

东吴证券公用事业行业2024年年度策略

负荷盈昃 辰宿列张

——电源各寻其位，可预期性提升

证券分析师：袁理

执业证书编号：S0600511080001

联系邮箱：yuanl@dwzq.com.cn

证券分析师：任逸轩、唐亚辉

研究助理：谷玥

二零二四年一月三日

市场化改革，电源各寻其位，可预期性提升

- 2023年用电需求回暖，火电、核电稳定性电源出力稳定，风光发电提升，水电受来水影响同比下降。装机容量持续提升，火电容量占比已降至50%内。绿电新增装机维持高增，火电新增装机由下滑到增长。我们也看到2023年用电负荷持续冲高，绿电消纳仍需关注。
- **实现新型电力系统变革是一个漫长的过程，新一轮电改需要不断用价格的方式进行引导。**随着全国火电容量电价政策落地，电力交易已经逐步形成**电能市场、辅助服务市场、绿色市场、容量市场**，上网电价从仅仅包含**电能量价值**，逐步转变为**电能量价值+容量价值+灵活性价值+绿色价值**。
- **电力资产迎来定位与模式的转变，带动资产价值长期回升。****1) 火电盈利稳定性提升：**从基础电源转变为基础电源+调节电源，商业模式不再仅仅依托电量价值，体现容量价值、灵活性价值；**2) 水电低成本受益市场化：**最稀缺的低碳能源开发加速，成本低市场化趋势下电价有弹性；**3) 核电成长确定，远期盈利提升：**基荷电源装机有序推进，锁定确定成长，资本开支见顶分红与ROE双升；**4) 绿电成长突出，市场化驱动寻找盈利锚：**绿电成为主力供电电源，成长性突出，关注占比提升中系统成本的提升与疏导。

水电：来水恢复电量反转，受益市场化电价有弹性

- **来水恢复，蓄能充沛。**截至2023年上半年，水电发电量仍受到来水偏枯影响。2023年第三季度，主要流域水电公司单季度发电量均迎来同环比提升。2024年受厄尔尼诺周期影响，来水偏丰，水库蓄能充沛，水电电量迎来反转。
- **受益市场化，电价有弹性。**水电度电上网成本约0.10元/KWh，所有电源中成本最低，2023年四川、云南省内水电市场化电价持续提升，外输省外可享受受电省更高的市场化电价。市场化比例提升，水电电价有上涨弹性。
- **价值标杆，折旧期满盈利持续释放。**水电度电成本折旧超50%，运营年限远大于折旧年限。折旧期满盈利持续释放。**重点推荐【长江电力】。**

核电：基荷电源确定性成长，长期ROE翻倍分红提升

- **核电核准进入常态化，在手项目已锁定2030年确定成长。**预计至2030年，核电运营商双寡头装机容量弹性74%/43%。
- **市场化比例提升，核电电价有支撑。**核电核准电价普遍低于燃煤基准，市场电价上行核电电价有弹性，市场电价下降对核电影响也相对较小。2024年江苏省核电市场化交易结果落地，市场化比例从45%提升至55%，市场化电价略降，核电综合上网电价预计持平。
- **资本开支即将见顶，ROE翻倍分红提升。**核电新建景气度高，资本开支向上。预计2030年内核电公司建设高峰期在建工程约500亿元，即将见顶。随着在建机组投运转固+资本开支见顶回落，核电ROE进入上升通道看齐成熟项目（中国核电ROE11%，成熟项目ROE20%+），分红能力同样有望提升。**重点推荐【中国核电】，建议关注【中国广核】。**

火电：政策端容量电价落地，24年更关注煤价和用电需求

- **2024年火电投资三大主线：**1) 全国性容量电价落地关注布局全国的火电龙头：重点推荐【华能国际】【华电国际】；2) 用电供需紧平衡的地方性电厂电价端有支撑，重点推荐【皖能电力】，建议关注【江苏国信】【浙能电力】【申能股份】；3) 成本端煤价可控，重视资源可控，我们预计2024年动力煤5500大卡价格中枢在800-900元/吨。重点推荐煤电一体化火电龙头【国电电力】【内蒙华电】；建议关注进口煤供给进一步打开可能性下的【华能国际】【粤电力】的盈利弹性。

消纳：关注特高压和电网智能化产业链

- 复盘2009-2022年电源、电网投资完成额，我们预计2024-2025年间电网大投资势在必行。电网三大趋势：1) **趋势一配电网智能化：**重点推荐【威胜信息】【东软载波】【安科瑞】；2) **趋势二电网数字化：**重点推荐【虚拟电厂】产业链投资机会；3) **趋势三电网设备国际化：**重点推荐【特高压】和【电网设备】。

天然气：降费顺价促终端需求释放，现金流价值凸显具备分红提升潜力

- **降费顺价促终端需求释放。**

价差：顺价落地&气源成本压力缓解，价差修复。2023年气源端、城燃端盈利能力均有修复迹象，天然气产业链各环节盈利理顺；截至2023年12月底，全国共有27%的地级及以上城市进行了居民顺价，提价幅度为0.20元/方，高于中石油2023H1涨价幅度0.13元/方。预计气源成本压力缓解，毛差顺利恢复。

气量：降费使得终端价格可控、量增复苏可持续。海外气价回落成本压力缓解+经济复苏，2023H1五大龙头城燃公司工业/商业/居民销气量合计修复幅度分别达到1.0%/7.2%/5.1%。政策强调持续增加天然气生产供应，积极稳妥推进以气代煤、合理制定并严格监管输配气价格、建立健全终端销售价格与采购价格联动机制，运价下调天然气资源流动性增强&需求释放。2022-2030年天然气消费量复合增速为5.8%，行业持续增长。

接驳：关注有区域增量或者下沉增量、可以对冲地产周期的公司。受地产周期影响，新房接驳（与竣工面积高度相关）下滑，2023H1龙头公司接驳量平均下滑14%，城燃公司转向发力旧房改造。

- **现金流价值凸显分红存在提升空间，对标长电估值待提升。**2016-2023H1燃气板块自由现金流持续为正。2021-2022年自由现金流占归母净利润比例均值40.8%；板块分红率平均值32.5%，尚有8.3pct的提升空间。对标长电燃气龙头PB-ROE比值偏低，估值存在提升空间。
- **政策推动燃气行业降费顺价，促终端需求释放；板块现金流价值凸显，具备分红提升潜力。**重点推荐：①**稳健增长下的高股息资产【蓝天燃气】【新奥股份】；**②**具备核心资产，受益需求释放【九丰能源】【天壕能源】。**

风险提示：电力需求增长不及预期、电价波动风险、煤价波动风险、流域来水不及预期、天然气需求不及预期



- **1. 市场化改革，电源各寻其位，可预期性提升**

- **1.1 水电：来水恢复电量反转，受益市场化电价有弹性**

- **1.2 核电：基荷电源确定性成长，长期ROE翻倍分红提升**

- **1.3 火电：政策端容量电价落地，24年更关注煤价和用电需求**

- **1.4 消纳：关注特高压和电网智能化产业链**

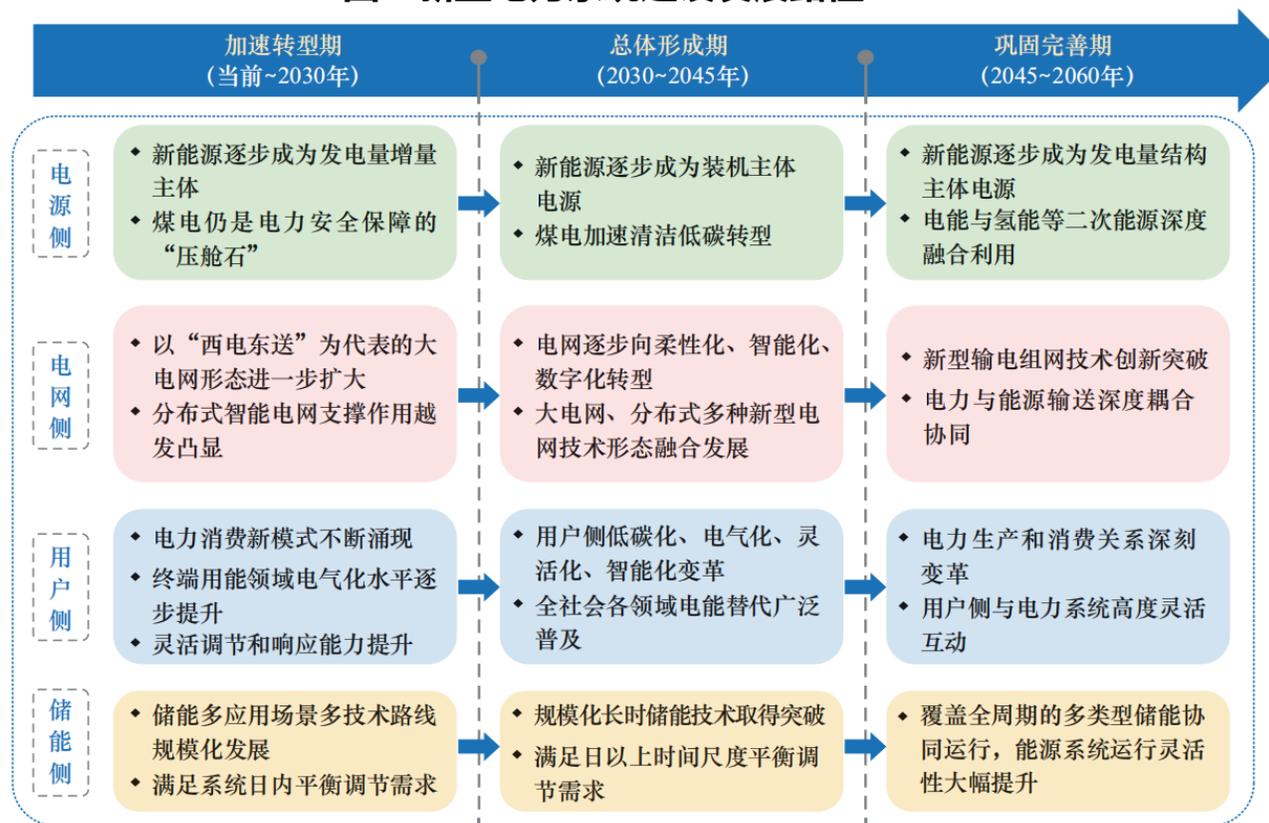
- **2. 天然气：降费顺价促终端需求释放，现金流价值凸显分红提升**

- **3. 投资建议与风险提示**

新一轮电改，迎接新型电力系统转型

- 2021年3月，习总书记对能源电力发展作出了系统阐述，要具备**安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合**四大重要特征。
- **实现新型电力系统的绿色低碳是一个漫长的过程，需要不断用价格的方式进行引导，核心原则是安全+经济。**2020年以来，从地方到全国开始电力体制改革的试点和推广，本质上是迎接新型电力系统转型中，源、网、荷、储四大要素持续变革与发展带来的挑战。

图：新型电力系统建设发展路径

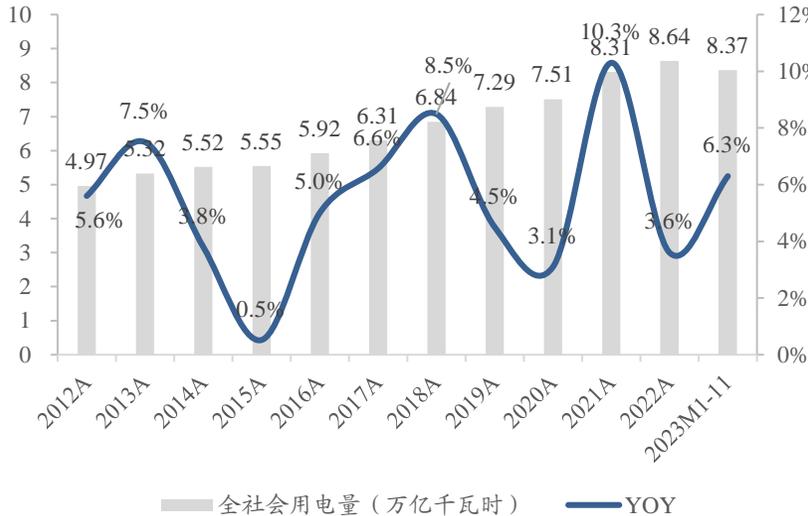


市场化改革，电源各寻其位，可预期性提升

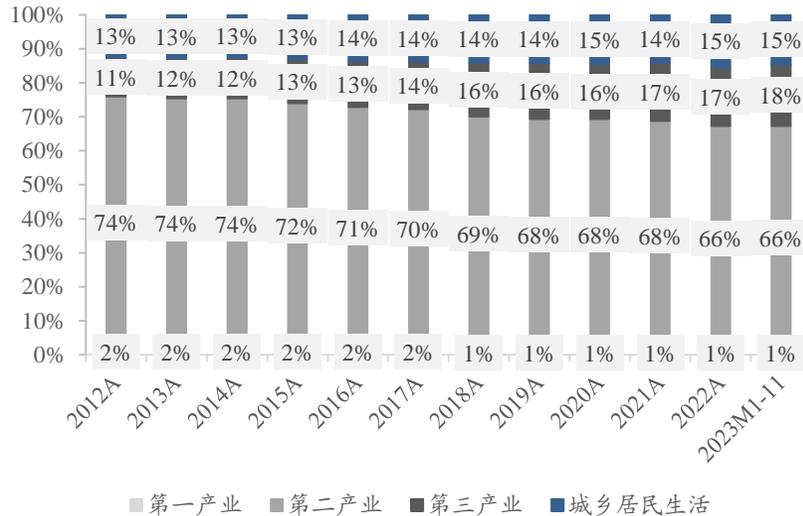
2023年用电量恢复，电力需求长期有成长

- 电力需求恢复。**2023M1-11全社会用电量同比增长6.3%，其中，第一产业、第二产业、第三产业、城乡居民生活用电量分别同比增长12%、6%、11%、1%。全社会用电量已经迎来较好恢复，第二产业仍为用电最为重要的构成，2023M1-11第二产业用电占比为66%，较2022A占比接近。第三产业用电量恢复增速快，占比逐步提升。同时，城乡居民生活用电较为刚性，稳定提升。根据“十四五”现代能源体系规划，“十四五”期间电能占终端用能比重达到30%左右，根据中电联预计2025年中国全社会用电量将达到9.5万亿千瓦时。

