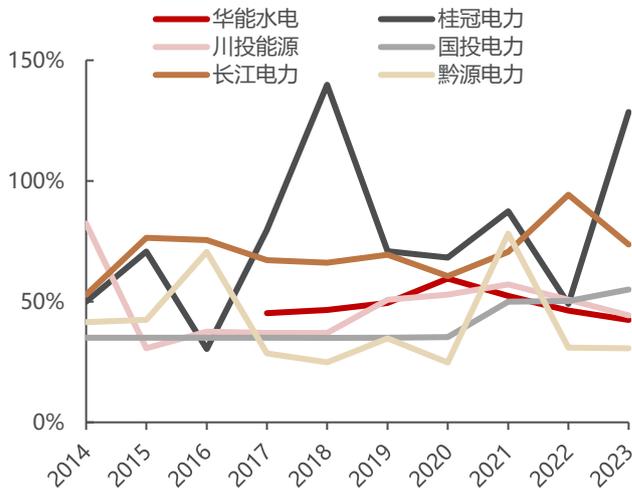
水电公司现金流稳定，资本开支较小，分红率较高。我们共选取华能水电、桂冠电力、川投能源、国投电力、长江电力、黔源电力 6 个主要个股，其中长江电力和国投电力的分红比例常年维持高水平，截至 2024Q3 上市以来分红率分别为 59.07%、58.54%，2023 年年度分红比例为 73.66%、128.59%，其余个股也长期保持着较高分红比例。总体来看，水电板块具有高分红特点，具备长期配置价值。

图64：板块个股上市以来分红率 (%)



资料来源：iFinD，民生证券研究院

图65：板块个股年度分红比例 (%)



资料来源：iFinD，民生证券研究院

3.2 核电：兼具稳定与成长，看好核电中长期价值

中国核电行业发展规模和节奏已进入新常态，步入密集核准期，未来 6 年在运机组数量接近翻倍。自 2000 年至 2023 年，中国核电行业历经缓慢发展期、加速投运期和短暂放缓期，增至 55 台。近年来中国新核准电机组数量有所回升，2019-2024 年核准核电机组数量分别达 4/4/5/10/10/11 台，核准节奏加快，待

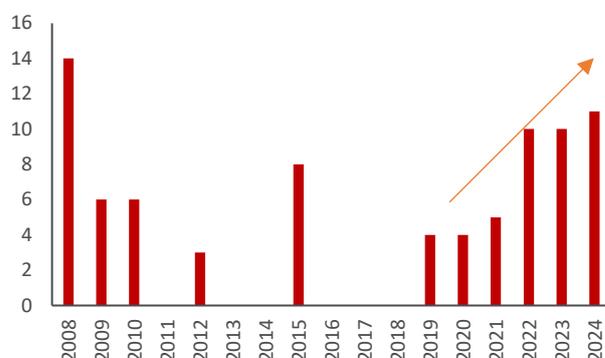
建机组数达新高。假设未来也将维持 8-10 台核准节奏，经我们测算，2030 年在运机组有望达 93 台，2035 年在运机组有望达 149 台。

图66：2000-2023 年中国在运核电机组（台）



资料来源：国家原子能机构，中国电力，国际电力网，中国气候变化信息网，中国政府网，民生证券研究院

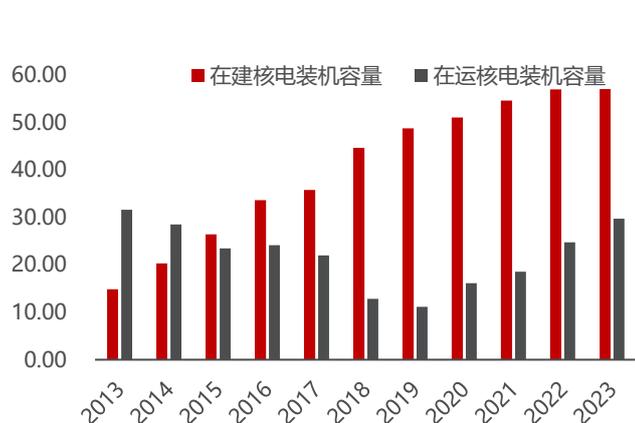
图67：2008-2023 中国历年核准核电机组数量（台）



资料来源：财新网，新浪财经，澎湃新闻，发展改革委，民生证券研究院

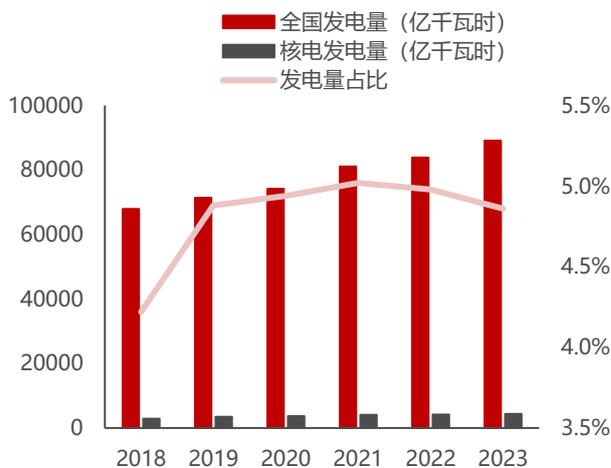
国内核电规模持续增长，保持世界领先。近几年核电机组审批加速，“十四五”期间预计按照每年 6-8 台新机组进行核准，在建装机容量逐步扩大，2023 年已增至 57.03GW，共有运行核电机组 55 台，在建核电机组 26 台，总装机容量达 30GW。随着装机容量的提升，中国核电行业市场规模也在稳定增长，“十四五”规划显示 2025 年核电运行装机容量有望达 7000 万千瓦左右。核电占我国电力结构比例仍然较低，2023 年全国累计发电量为 89092.0 亿千瓦时，而核电发电量为 4333.71 亿千瓦时，仅占总发电量的 4.86%，中国核能行业协会预计到 2035 年，中国核电在总发电量中的占比将达到 10%。

图68：2013-2023 我国核电装机容量（GW）



资料来源：同花顺 ifind，民生证券研究院

图69：2018-2023 全国发电量（亿千瓦时）与核电发电量（亿千瓦时）及其占比（%）



资料来源：中国核能行业协会，中国核电网，国家能源局，民生证券研究院

两核在建及核准待建机组数量创历史新高，后期成长性充足。2024 年 8 月 19 日，中国广核获核准 6 台机组，中国核电获核准 3 台机组，国电投获核准 2 台机

组。截至 12 月 4 日, 1) **中国广核**: 共管理 16 台已核准待 FCD 及在建核电机组, 其中公司控股: 陆丰 5 号机组、6 号机组分别于 2027、2028 年陆续投运; 公司联营: 宁德 5 号机组已于 2024 年 7 月 28 日 FCD, 进入土建施工阶段, 计划于 2029 年投运; 集团委托管理: 惠州 1 号及 2 号机组将于 2025、2026 年分别投运, 苍南 1 号及 2 号机组将于 2026、2027 年分别投运。2) **中国核电**: 共管理 13 台已核准待建及在建核电机组, 其中漳州 1 号于今年 11 月 28 日实现并网发电, 漳州 2 号机组将于 2025 年实现投运, 江苏田湾 7 号跟海南核电小堆于 2026 年实现投运, 2027 年是公司集中投运机组最多的年份, 拟投运 5 台机组。3) **国家电投**: 共管理 7 台已核准待建及在建核电机组, 其中国核一号示范工程 1 号机组于 2024 年 11 月初实现并网发电, 国核一号 2 号机组计划投运时间在 2024 年。