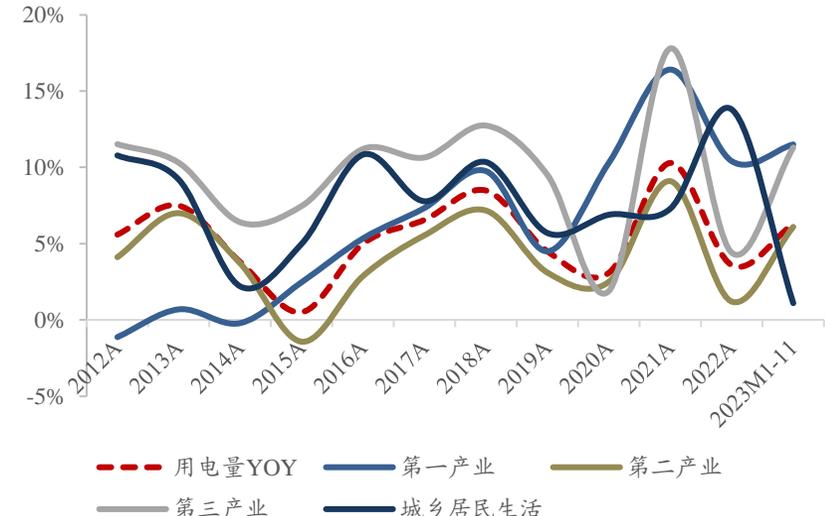
图：2012-2023M1-11全社会用电量



图：2012-2023M1-11全社会用电量结构



图：2012-2023M1-11全社会用电量同比增速

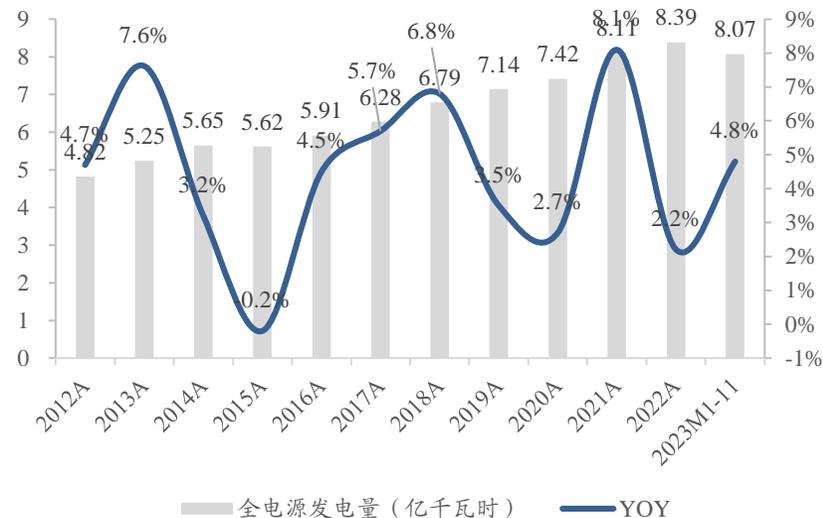


市场化改革，电源各寻其位，可预期性提升

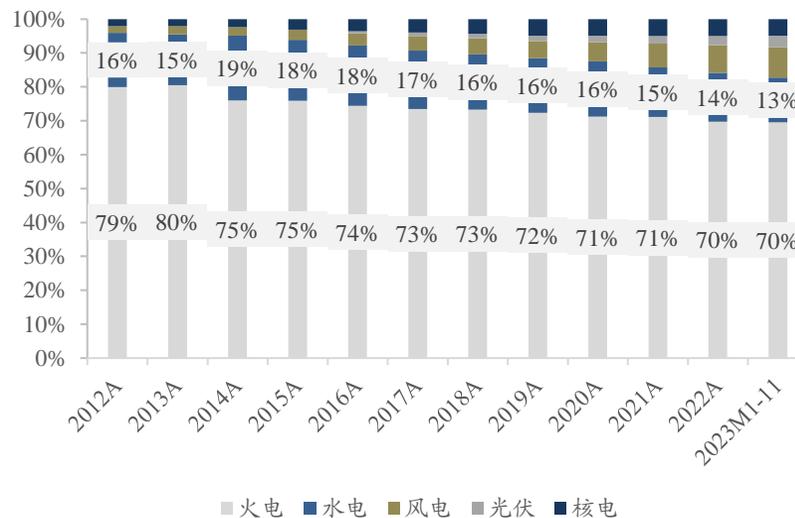
稳定电源稳定出力，风光发电量提升，期待水电恢复

- **2023M1-11全电源发电量同增4.8%**。拆分来看，2023M1-11火电发电量、水电发电量、风电发电量、光伏发电量、核电发电量同比变动6%、-6%、13%、17%、5%。**火电、核电稳定性电源稳定出力，风光发电量提升，水电受来水影响同比下降。2023年三季度水电来水已显著改善，水电恢复可期。**
- **火电主力贡献，绿电占比快速提升。**2023M1-11火电发电量占比仍接近70%，水电占比约13%，风光合计占比约12%，核电占比约5%。绿电占比持续提升，水电与风光合计占比已达**25%**。

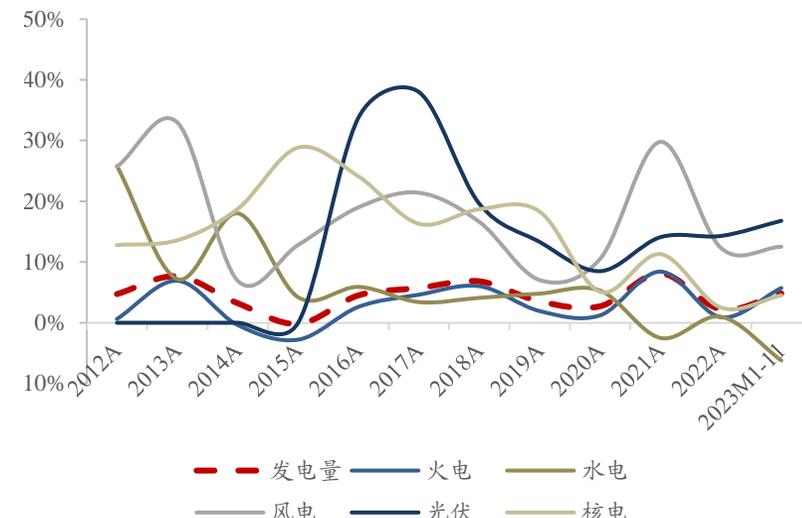
图：2012-2023M1-11全电源发电量



图：2012-2023M1-11发电量结构



图：2012-2023M1-11发电量同比增速



市场化改革，电源各寻其位，可预期性提升

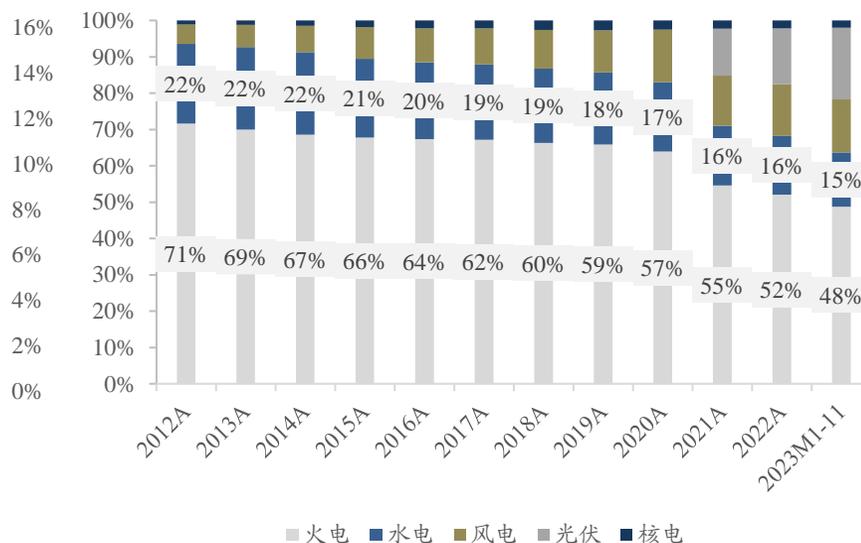
火电容量占比下降，绿电逐步成为主力

- **2023M1-11中国累计装机容量同增13.6%**。2023年M1-11累计总装机容量已达28.53亿千瓦，风光容量维持高增，2023M1-11风电、光伏装机容量同增18%、50%。在发改委重启的新的煤电装机规划下，2023M1-11火电装机容量同增4%，增速有所提升。水电、核电受电站建设投产周期的影响，2023M1-11装机容量同增4%、2%，略有提升。
- **绿电逐步成为主力**。2023M1-11，火电装机容量占比降至48%，风电和光伏装机容量占比分别达到14%与20%，逐步成为主力。水电和核电占比较为稳定，分别为15%、2%，随着水电、核电电站加速投运，占比同样有望提升。

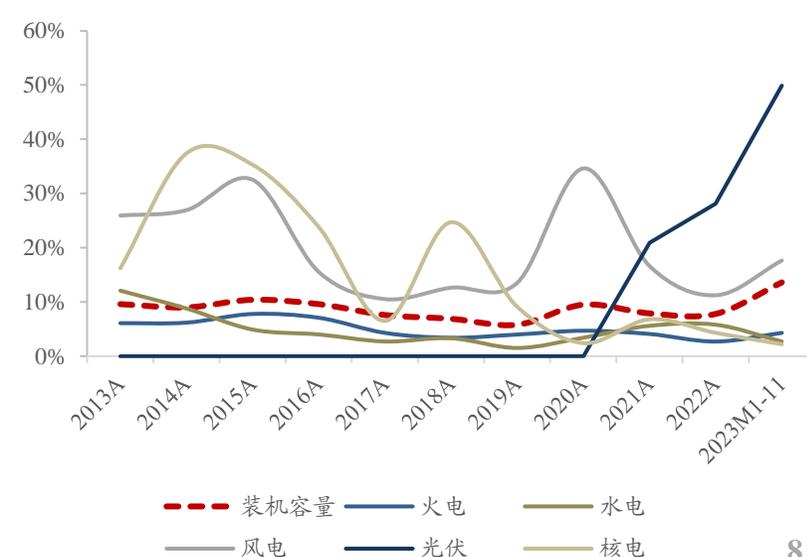
图：2012-2023M1-11累计装机容量



图：2012-2023M1-11装机容量结构



图：2012-2023M1-11装机容量同比增速



市场化改革，电源各寻其位，可预期性提升

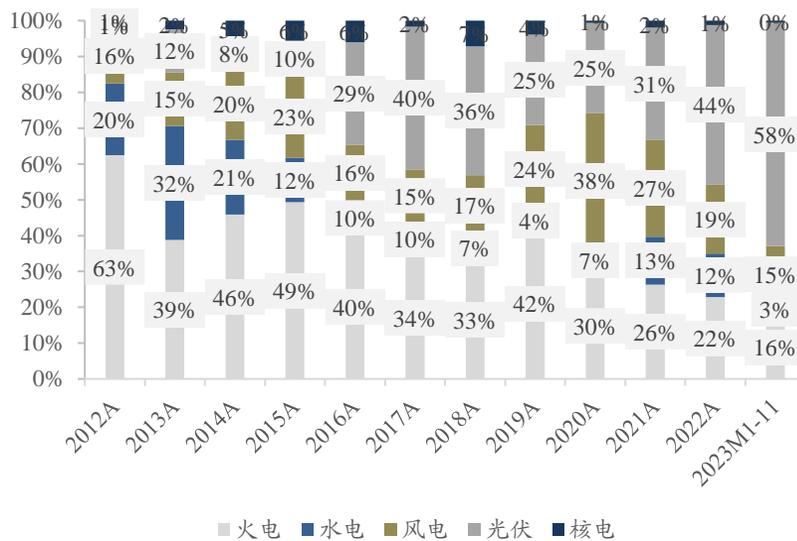
火电新增装机由下滑到增长，新增风光维持高增速

➤ **2023M1-11新增装机容量283GW，同增94.2%**。其中水电、核电因为投产周期，2023M1-11水电与核电的新增装机容量同比有所下滑。在重启煤电装机的规划下，2023M1-11火电新增装机容量同比增长40%，火电新增在经历2021、2022年两年同比下滑后，迎来增长。2023M1-11风电、光伏新增装机容量同比增长84%、149%，绿电装机依然旺盛。

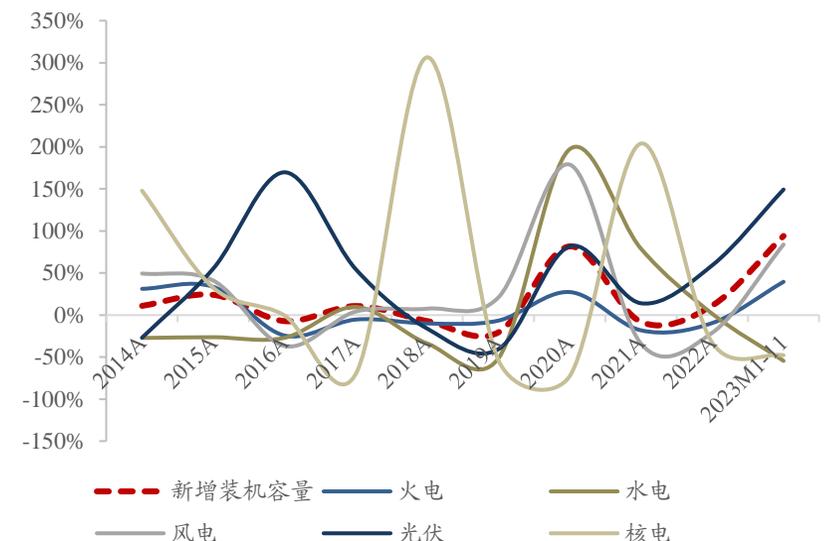
图：2012-2023M1-11新增装机容量



图：2012-2023M1-11新增装机容量结构



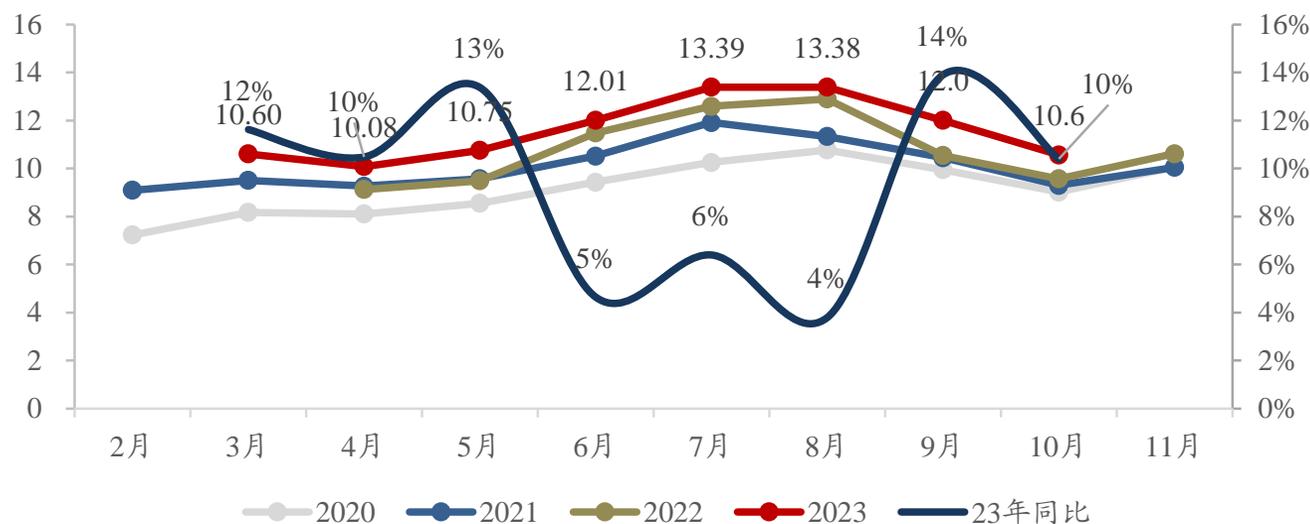
图：2012-2023M1-11新增装机容量同比增速



用电负荷继续冲高，电力供应仍面临调整

- **用电负荷持续提升。**2021年下半年以来，部分省份开始出现有序用电、限电等措施，反映出电力供需平衡偏紧。用电侧随着电动车、智能家居、屋顶光伏、家用储能等设备的广泛运用，终端负荷多元化趋势显著，最高用电负荷持续攀升。2023年中国主要电网最高用电负荷，在3至5月，9至10月，同比均有10%以上的提升。
- 新型电力系统转型中，电源侧和用电侧的重大变化均对电网造成了超额冲击和负荷，矛盾从大幅增加风电光伏电源装机，转向提高电网消纳能力+降低尖端负荷。**电力供应仍面临挑战，孕育机会。**

图：2020-2023年主要电网最高用电负荷（亿千瓦）

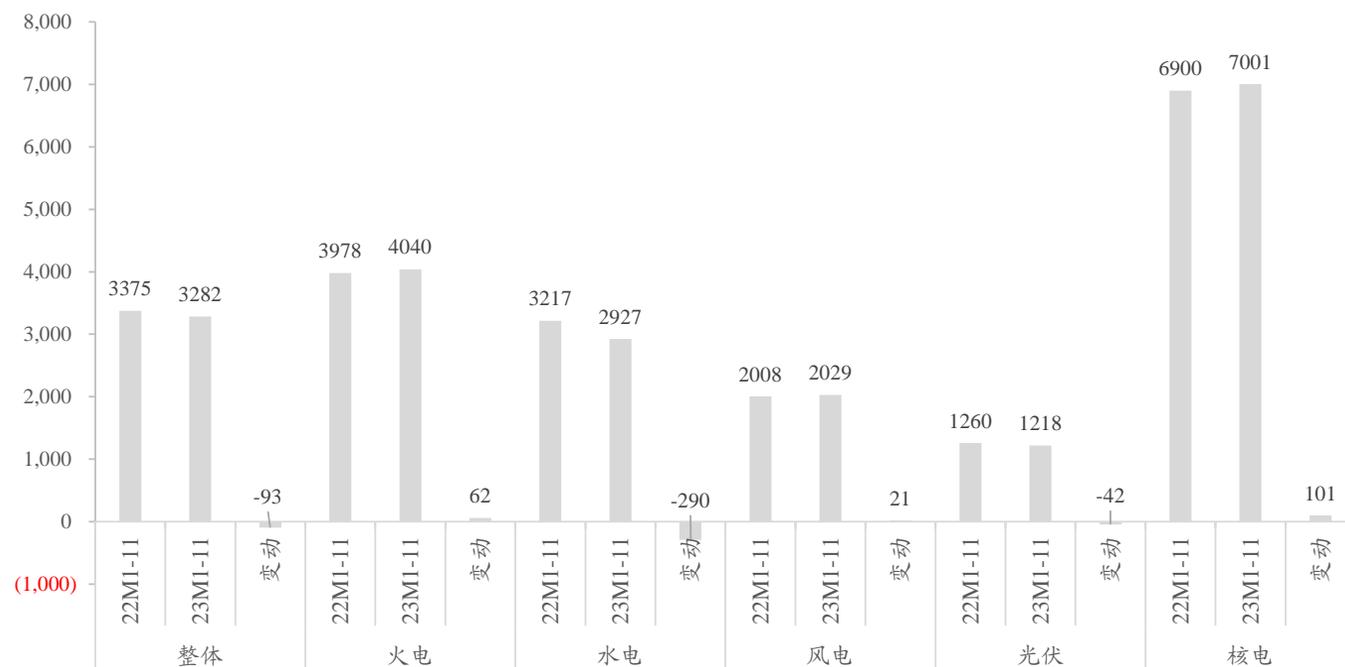


市场化改革，电源各寻其位，可预期性提升

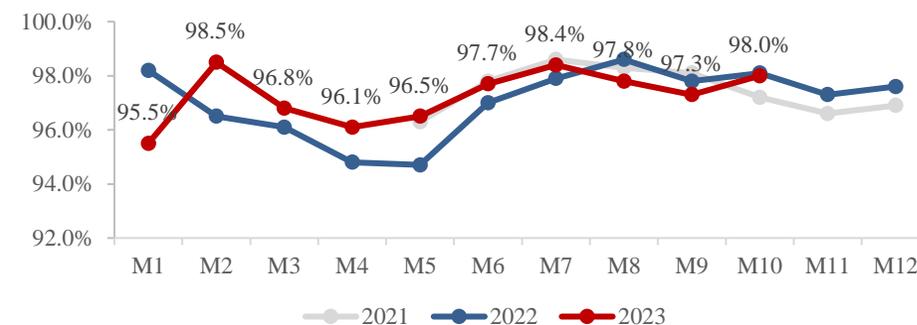
火电核电利用小时数提升，风光消纳仍需关注

- **2023M1-11全电源利用小时数同比下降93h。**其中，火电核电出力提升，2023M1-11利用小时数同比提升62h、101h。水电受来水影响，2023M1-11利用小时数同比下降290h。
- **风光消纳仍需关注。**2023M1-10中国风电、光伏利用率分别为97.1%、98.2%，风电同比提升0.4pct，光伏持平。

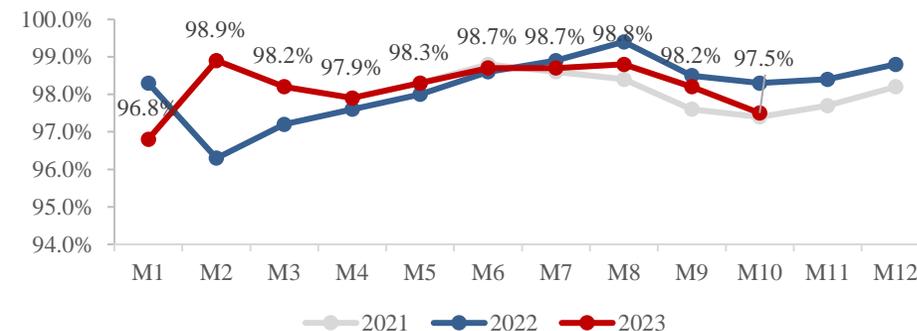
图：2022M1-11与2023M1-11利用小时数对比



图：2021-2023年风电利用率



图：2021-2023年光伏利用率

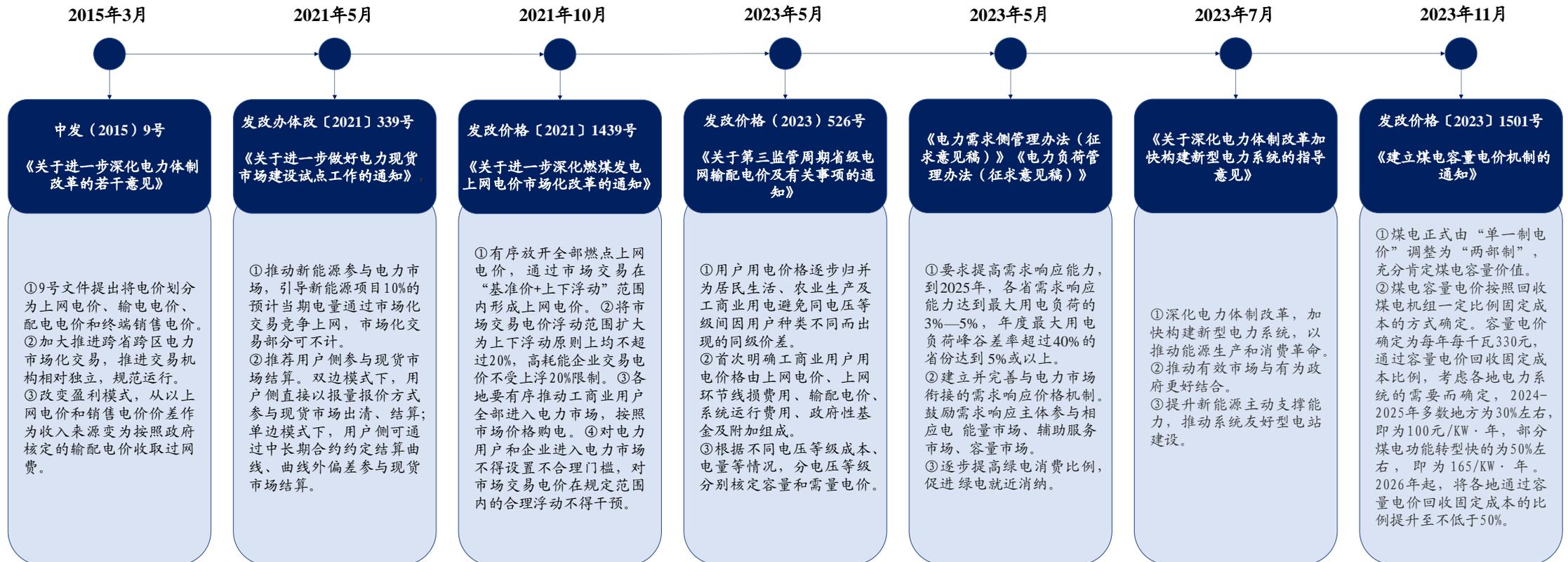


市场化改革，电源各寻其位，可预期性提升

新一轮电改核心解决源、网、荷、储各主体的价格机制疏导

- 我国上一轮和本轮电改最重要的两个最高纲领分别为2015年3月的《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（电改9号文）和2023年7月的《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》。新一轮电改核心要解决价格机制疏导，重点包括现货市场、煤电上网电价（两部制电价）、输配电价、电力需求侧管理等。