表11: 四家核电运营商在建及新核准项目投运时间

| 运营商 | 核电机组 | 装机容量 (万千瓦) | 目前阶段 | 计划商运时间 |
|----------|---------------|------------|--------|---------------|
| 中国核电 | 漳州能源 1 号机组 | 121.2 | 已并网发电 | 2024 年 11 月投运 |
| | 漳州能源 2 号机组 | 121.2 | 设备安装 | 2025 年 |
| | 江苏核电田湾 7 号机组 | 126.5 | 设备安装 | 2026 年 |
| | 海南核电小堆机组 | 12.5 | 设备安装 | 2026 年 |
| | 江苏核电田湾 8 号机组 | 126.5 | 土建施工 | 2027 年 |
| | 三门核电 3 号机组 | 125.1 | 土建施工 | 2027 年 |
| | 三门核电 4 号机组 | 125.1 | 土建施工 | 2027 年 |
| | 辽宁核电徐大堡 4 号机组 | 127.4 | 土建施工 | 2027 年 |
| | 辽宁核电徐大堡 3 号机组 | 127.4 | 设备安装 | 2027 年 |
| | 辽宁核电徐大堡 1 号机组 | 129.1 | 土建施工 | 2028 年 |
| | 漳州能源 3 号机组 | 121.2 | 尚未开工 | 2029 年 |
| | 江苏徐圩 1 号机组 | 120 | 新核准 | 2030 年 |
| | 江苏徐圩 2 号机组 | 120 | 新核准 | 2030 年 |
| | 江苏徐圩四代堆 | 60 | 新核准 | 2030 年 |
| | 中国广核 | 陆丰 5 号机组 | 120 | 设备安装 |
| 陆丰 6 号机组 | | 120 | 土建施工 | 2028 年 |
| 陆丰 1 号机组 | | 124.5 | FCD 准备 | 2030 年 |
| 陆丰 2 号机组 | | 124.5 | FCD 准备 | 2030 年 |
| 招远 1 号机组 | | 121.4 | FCD 准备 | 2030 年 |
| 招远 2 号机组 | | 121.4 | FCD 准备 | 2030 年 |
| 宁德 5 号机组 | | 121 | 土建施工 | 2029 年 |
| 宁德 6 号机组 | | 121 | FCD 准备 | 2029 年 |
| 惠州 1 号机组 | | 121 | 调试阶段 | 2025 年 |
| 惠州 2 号机组 | | 121 | 设备安装 | 2026 年 |
| 惠州 3 号机组 | | 121 | FCD 准备 | 2029 年 |
| 惠州 4 号机组 | | 121 | FCD 准备 | 2029 年 |
| 苍南 1 号机组 | | 120 | 设备安装 | 2026 年 |
| 苍南 2 号机组 | | 120 | 设备安装 | 2027 年 |
| 苍南 3 号机组 | | 121.5 | FCD 准备 | 2030 年 |
| 苍南 4 号机组 | 121.5 | FCD 准备 | 2030 年 | |

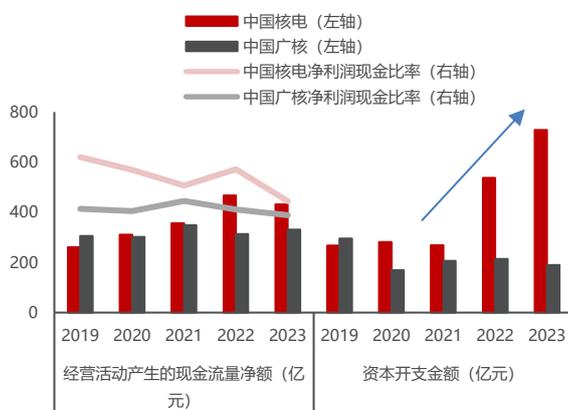
| | | | | |
|------|-----------------|-------|--------|---------------|
| 国家电投 | 山东海阳核电 3 号机组 | 125 | 土建施工 | 2028 年 |
| | 山东海阳核电 4 号机组 | 125 | 土建施工 | 2028 年 |
| | 广东廉江 1 号机组 | 125 | 土建施工 | 2028 年 |
| | 广东廉江 2 号机组 | 125 | 土建施工 | 2028 年 |
| | 国核一号示范工程 1 号机组 | 153.4 | 已并网发电 | 2024 年 11 月投运 |
| | 国核一号示范工程 2 号机组 | 153.4 | 调试阶段 | 2024 年 |
| | 广西白龙 1 号机组 | 125 | 新核准 | 2030 年 |
| | 广西白龙 2 号机组 | 125 | 新核准 | 2030 年 |
| | 山东石岛湾扩建一期 1 号机组 | 120 | FCD 准备 | 2029 年 |
| | 山东石岛湾扩建一期 2 号机组 | 120 | FCD 准备 | 2029 年 |
| 华能集团 | 海南昌江 3 号机组 | 120 | 调试阶段 | 2027 年 |
| | 海南昌江 4 号机组 | 120 | 调试阶段 | 2027 年 |

资料来源：公司公告，公司官网，腾讯网，新浪财经，澎湃新闻，民生证券研究院

核电运营类似水电，经营期大于折旧期，随着旧机组折旧期和偿债期到期，机组 ROE 水平有望提升，新机组逐步投运后远期分红比例有望提高。对于主要核电运营企业来说，核电商业模式类似水电，正式投产之前会有大规模的资本开支，现阶段华龙一号单位造价约为 1.6 万元/kw，AP1000 单位造价约为 2 万元/kw，在经历折旧和连本带息偿债期后，迎来稳定净回报期。据中国核电公告，三代核电机组综合折旧年限为 35 年，三代核电站设计寿命 60 年，在折旧结束后将迎来 25 年净回报期，长期盈利增长可观。