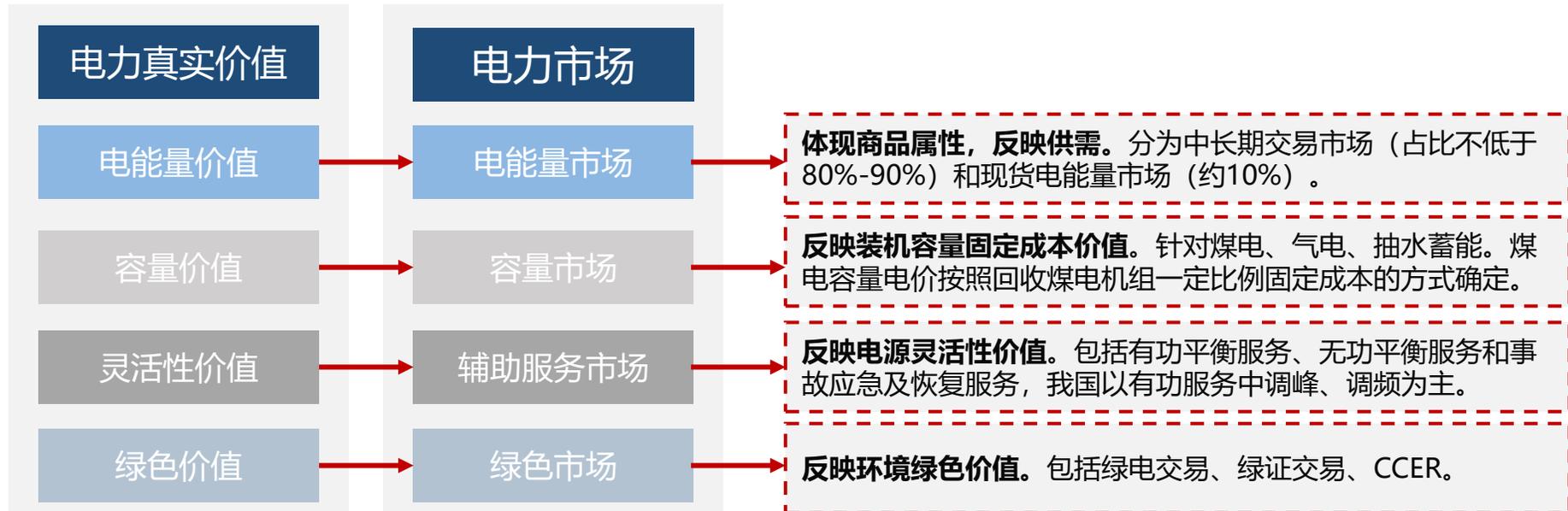
图：我国重要电改时间和政策情况梳理



价格机制疏导中，电力交易市场走向成熟

- **全国性容量电价出台，电力四大市场逐步成熟。**随着2023年11月国家发改委、能源局发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》，全国性火电容量电价机制形成，并已经逐步形成**电能量市场、辅助服务市场、绿色市场、容量市场**等。
- **电力真实价值逐步得到反映。**我国终端销售电价=上网电价+输配电价（含辅助服务费用）+其他（主要是政府性基金及附加）。上网电价为发电企业的直接收入来源。新一轮电改，通过电力市场交易，逐步将上网电价从仅仅包含**电能量价值**，逐步转变为**电能量价值+容量价值+灵活性价值+绿色价值**。

图：我国电力交易市场走向成熟



新电改背景下，电力资产长期价值重估

- 新型电力系统转型，电源重新定位。** 新型电力系统四大重要特征中，**安全高效**是基本前提，**清洁低碳**是核心目标，**柔性灵活**是重要支撑，**智慧融合**是基础保障，需要源、网、荷、储共同推动。作为供给侧最核心的电源，在政策与电力市场驱动推进下，电源将依托自身特点，迎来定位与模式的转变。
 - 火电盈利稳定性提升：**从基础电源转变为**基础电源+调节电源**，商业模式不再仅仅依托电量价值，体现容量价值、灵活性价值；
 - 水电低成本受益市场化：**最稀缺的低碳能源开发加速，成本低市场化趋势下电价有弹性；
 - 核电成长确定，远期盈利提升：**基荷电源装机有序推进，锁定确定成长，资本开支见顶分红与ROE双升。
 - 绿电成长突出，市场化驱动寻找盈利锚：**绿电成为主力供电电源，成长性突出，关注占比提升中系统成本的提升与疏导。**电源整体迎来模式变革，价值重估。**

图：新型电力系统转型，电源重新定位

电源自身特点与新型电力系统要求		当前定位	定位转变
火电 安全稳定：煤炭供应充足 柔性灵活：可参与调峰调频	安全稳定	装机容量占比 48% ，3年内 下降8% 发电量占比 70% ，3年内 下降2%	从基础电源转变为 基础电源+调节电源
水电 成本经济：发电成本最低 清洁低碳：碳排略高于风光 资源壁垒：水能资源稀缺	成本经济	装机容量占比 15% ，3年内 下降2% 发电量占比 13% ，3年内 下降3%	稀缺低成本+低碳电源，优质水电加速开发，存在资源天花板
核电 安全稳定：发电高效 成本经济：发电成本仅高于水电 清洁低碳：碳排与风光接近	清洁低碳	装机容量占比 34% ，3年内 上升22% 发电量占比 12% ，3年内 上升4%	供能主力电源，占比快速提升
风电光伏 成本经济：低边际成本高系统成本 清洁低碳：碳排最低 资源壁垒：优质风光资源稀缺	柔性灵活	装机容量占比 2% ，3年内 持平 发电量占比 5% ，3年内 持平	基荷电源，占比有序稳定提升
	资源壁垒		

注：“当前定位”中，装机容量与发电量占比指2023M1-11各电源装机容量与发电量占比；“3年内”指2023M1-11相较2020年变动。



- 1. 市场化改革，电源各寻其位，可预期性提升

- 1.1 水电：来水恢复电量反转，受益市场化电价有弹性

- 1.2 核电：基荷电源确定性成长，长期ROE翻倍分红提升

- 1.3 火电：政策端容量电价落地，24年更关注煤价和用电需求

- 1.4 消纳：关注特高压和电网智能化产业链

- 2. 天然气：降费顺价促终端需求释放，现金流价值凸显分红提升

- 3. 投资建议与风险提示

水电：来水恢复电量反转，受益市场化电价有弹性

水电：来水恢复电量反转，受益市场化电价有弹性

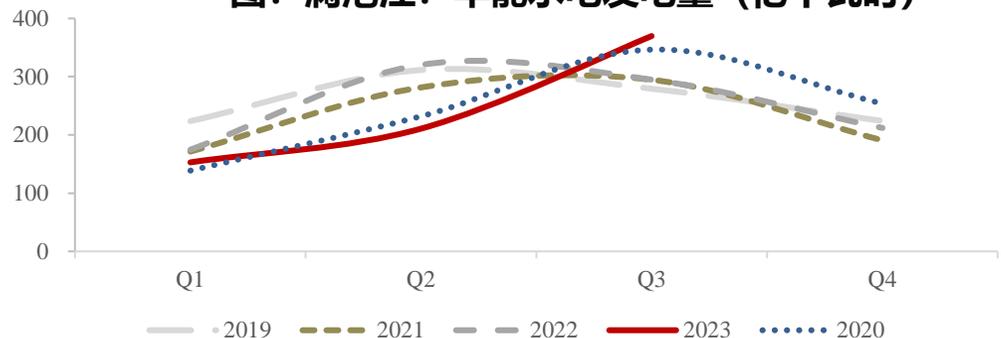
- **来水恢复蓄能充沛，水电电量迎来反转。** 受来水偏枯影响，2021、2022年水电利用小时数略有下降。2023年上半年澜沧江、大渡河、金沙江水电站发电量受枯水期影响，发电量仍然较低。2023年下半年来水恢复，发电量回升，2023单三季度，**澜沧江**发电量环比/同比+75%/+25%；**大渡河**环比/同比+137%/+30%，**雅砻江**环比/同比+100%/-9%，**长江金沙江**环比/同比+88%/+20%。2023年10月17日，长江电力公告六座梯级水库完成2023年度蓄水任务，总可用水量达410亿立方米，蓄能338亿千瓦时。三峡水库10日水位达到173米（2022年同期160米）。预计2024年受厄尔尼诺周期影响，来水偏丰，蓄能充沛，水电电量迎来反转。
- **在建待建项目充足长期成长值得期待。** 优质水电是稀缺的核心资产，梳理核心流域筹建项目情况，澜沧江、雅砻江、大渡河、金沙江筹建规模相较于在建规模仍有**50%/38%/31%/22%**成长弹性，长期仍有成长。
- **发电成本最低，受益市场化电价有弹性。** 水电度电上网成本约0.10元/KWh，所有电源中成本最低。政策鼓励通过竞争方式确定水电价格，近年水电市场化电量持续增长（2022年长江电力、华能水电、雅砻江水电市场交易电量比例达到8%/68%/13%）。2023年随着四川、云南供需改善，省内水电市场化电价持续抬升。部分电站除省内留存外，可外送至省外，享受受电省更高的市场化电价。
- **折旧年限到期成本下降，盈利能力持续强劲。** 水电度电成本中折旧占比超过50%，使用年限远大于折旧年限，盈利持续释放。测算长江电力合计6座电站：我们预计**2031年**三峡折旧完毕，与2023年利润相比空间9.1%；**2033年**向溪折旧完毕，与2023年利润相比空间23.5%；**2041年**乌白折旧完毕，与2023年利润相比空间37.3%。
- **投资建议：**重点推荐**长江电力**。
- **风险提示：**来水量不及预期，电价波动风险，政策风险

水电：来水恢复电量反转，受益市场化电价有弹性

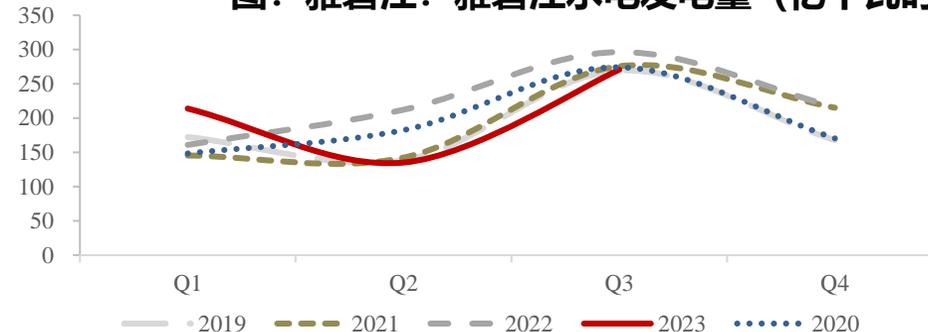
2024年电量展望：来水改善，蓄能充沛

- 水电发电量回升在2023年第三季度已经体现。受来水偏枯影响，2021、2022年水电利用小时数略有下降。2023年上半年澜沧江、大渡河、金沙江水电站发电量受枯水期影响，发电量仍然较低，2023年下半年来水逐步恢复，发电量逐步回升。预计2024年受厄尔尼诺周期影响，来水偏丰，发电量有望进一步回升。

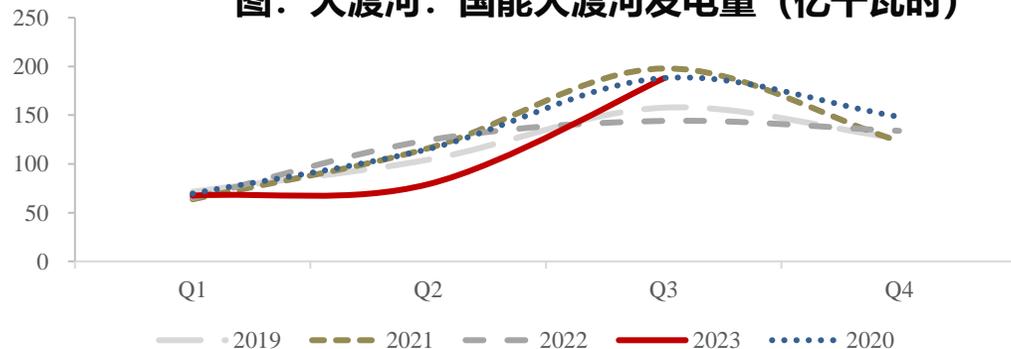
图：澜沧江：华能水电发电量（亿千瓦时）



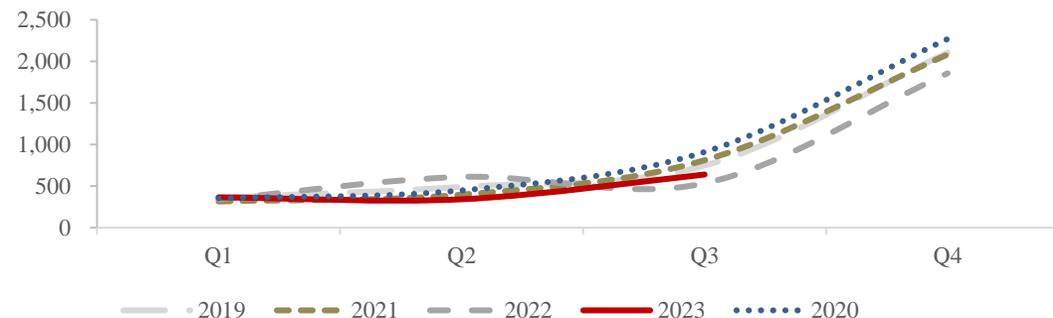
图：雅砻江：雅砻江水电发电量（亿千瓦时）



图：大渡河：国能大渡河发电量（亿千瓦时）



图：金沙江：长江电力发电量（亿千瓦时）

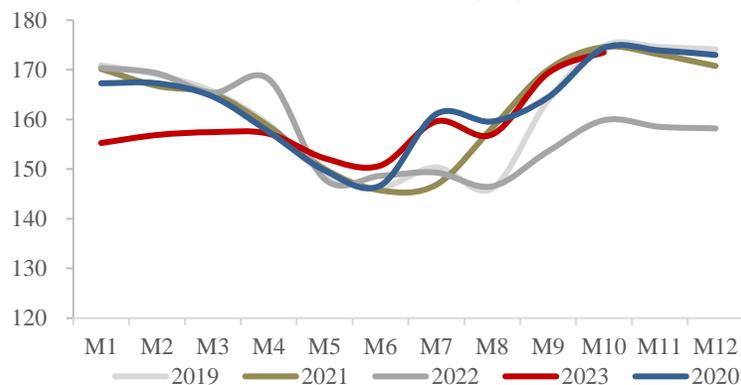


水电：来水恢复电量反转，受益市场化电价有弹性

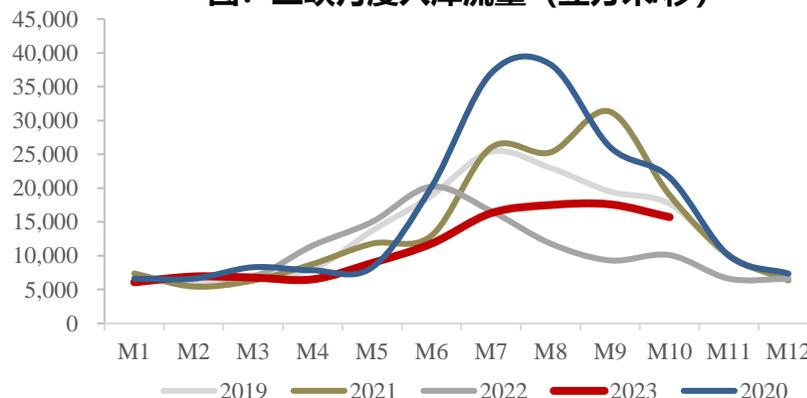
2024年电量展望：来水改善，蓄能充沛

▶ **长江金沙江：**金沙江上半年来水偏枯，水位处于历史低位，下半年来水逐渐修复。溪洛渡10月入库流量和出库流量分别为4080立方米/秒和3980立方米/秒，同期同比分别为28.30%和58.57%，从6月开始入库流量高于出库流量。三峡入库流量和出库流量今年整体较低，7-8月开始入库流量和出库流量高于去年同期，10月同期同比分别为55.45%和66.28%。

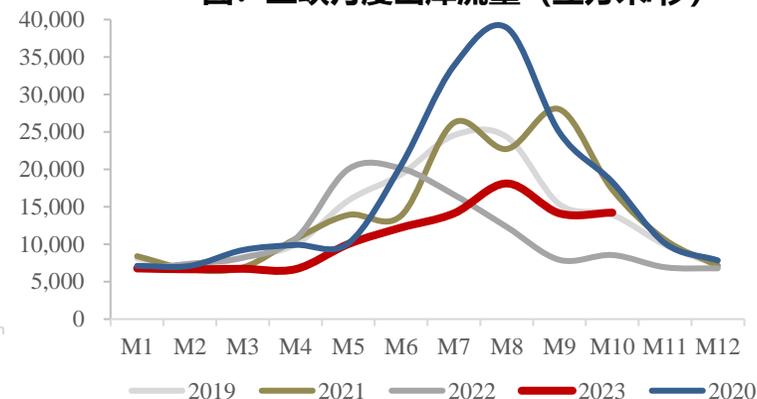
图：三峡月末水位（米）



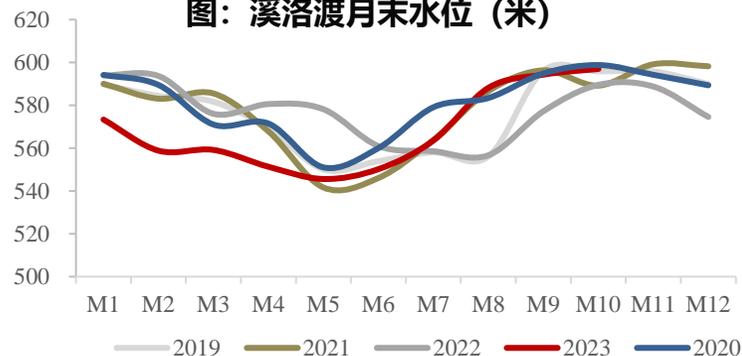
图：三峡月度入库流量（立方米/秒）



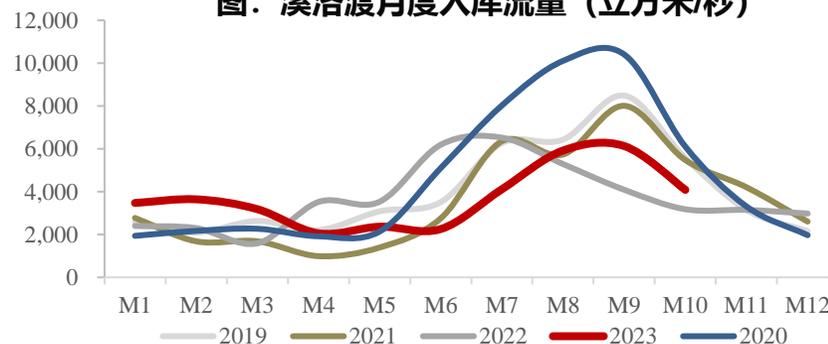
图：三峡月度出库流量（立方米/秒）



图：溪洛渡月末水位（米）



图：溪洛渡月度入库流量（立方米/秒）



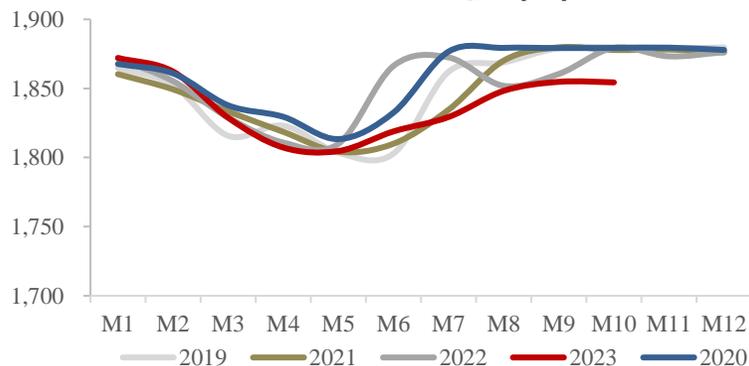
图：溪洛渡月度出库流量（立方米/秒）



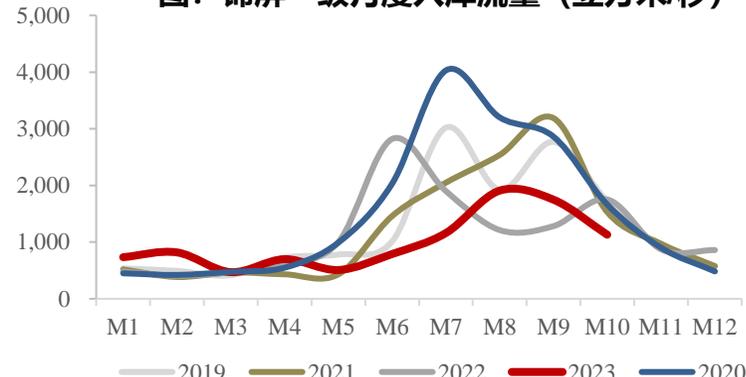
2024年电量展望：来水改善，蓄能充沛

- **雅砻江：**雅砻江流域今年整体来水偏枯，下半年开始来水逐渐修复，10月锦屏一级入库流量和出库流量同期同比分别下降35.43%和6.67%，二滩同期同比分别下降11.98%和17.07%，从6月开始锦屏一级和二滩入库流量高于出库流量。

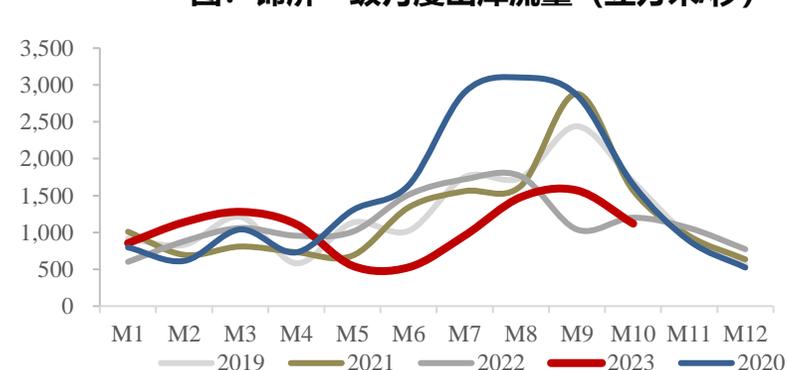
图：锦屏一级月末水位（米）



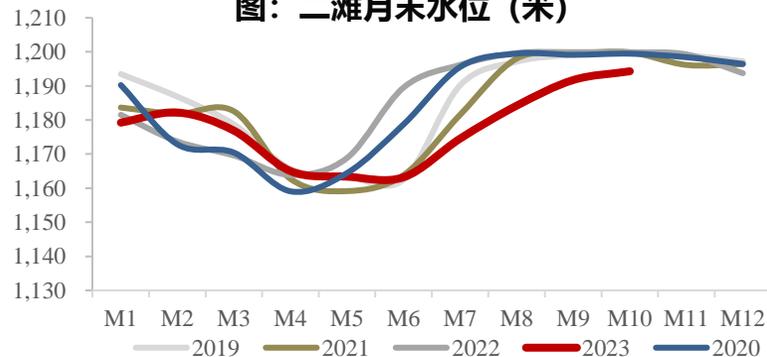
图：锦屏一级月度入库流量（立方米/秒）



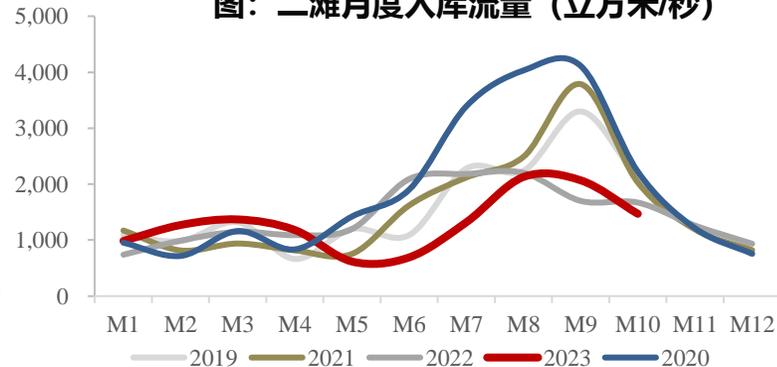
图：锦屏一级月度出库流量（立方米/秒）



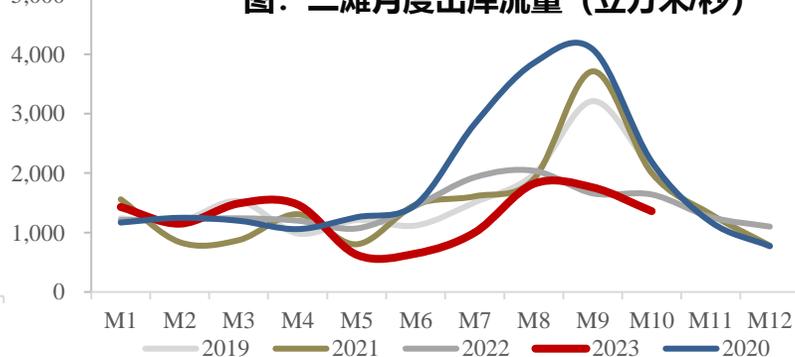
图：二滩月末水位（米）



图：二滩月度入库流量（立方米/秒）



图：二滩月度出库流量（立方米/秒）



水电：来水恢复电量反转，受益市场化电价有弹性

装机仍有成长空间

- **在建待建项目充足长期成长值得期待。** 优质水电是稀缺的核心资产，梳理核心流域筹建项目情况，澜沧江、雅砻江、大渡河、金沙江筹建规模相较于在建规模仍有**50%/38%/31%/22%**成长弹性，长期成长值得期待。

表：主要流域水电开发情况（截至2021年底）

序号	流域名称	技术可开发量 (万千瓦)	已建规模 (万千瓦)	可开发空间
1	金沙江	8167	4312	47%
2	长江上游	3128	2522	19%
3	雅砻江	2881	1620	44%
4	黄河上游	2665	1508	43%
5	大渡河	2496	1737	30%
6	南盘江—红水河	1508	1208	20%
7	乌江	1158	1110	4%