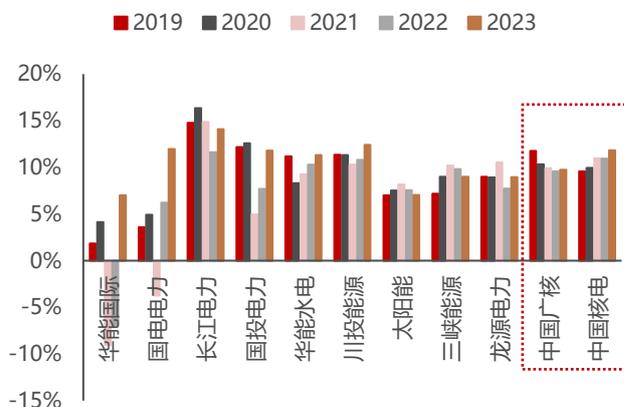
核电站运营阶段付现成本占比低，中国核电和中国广核经营性现金流量净额充足，且企业的净利润现金比率均在 2 附近，企业盈利质量较高。资本开支方面，中国核电 2021-2023 年资本开支分别为 339、506、800 亿元，2024 年投资计划大幅上涨，根据公司发展规划和 2024 经营计划，中国核电 2024 年投资计划总额为 1215.53 亿元，同比 52%，加速新核准核电项目建设投产。

图70：各年度发电企业经营活动现金流量净额(亿元)及净利润现金比率(%)、资本开支金额(亿元)



资料来源：同花顺 iFind，民生证券研究院

图71：各年度主要发电企业 ROE (%)



资料来源：同花顺 iFind，民生证券研究院

4 投资建议

4.1 行业投资建议

投资主线一：10月来风情况改善，规上工业风力发电量同增34.0%，增速较9月提升2.4 pct，风电企业四季度发电量有望改善，叠加绿电前期估值较低，市场对电价下行、限电率、补贴拖欠一直极致悲观，近期无论消纳端还是补贴端都有边际改善，包括能源局也明确提出要规范电力市场交易，市场电价端下行风险相对有限。当前各大企业进行能源转型布局时倾向投资风电资产，尤其是海风处于高景气周期中，项目收益率较高，看好风电运营占比较高的优质运营商，建议关注【中闽能源】，重点推荐【福能股份】；风电资产占优，装机规模具备较大成长性，重点推荐【三峡能源】，谨慎推荐【龙源电力】、【中绿电】。

投资主线二：关注火电年底长协电价落地预期差。年底迎峰度冬，中电联预计2024年全国电力供需仍偏紧，煤价降幅逐步趋缓，明年火电长协电价下行风险相对有限。预计明年电价扰动有限+火电成本维持低位+水电挤压效应正在逐步减弱，局部区域电力供需偏紧，火电发电量有一定保障，推荐【福能股份】、【申能股份】，谨慎推荐【华电国际】、【江苏国信】、【浙能电力】、【皖能电力】，建议关注【内蒙华电】。

投资主线三：红利资产回归，低国债到期收益率背景下，红利资产具备较强的配置性价比，水电：大水电业绩依旧稳健，推荐【长江电力】，谨慎推荐【国投电力】、【川投能源】；核电：进入常态化审批阶段，长期成长性和盈利性俱佳，推荐【中国核电】，谨慎推荐【中国广核】，建议关注国电投核电运营平台【电投产融】。

投资主线四：继续关注行业公司重组并购方向。展望明年，远达环保、电投产融重组有望迎来新进展，中国广核资产待注入，广西能源等地方运营平台也有望进一步资产整合。资产重组并购是政策支持方向，后续整合催化不断，仍持续关注资产整合相关标的【远达环保】、【电投产融】，以及有资产整合预期，地方能源平台【广西能源】、【湖南发展】。