表：主要流域水电项目筹建情况（截至2022/12/31）

流域及开发主体	澜沧江流域 (华能水电)		大渡河流域 (国电电力)		雅砻江 (雅砻江水电: 国投电力52%+ 川投能源48%)		金沙江		装机容量 (万千瓦)
	装机容量 (万千瓦)	装机容量 (万千瓦)	装机容量 (万千瓦)	装机容量 (万千瓦)	装机容量 (万千瓦)	装机容量 (万千瓦)	装机容量 (万千瓦)	装机容量 (万千瓦)	
筹建项目详情	托巴	140	枕头坝二级	22.77	牙根一级	27	岗托	华电集团	120
	如美	260	金川	59.34	牙根二级	108	波罗	华电集团	102
	邦多	72	双江口	138	卡拉水	102	叶巴滩	华电集团	224
	古水	220	安宁	27.6	楞古水	257.5	拉哇	华电集团	200
	古学	210	巴底	48.3	孟底沟水	240	巴塘	华电集团	75
	班达	150	丹巴	82.6			昌波	华电集团	82.6
	林场	7.2	老鹰岩	44.16			岩比	华电集团	30
	向达	6.6	沙坪一级	36			旭龙	国电集团	240
	约龙	12.9					奔子栏	国电集团	220
	卡贡	24					银江	川投能源	39
	侧格	12.9							
	曲孜卡	40.5							
筹建合计	1156		460		735		1333		
2022年装机容量	2295		1496		1920		6198		
装机成长弹性	50.38%		30.67%		38.26%		21.50%		

水电：来水恢复电量反转，受益市场化电价有弹性

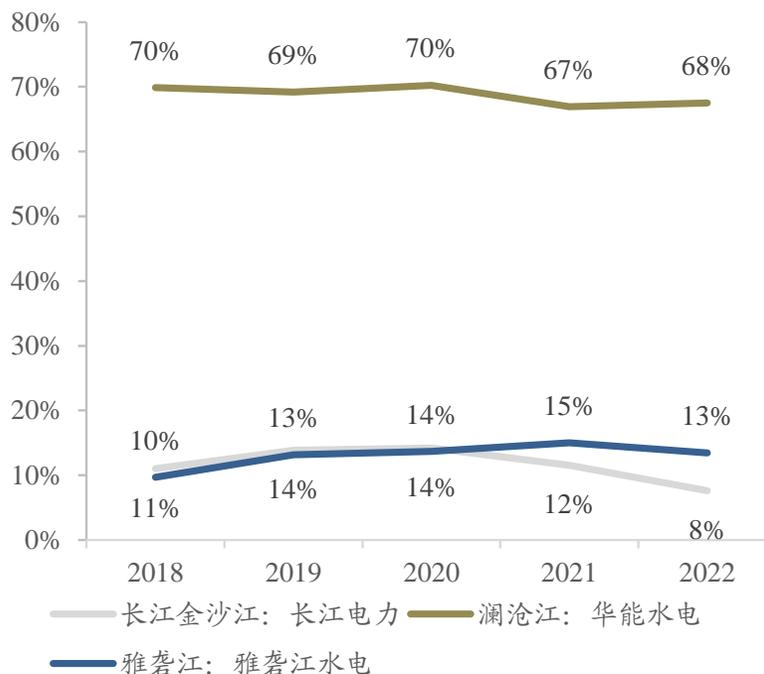
2024年电价展望：电价稳健上行，市场化比例提升

➤ **低成本电源，受益市场化，电价稳健。**我国水电现行成本加成、标杆电价、倒推电价及市场化定价四种主要定价模式。2014年1月，发改委出台政策鼓励通过竞争方式确定水电价格，近年水电市场化电量持续增长，2021年全国水电参与省内市场交易电量约2944亿千瓦时，同比增加约18%，水电上网电量市场化率达到 31.9%。2023年随着四川、云南供需改善，省内水电市场化电价持续抬升。部分电站除省内留存外，可外送至省外，享受当地更高的市场化电价。

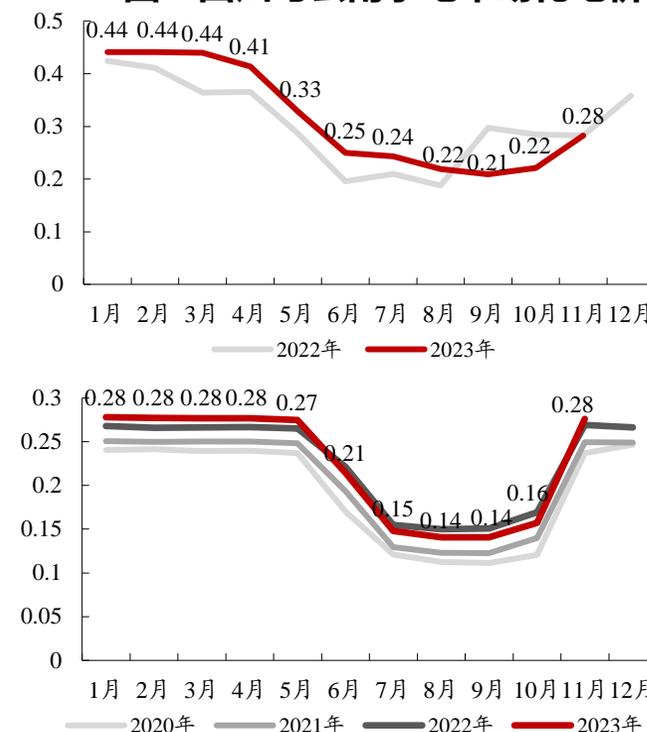
表：我国现行四种水电定价方式

定价类型	价格公式	适用标准
成本加成	价格=成本+利润+税费	2001年4月前已建水电站（曾实行还本付息价格）；2001年4月后投产中小型水电站，且所在省份未公布标杆价格；2001年4月后投产部分大型水电站
标杆电价	价格 = 标杆电价	2001年4月后投产中小型、非跨省统调水电站，且所在省份公布标杆价格
倒推电价	价格 = 落地价 - (输电价 + 线损)	大部分跨省跨区送电水电站
市场化定价	价格 = 市场化交易电量价格	部分跨省跨区送电水电站

图：2018-2022年水电公司市场电占比



图：四川与云南水电市场化电价



水电：来水恢复电量反转，受益市场化电价有弹性

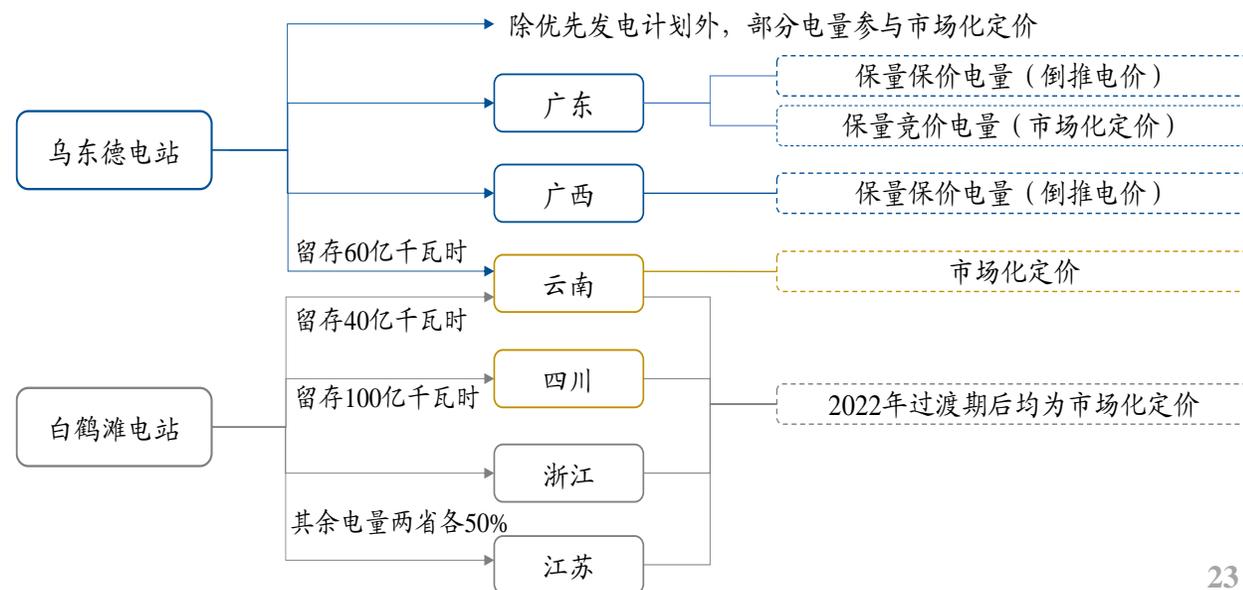
2024年电价展望：电价稳健，市场化比例提升

- ✓ **长江电力新注入乌东德、白鹤滩水电站，提升整体市场化电量占比。** 乌东德、白鹤滩电站除枯水期合计在四川、云南各留存 100 亿千瓦时外，乌东德其余电量外送广东、广西；白鹤滩其余电量外送浙江、江苏。其中，**乌东德水电站**：留存云南电量上网电价为当月云南省内市场化交易平均价格，送电广东、广西的电价模式采用倒推定价。**白鹤滩水电站**：2022年过渡期后电价完全市场化，送电落地电价将在国家统筹下，参考消纳省份相关电价水平与消纳省份协商确定。
- ✓ 我们预计随乌白注入，23-25 年长江电力市场化电量占比达到 **25%/28%/30%**；公司综合上网电价分别为 **0.2739/0.2745/0.2746**元/千万时，电价有望稳步提升。

表：公司水电站售电区域及定价方法

电站名称	丰水期售电区域	枯水期售电区域	定价方法
三峡电站	广东 50%、华东 50%，超过区域设计输电能力送华中消纳	广东 16%、华东 32% 和华中 52% 按电量比例消纳	倒推电价
葛洲坝电站		重庆，40 亿千瓦时/年 华中、华东区域	成本加成
溪洛渡电站	浙江 50%、广东 50%	四川 15%、云南 15%、浙江 35%、广东 35%	倒推电价、市场化定价
向家坝电站	上海	四川 15%、云南 15%、上海 70%	倒推电价、市场化定价
乌东德电站	送广东、广西和云南	枯水期留存云南 60 亿千瓦时	倒推电价、市场化定价
白鹤滩电站	送浙江、江苏、四川和云南	留存四川 100 亿千瓦时；通过置换方式留存云南 40 亿千瓦时；其余电量外送浙江、江苏进行消纳	市场化定价

表：乌东德、白鹤滩不同地区上网电价定价类型

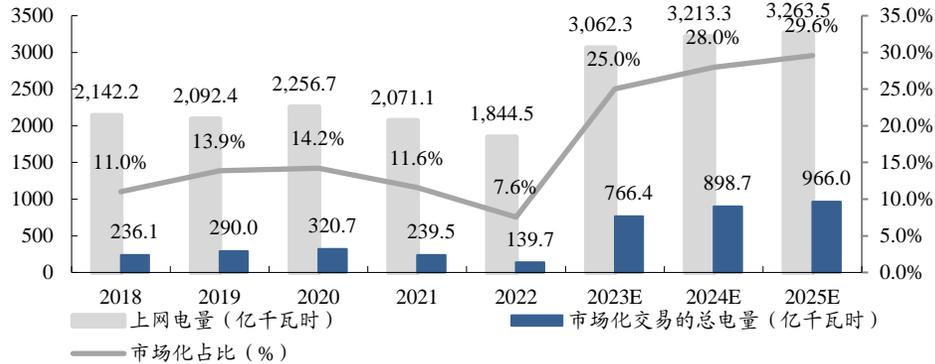


水电：来水恢复电量反转，受益市场化电价有弹性

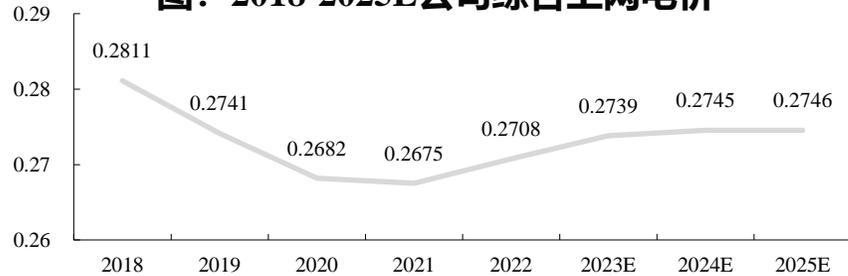
市场化电量占比提升，电价预期上行

乌白注入后，2023-2025年长江电力市场化电量占比将达到25%/28%/30%；公司综合上网电价分别为0.2739/0.2745/0.2746元/千万时。

图：2018-2025E长江电力市场化电量占比



图：2018-2025E公司综合上网电价



电价预测 (含税)：——综合电价(元/千万时,含税)

图：长江电力市场化电量预测

	2018	2019	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E	备注
上网电量 (亿千瓦时)	2,142.2	2,092.4	2,256.7	2,071.1	1,844.5	3,062.3	3,213.3	3,263.5	
市场化占比 (%)	11.0%	13.9%	14.2%	11.6%	7.6%	25.0%	28.0%	29.6%	
市场化交易的总电量 (亿千瓦时)	236.1	290.0	320.7	239.5	139.7	766.4	898.7	966.0	
上海 (向家坝) 消纳	80.2	80.7	65.7	65.0	56.8	60.8	66.5	67.8	历史上市场化比例20%左右
浙江 (溪洛渡左岸) 消纳	83.6	108.4	136.3	65.0	41.5	48.7	63.0	79.6	历史上市场化比例25%左右
广东、云南 (溪洛渡右岸) 消纳	68.5	96.1	113.5	76.0	41.5	48.7	63.0	79.6	历史上市场化比例25%左右。枯水期15%留存云南，其他送往广东。
广东、云南 (乌东德) 消纳						98.2	148.5	173.3	广西2021-2025年优先发电计划119亿千瓦时；广东2021-2025年优先发电计划198亿千瓦时，2022年起逐年增加10%比例放开部分电量；其余到云南均为市场化。
四川、云南、江苏、浙江 (白鹤滩) 消纳						510.0	557.8	565.8	留存云南40亿千瓦时，四川100亿千瓦时，其他浙江和江苏均分
其他地区消纳	3.8	4.8	5.2	33.5					