表12：重点公司盈利预测、估值与评级

| 股票代码 | 公司简称 | 收盘价 (元) | EPS (元) | | | PE (倍) | | | 评级 |
|--------|------|------------|---------|-------|-------|--------|-------|-------|------|
| | | | 2023A | 2024E | 2025E | 2023A | 2024E | 2025E | |
| 600900 | 长江电力 | 28.72 | 1.11 | 1.43 | 1.47 | 26 | 20 | 20 | 推荐 |
| 601985 | 中国核电 | 9.68 | 0.55 | 0.57 | 0.64 | 18 | 17 | 15 | 推荐 |
| 003816 | 中国广核 | 3.99 | 0.21 | 0.23 | 0.24 | 19 | 17 | 17 | 谨慎推荐 |
| 000543 | 皖能电力 | 8.03 | 0.63 | 0.79 | 0.93 | 13 | 10 | 9 | 谨慎推荐 |
| 600023 | 浙能电力 | 5.74 | 0.49 | 0.57 | 0.60 | 12 | 10 | 10 | 谨慎推荐 |
| 600483 | 福能股份 | 10.06 | 1.01 | 1.08 | 1.20 | 10 | 9 | 8 | 推荐 |
| 600905 | 三峡能源 | 4.54 | 0.25 | 0.24 | 0.26 | 18 | 19 | 17 | 推荐 |

资料来源：ifind，民生证券研究院预测；注：股价时间为2024年12月13日收盘价

5 风险提示

1) **宏观经济波动的风险。**宏观经济波动导致用电量增速不及预期，供需失衡可能导致发电设备利用小时下降、上网电价下降。

2) **电力市场化改革推进不及预期，政策落实不及预期。**可能会影响存量机组的电量消纳，使得新能源装机容量的增速放缓。

3) **新能源整体竞争激烈，导致盈利水平超预期下降。**若行业参与者数量增多，竞争加剧下，价格可能超预期下降，导致盈利水平超预期下降。

4) **降水量不及预期。**水电的经营业绩主要取决于来水和消纳情况，而来水情况与降水、气候等自然因素相关，可预测性不高。

插图目录

| | |
|--|----|
| 图 1: 中证红利指数收益率及 10 年期国债到期收益率对比 | 3 |
| 图 2: 申万电力板块近一年市场行情走势 | 4 |
| 图 3: 2011-2024E 年度全社会用电量累计值及同比增速 (亿千瓦时, %) | 4 |
| 图 4: 2014-2025E 年全社会用电量和 GDP 增速 | 4 |
| 图 5: 2006-2024M1-M10 年度一产用电量及同比 (亿千瓦时, %) | 5 |
| 图 6: 2006-2024M1-M10 年度二产用电量及同比 (亿千瓦时, %) | 5 |
| 图 7: 2006-2024M1-M10 年度三产用电量及同比 (亿千瓦时, %) | 5 |
| 图 8: 2006-2024M1-M10 年度居民生活用电量及同比 (亿千瓦时, %) | 5 |
| 图 9: 2008-2024M1-M10 各电源类型新增装机数 (万千瓦) | 6 |
| 图 10: 2006-2024M1-M10 年度发电量累计值 (亿千瓦时) | 7 |
| 图 11: 2006-2024M1-M10 各电源类型发电量结构 | 7 |
| 图 12: 2024M1-10 各省市用电量及增速 (亿千瓦时, %) | 7 |
| 图 13: 部分省市 2024M1-M9 分电源类型新增装机数 (万千瓦) | 8 |
| 图 14: 2024M1-10 各省市电量盈余/缺口值 (亿度) | 8 |
| 图 15: 各省市用电负荷及新增夏峰顶峰能力增速对比 | 8 |
| 图 16: 各省 (自治区、直辖市) 2024 年可再生能源电力消纳责任权重 | 9 |
| 图 17: 各省 (自治区、直辖市) 2023-2024 年非水可再生能源电力消费责任权重 | 9 |
| 图 7: 各省 (自治区、直辖市) 2024 年、2025 年电解铝行业绿色消费比例 | 10 |
| 图 18: 各年度绿电交易成交电量和同比增速 (亿千瓦时, %) | 11 |
| 图 19: 各年度绿证核发数量和同比增速 (万个, %) | 11 |
| 图 20: 分散式风电-近负荷中心 | 12 |
| 图 21: 负荷特性与风电出力特性对比 | 12 |
| 图 22: 2011-2024Q1-Q3 各电源累计装机规模 (万千瓦) | 13 |
| 图 23: 2013-2023 年我国各电源发电量及风电占比 (亿千瓦时, %) | 13 |
| 图 24: 2001 年-2023 年全球新增风电装机情况 (GW) | 13 |
| 图 25: 2010-2023 年中国累计风电装机情况 (万千瓦) | 13 |
| 图 26: 各省市 2024 年 1-10 月累计风电核准容量 (MW) | 14 |
| 图 27: 2024 年 1-10 月各月度风电核准容量 (MW) | 14 |
| 图 28: 2006-2023 年全球新增海上风电装机情况 (MW) | 14 |
| 图 29: 2024-2033E 年全球新增海上风电装机容量预测 (MW) | 14 |
| 图 30: 2013-2033E 年中国海上风电新增装机容量情况及预测 | 15 |
| 图 31: 沿海省份海陆风资源对比 | 16 |
| 图 32: 中闽能源海陆风利用小时数对比 | 16 |
| 图 33: 海风电价发展历史 | 17 |
| 图 34: 申万火电指数相对于 A 股累计超额收益率 | 19 |
| 图 35: 2011-2023 年火电新增装机及增速 (万千瓦) | 20 |
| 图 36: 各省市截至 2024 年 Q3 火电装机情况 (万千瓦) | 20 |
| 图 37: 2004-2023 年火电发电量及增速 (亿千瓦时) | 20 |
| 图 38: 2013-2023 年火电历年发电利用小时数及增速 (小时) | 20 |
| 图 39: 截至 2024H1 各省份总装机和火电装机规模 (单位: 万千瓦) | 21 |
| 图 40: 2024 年 1-10 月各省份总发电量和火力发电量 | 21 |
| 图 41: 2020-2024 年 10 月安徽省火电发电量 (单位: 亿千瓦时) 和同比 | 22 |
| 图 42: 2020-2024 年 10 月安徽省火电发电量占全省火电发电量比例 | 22 |
| 图 43: 2024 年 1 月全国煤电容量电价折价 (单位: 分 /kWh) | 23 |
| 图 44: 2024 年 1 月全国综合电价涨幅 (1 月代购电上网电价+1 月容量电价折价-12 月代购电上网电价) (单位: 分 /kWh) | 23 |
| 图 45: 2023-2024 年 10 月安徽省电力调峰辅助服务市场运行情况 | 24 |
| 图 46: 环渤海动力煤综合平均价格(5500K) (元/吨) | 25 |
| 图 47: 长江口动力煤价格指数 (5000K) (元/吨) | 25 |
| 图 48: 沿海电煤离岸价格指数 (5500K) (元/吨) | 25 |
| 图 49: 煤炭沿海运费: 秦皇岛-广州 (元/吨) | 25 |
| 图 50: 2015-2023 年现货煤价与申万行业煤炭、电力板块利润总额趋势 (亿元) | 26 |
| 图 51: 煤价与火电 ROE 趋势 (%) | 26 |
| 图 52: 2023 年主要煤电公司入炉标煤单价 (单位: 元/吨) 情况对比 | 27 |

| | |
|---|----|
| 图 53: 2019-2024H1 国电电力和内蒙华电入炉标煤单价 (单位: 元/吨) 和同比变化趋势 | 27 |
| 图 54: 水电发电装机容量 (万千瓦) | 28 |
| 图 55: 水电新增装机容量 (万千瓦) | 28 |
| 图 56: 主要地区 6000 千瓦及以上水电厂发电设备平均利用小时 (小时) | 29 |
| 图 57: 各年度水电当年累计发电量 (万千瓦时) | 29 |
| 图 58: 电源工程投资完成额 (亿元)、水电投资完成额 (亿元) 及水电占比 | 30 |
| 图 59: 各地区抽水蓄能在建装机量 (MW) | 30 |
| 图 60: 2024 年 1-10 月全国主要地区发电量 (亿千瓦时) | 31 |
| 图 61: 四川水电分布示意图 | 31 |
| 图 62: 水电公司水电综合上网电价 (元/千瓦时) | 33 |
| 图 63: 水电板块和市场分红比例对比 (%) | 34 |
| 图 64: 板块个股上市以来分红率 (%) | 34 |
| 图 65: 板块个股年度分红比例 (%) | 34 |
| 图 66: 2000-2023 年中国在运核电机组 (台) | 35 |
| 图 67: 2008-2023 中国历年核准核电机组数量 (台) | 35 |
| 图 68: 2013-2023 我国核电装机容量 (GW) | 35 |
| 图 69: 2018-2023 全国发电量 (亿千瓦时) 与核电发电量 (亿千瓦时) 及其占比 (%) | 35 |
| 图 70: 各年度发电企业经营活动现金流量净额 (亿元) 及净利润现金比率 (%)、资本开支金额 (亿元) | 37 |
| 图 71: 各年度主要发电企业 ROE (%) | 37 |