注：蓝色数字为估算值

- 1) 三峡电站：参考历史数据，23-25电价不变，均为0.2480元/千万时
- 2) 葛洲坝电站：参考历史数据，23-25电价不变，均为0.2462元/千万时
- 3) 溪洛渡电站：左岸参考历史数据，23-25电价不变，均为0.2892元/千万时；右岸参考历史数据，23-25电价不变，均为0.3007元/千万时
- 4) 向家坝电站：参考历史数据，23-25电价不变，均为0.2892元/千万时
- 5) 乌东德电站：23-25约80%的电将送到广东和广西、20%送电云南电价市场化；取送广东和广西（保量保价）的平均值0.2838元/千万时作为上网电价。
- 6) 白鹤滩电站：送四川和云南140亿千瓦时/年，电价参考历史数据取0.2262元/千万时；23-25其余电量送江苏和浙江，电价取2023送电江苏的0.32元/千万时。

水电：来水恢复电量反转，受益市场化电价有弹性

2024年电价展望：容量电价影响有限

- ✓ 容量电价政策落地后对长江电力2023的营收/利润影响-1.5%/-3.9%，市场化电量电价每提升0.01元/千瓦时，收入/利润增加7.7/6.3亿元。按照各省容量补偿标准进行测算，倒推2023年容量电价对长江电力收入的影响为-1.5%，对毛利的影 响为-2.5%，对归母净利润的影响为-3.2%。

表：收入/利润对市场化电量电价敏感性测算

	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
分落地省市场化电量 (亿千瓦时)	320.7	239.5	139.7	766.4	898.7	966.0
上海	65.7	65.0	56.8	60.8	66.5	67.8
上海 (向家坝)	65.7	65.0	56.8	60.8	66.5	67.8
浙江	136.3	65.0	41.5	233.7	271.9	292.5
浙江 (溪洛渡左岸)	136.3	65.0	41.5	48.7	63.0	79.6
浙江 (白鹤滩)				185.0	208.9	212.9
广东	89.8	55.3	41.5	65.5	98.8	134.9
广东 (溪洛渡右岸)	89.8	55.3	41.5	25.9	39.4	55.7
广东 (乌东德)				39.6	59.4	79.2
云南	23.7	20.7		121.4	152.7	158.0
云南 (溪洛渡右岸)	23.7	20.7		22.8	23.6	23.9
云南 (乌东德)				58.6	89.0	94.1
云南 (白鹤滩)				40.0	40.0	40.0
四川				100.0	100.0	100.0
四川 (白鹤滩)				100.0	100.0	100.0
江苏				185.0	208.9	212.9
江苏 (白鹤滩)				185.0	208.9	212.9
其他	5.2	33.5	0.0	0.0	0.0	0.0
市场化电量单价上涨0.01元/千瓦时	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
收入弹性 (亿元)				7.7	9.0	9.7
毛利弹性 (亿元)				7.7	9.0	9.7
归母净利润弹性 (亿元)				6.3	7.4	7.9

表：倒推2023年容量电价对长江电力收入/利润影响

度电容量电价 (元/千瓦时)	2023年预计市场化电量 (亿千瓦时)	倒推对2023年收入影响 (亿元)	
上海	0.02757	60.8	1.7
浙江	0.02119	233.7	5.0
广东	0.02402	65.5	1.6
云南	0.05498	121.4	水电市场相对独立，假设不受容量电价影响
四川	0.03815	100.0	水电市场相对独立，假设不受容量电价影响
江苏	0.02253	185.0	4.2
合计		766.4	12.4
收入弹性			-1.5%
毛利弹性			-2.5%
归母净利润弹性			-3.2%

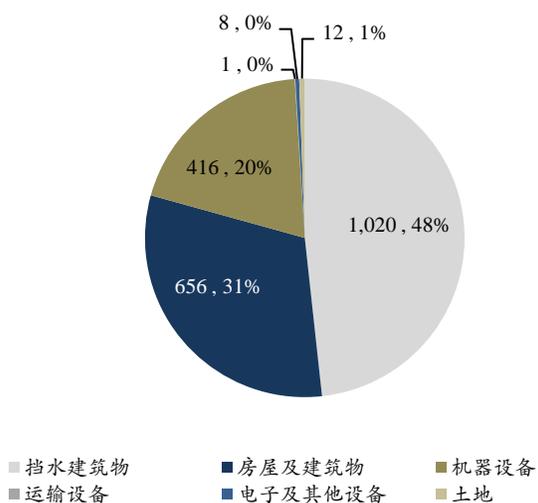
注：四川和云南水电市场相对独立，假设不受容量电价影响。

水电：来水恢复电量反转，受益市场化电价有弹性

折旧年限到期成本下降，盈利能力持续强劲

✓ **度电成本中折旧占比超过50%，使用年限远大于折旧年限，盈利持续释放。**2022年末长江电力固定资产中48%为挡水建筑物，该部分资产折旧年限为40-60年，其中葛洲坝大坝为50年，三峡大坝、向家坝大坝和溪洛渡大坝的折旧年限为45年；然而长江流域实际泥沙含量低于寿命测算模型所用数据，大坝的实际使用年限应远长于折旧年限；参考美国胡佛大坝，实际使用年限可能超过100年。2022年末公司固定资产中20%为机器设备，即发电机组，该部分资产的折旧年限较短为18年，远低于机组实际使用寿命。如葛洲坝电站于1981年已投产使用，其首台发电机组至今仍在运行发电。还可通过较低成本改造延长机组使用年限，如公司此前通过扩机增容计划对葛洲坝部分老旧发电机组进行更新改造，进一步提升了机组使用时长。

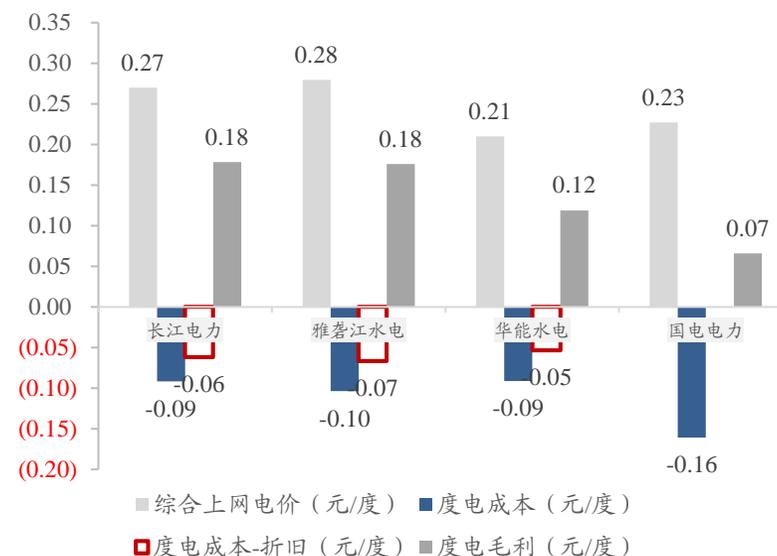
图：长江电力固定资产分类及占比
(亿元，截至2022年末)



表：长江电力固定资产折旧方法

类别	折旧方法	折旧年限 (年)	残值率 (%)	年折旧率 (%)
挡水建筑物	直线法	40-60		1.67-2.50%
房屋及建筑物	直线法	8-50	0-3%	1.94-12.50%
机器设备	直线法	5-32	0-3%	3.03-20.00%
运输设备	直线法	3-10	0-3%	9.70-33.33%
电子及其他设备	直线法	3-12	0-3%	8.08-33.33%

图：2022年主要水电公司收入成本拆分

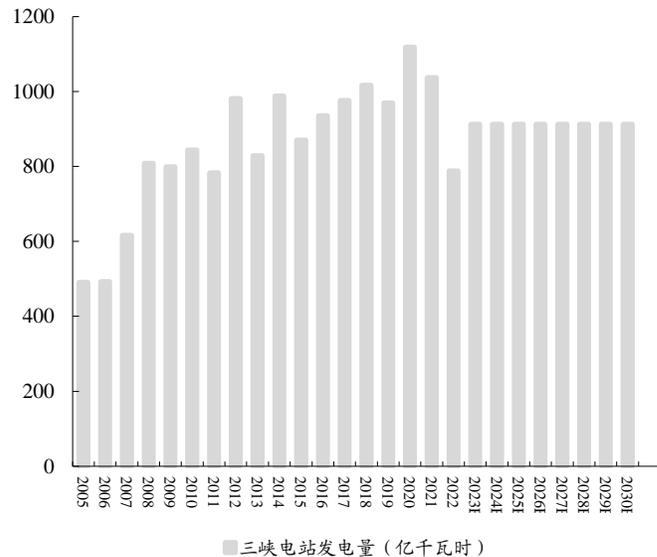


水电：来水恢复电量反转，受益市场化电价有弹性

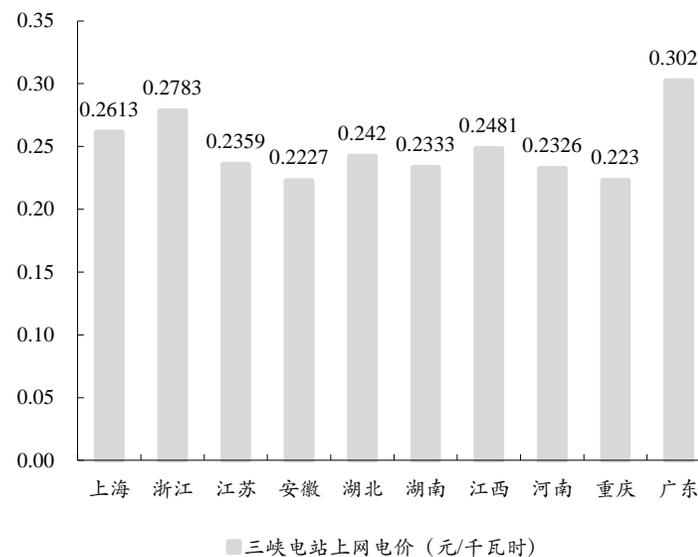
长江电力三峡电站折旧测算

- ✓ **机组折旧完成后毛利率可比机组均在折旧期时提升22.2pct。**公司三峡电站第1批6台机组在2003年投产，2012年32台机组全部投产。2021-2030年三峡水电站陆续有机组折旧年限到期，而发电资产仍可正常使用。我们以三峡电站的32台机组为例进行测算；2030年，三峡电站的机组折旧期限完全到期，届时度电机组折旧可比机组均在折旧期时减少0.055元/千瓦时、按照三峡电站上网电价0.24795元/千瓦时进行计算，折旧完成的三峡电站毛利率比折旧期间提升22.2pct。

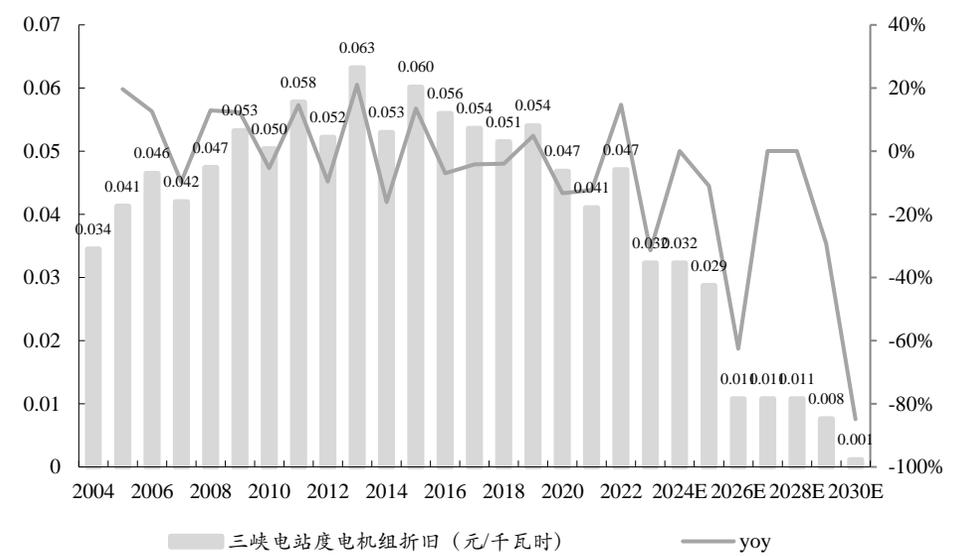
图：三峡电站发电量（亿千瓦时）



图：2019年后三峡电站上网电价（元/千瓦时）



图：2004-2030E三峡电站度电机组折旧变化



水电：来水恢复电量反转，受益市场化电价有弹性

长江电力折旧测算

针对长江电力合计6座电站：

- 2031年：三峡折旧完毕，与2023年利润相比空间9.1%。
- 2033年：向溪折旧完毕，与2023年利润相比空间23.5%。
- 2041年：乌白折旧完毕，与2023年利润相比空间37.3%。