表格目录

| | |
|--|----|
| 重点公司盈利预测、估值与评级 | 1 |
| 表 1: “十四五” 特高压项目建设进度表 | 10 |
| 表 2: 沿海 11 省市 “十四五” 期间海上风电开发目标 | 15 |
| 表 3: 省补政策汇总 | 17 |
| 表 4: 海风项目按收益率倒算电价 (年等效满发小时参考特定项目) | 18 |
| 表 5: 电价和年等效满发小时数的 IRR 敏感性分析 | 18 |
| 表 6: 2024-2025 年各省级电网煤电容量电价情况 (元/千瓦·年, 含税) | 22 |
| 表 7: 雅砻江开发情况 | 31 |
| 表 8: 大渡河开发情况 | 32 |
| 表 9: 金沙江开发情况 | 32 |
| 表 10: 澜沧江开发情况 | 33 |
| 表 11: 四家核电运营商在建及新核准项目投运时间 | 36 |
| 表 12: 重点公司盈利预测、估值与评级 | 38 |

分析师承诺

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并登记为注册分析师，基于认真审慎的工作态度、专业严谨的研究方法与分析逻辑得出研究结论，独立、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。本报告清晰地反映了研究人员的研究观点，结论不受任何第三方的授意、影响，研究人员不曾因、不因、也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。

评级说明

| 投资建议评级标准 | | 评级 | 说明 |
|---|------|------|---------------------|
| 以报告发布日后的 12 个月内公司股价（或行业指数）相对同期基准指数的涨跌幅为基准。其中：A 股以沪深 300 指数为基准；新三板以三板成指或三板做市指数为基准；港股以恒生指数为基准；美股以纳斯达克综合指数或标普 500 指数为基准。 | 公司评级 | 推荐 | 相对基准指数涨幅 15%以上 |
| | | 谨慎推荐 | 相对基准指数涨幅 5% ~ 15%之间 |
| | | 中性 | 相对基准指数涨幅-5% ~ 5%之间 |
| | | 回避 | 相对基准指数跌幅 5%以上 |
| | 行业评级 | 推荐 | 相对基准指数涨幅 5%以上 |
| | | 中性 | 相对基准指数涨幅-5% ~ 5%之间 |
| | | 回避 | 相对基准指数跌幅 5%以上 |

免责声明

民生证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。

本报告仅供本公司境内客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告仅为参考之用，并不构成对客户的投资建议，不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，客户应当充分考虑自身特定状况，不应单纯依靠本报告所载的内容而取代个人的独立判断。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而导致的任何可能的损失负任何责任。

本报告是基于已公开信息撰写，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、意见及预测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，且预测方法及结果存在一定程度局限性。在不同时期，本公司可发出与本报告所刊载的意见、预测不一致的报告，但本公司没有义务和责任及时更新本报告所涉及的内容并通知客户。

在法律允许的情况下，本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问、咨询服务等相关服务，本公司的员工可能担任本报告所提及的公司的董事。客户应充分考虑可能存在的利益冲突，勿将本报告作为投资决策的唯一参考依据。

若本公司以外的金融机构发送本报告，则由该金融机构独自为此发送行为负责。该机构的客户应联系该机构以交易本报告提及的证券或要求获悉更详细的信息。本报告不构成本公司向发送本报告金融机构之客户提供的投资建议。本公司不会因任何机构或个人从其他机构获得本报告而将其视为本公司客户。

本报告的版权仅归本公司所有，未经书面许可，任何机构或个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、转载、发表、篡改或引用。所有在本报告中使用的商标、服务标识及标记，除非另有说明，均为本公司的商标、服务标识及标记。本公司版权所有并保留一切权利。

民生证券研究院：

上海：上海市浦东新区浦明路 8 号财富金融广场 1 幢 5F； 200120

北京：北京市东城区建国门内大街 28 号民生金融中心 A 座 18 层； 100005

深圳：深圳市福田区中心四路 1 号嘉里建设广场 1 座 10 层 01 室； 518048