假设条件：

- 1) 按照来水恢复的2024年收入、利润进行计算，2024年收入872亿（其中电力业务收入762亿，葛洲坝电站收入40亿已基本折完，三峡32个机组中有14个机组已出折旧期对应收入106亿）；
- 2) 机组出折旧日期后，毛利率可提高22.2pct；
- 3) 所得税率取18%。

图：长江电力出折旧日期后利润空间测算

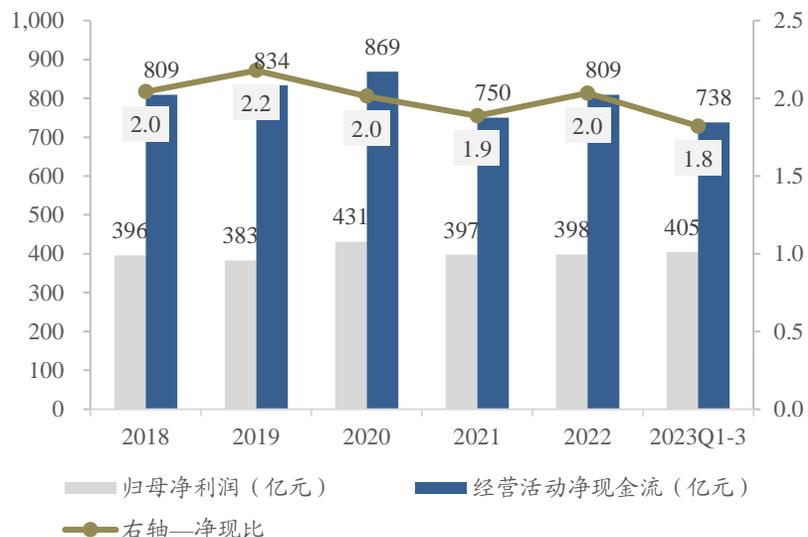


水电：来水恢复电量反转，受益市场化电价有弹性

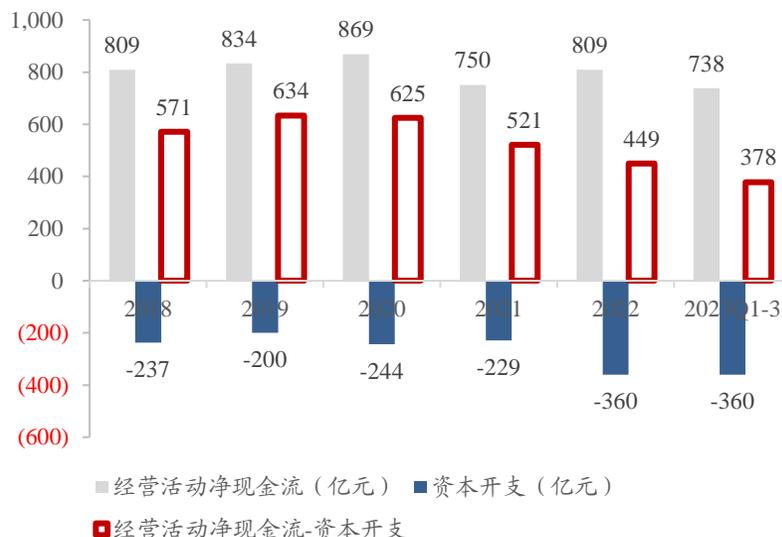
优质现金流资产，分红能力强

- **业绩稳健，现金流良好。**水电板块业绩稳健，净现比2.0左右，贡献稳定经营性净现金流。资本开支规模可控，展现良好内生成长，现价造血能力强。
- **分红金额&分红比例持续提升。**2018年以来，水电板块分红总金额持续提升，分红比例稳定增长。头部公司承诺分红锁定稳健绝对收益。长江电力承诺分红比例不低于70%；华能水电承诺分红比例不低于可供分配利润的50%；川投能源承诺绝对分红金额0.4元/股。

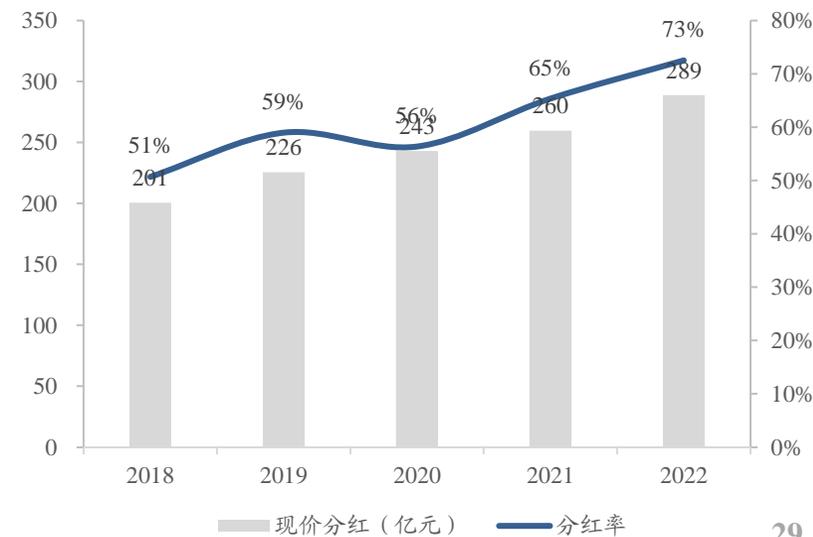
图：水电板块归母净利润与经营性现金流情况



图：水电板块经营性现金流与资本开支情况



图：水电板块现金分红情况



长江电力：乌白注入装机高增，长望盈利川流不息

- **水电行业龙头，业绩稳定+高分红凸显防御价值。** 公司自2003年三峡电站首批机组投产发电以来，历经多次资产并购与业务拓展，2023年公司可控装机容量提升至7,179.5万千瓦，其中国内水电装机7169.5万千瓦，约占2022年全国水电装机容量的17.3%，龙头地位稳固。公司盈利能力优秀，2018-2022年毛利率/销售净利率/ROE（摊薄）平均值62%/45%/14%，净现比平均值1.55。公司坚持高比例分红政策，2022年股利支付率94.29%，并承诺2025年前维持70%+分红比例，股息率TTM 3.46%（2023/12/29），展现防御价值。
- **乌白注入+扩机增容+六库联调+蓄能充沛，2023年发电量增幅超60%。** 1) 乌白注入：2023年初乌东德1,020、白鹤滩1,600万千瓦装机注入，公司装机容量增长57.5%至7,179.5万千瓦。2) 扩机增容：葛洲坝、向家坝、溪洛渡三个电站计划通过容量调整/扩机分别增加166万千瓦/224万千瓦，合计增加390万千瓦装机容量。3) 六库联调：公司梯级电站由四库联调升级为六库联调，进一步提高水资源的使用效率，2023年预期新增60-70亿千瓦时发电量。下半年长江来水量较去年同期明显好转，公司2023年发电量目标3,064亿千瓦时，同比增幅65.1%。公司所属长江干流六座梯级水库2023年10月20日完成2023年度蓄水任务，总可用水量达410亿立方米，蓄能338亿千瓦时；梯级水库可用水量同比增加超160亿立方米，蓄能增加超90亿千瓦时，同比增加36%。
- **国家鼓励水电市场化交易，市场化占比提升综合电价上行。** 公司各水电站电价根据合同和政策确定。葛洲坝采用成本加成定价；三峡、溪洛渡、向家坝采用落地电价倒推，其中溪洛渡、向家坝的部分电量采用市场化定价；2023年新并入的乌、白水电站以市场化定价为主；白鹤滩在过渡期（2022年）后电价已完全市场化，外输高电价已确定。2018-2021年公司市场化交易电量占比保持在11%以上，政策鼓励下预期公司市场化电量占比提升、上网电价上行。测算2023年市场化电量电价每提升0.01元/千瓦时，收入/利润增加7.7/6.3亿元；容量电价政策对业绩影响幅度在4%以内。
- **折旧年限到期毛利率有望提升20pct+&投资收益稳健，盈利能力持续强劲。** 1) 各水电站大坝和机组的实际使用年限超出会计折旧年限，随着机组陆续折旧完毕，折旧成本下降，毛利率可比机组在折旧期内时提升22.2pct。2) 2018-2022年公司投资收益占归母净利润比重逐年增长，2022年达21.59%，实现46亿元投资净收益。截至2023年中报，公司对外投资64家，协同效应助力公司水电产业发展。
- **投资建议：** 我们预计公司 2023-2025年归母净利润为316.77/343.50/361.35亿元，同比+49%/+8%/+5%，EPS 1.29/1.40/1.48元，对应当前PE 18.0/16.6/15.8倍（估值日2023/12/29），给予“买入”评级。
- **风险提示：** 来水量不及预期，电价波动风险，政策风险，新能源电力市场竞争加剧风险。



- 1. 市场化改革，电源各寻其位，可预期性提升

- 1.1 水电：来水恢复电量反转，受益市场化电价有弹性

- 1.2 核电：基荷电源确定性成长，长期ROE翻倍分红提升

- 1.3 火电：政策端容量电价落地，24年更关注煤价和用电需求

- 1.4 消纳：关注特高压和电网智能化产业链

- 2. 天然气：降费顺价促终端需求释放，现金流价值凸显分红提升

- 3. 投资建议与风险提示

核电：基荷电源确定性成长，长期ROE翻倍分红提升

核电：基荷电源确定性成长，长期ROE翻倍分红提升

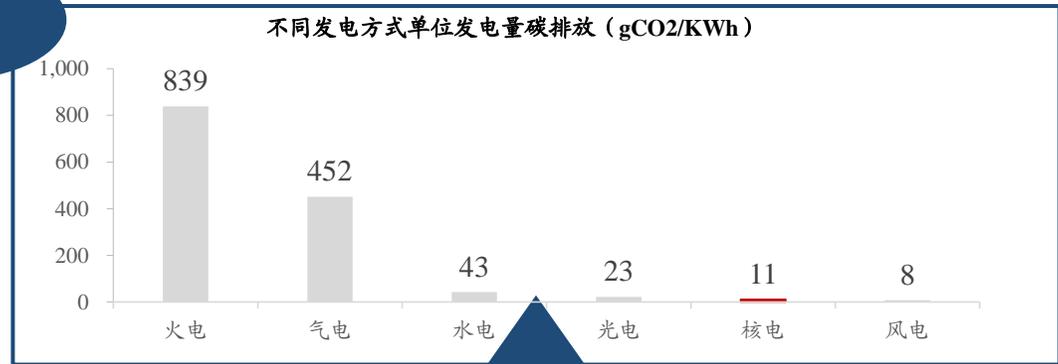
- **核电是新型电力系统选择的基荷电源。**核电兼具**稳定、清洁、经济**，有望接力火电，逐步成为发电基荷电源。政策转为积极，核电核准进入常态化，预计保持每年6-8台核电机组的核准开工节奏，装机规模稳定提升。
- **在手项目锁定2030年确定成长。**核电2019年核准重启。按照核电机组5年建设，6年贡献利润，行业进入投运周期。核电运营商双寡头中国核电、中国广核的在建与待建机组可确定性支撑2023-2030年成长，预计至2030年，中国核电/中国广核在运装机规模可达3889/4138万千瓦，较2023年在运规模弹性分别为**74%/43%**。中国核电/中国广核2023-2030年装机规模CAGR分别可达**8.2%/5.3%**。
- **市场化比例提升，核电电价有支持。**2019年以来，缺电、高燃料成本等多重因素推动火电电价上行，核电参与市场化交易电量有部分受益。展望2024年，我们预计核电参与市场化比例持续提升。考虑核电核准电价普遍低于燃煤基准，若市场电价下降对核电影响也相对较小。基荷电源的稳定性得到持续体现。**2024年江苏省核电市场化交易结果落地，市场化比例从45%提升至55%，市场化电价略降，核电综合上网电价预计持平。**
- **长期成长之一：还本付息+折旧期满利润释放明显。**核电资产可长期运营，随着项目还本付息以及机组逐步折旧折完，可分为3个运营阶段。其中，在还本付息+折旧期/折旧期/利润释放期，二代机组平均毛利分别为**0.15/0.14/0.21元/KWh**，三代机组平均毛利分别为**0.16/0.15/0.21元/KWh**。长期稳定运营度电毛利有**30%+**提升空间。
- **长期成长之二：资本开支即将见顶，ROE翻倍分红提升。**核电新建景气度高，资本开支向上。我们预计2030年内，核电公司建设高峰期在建工程约500亿元，即将见顶。随着在建机组投运转固+资本开支见顶回落，**核电ROE进入上升通道看齐成熟项目（中国核电ROE11%，成熟项目ROE20%+），分红能力同样有望提升。**
- **投资建议：**重点推荐**中国核电**，建议关注**中国广核**。
- **风险提示：**电力价格波动，装机进度不及预期，核电机组运行风险

核电：基荷电源确定性成长，长期ROE翻倍分红提升

核电是新型电力系统选择的基荷电源

➤ **新型电力系统建设需应对能源“不可能三角”**。新型电力系统是新型能源体系的重要组成和实现“双碳”目标的关键载体，既要保证电力稳定供应，又要符合能源转型低碳发展需求，还要考虑经济性及社会可承受的成本。能源结构转型过程中，需要直面挑战能源行业“安全稳定”、“清洁低碳”、“经济可行”的不可能三角。核电**稳定性高**（不受燃料、季节、气候等因素影响，能以额定功率长期稳定运行）、**足够清洁**（碳排与风光同一水平）、**发电成本低且稳定**。核电有望接力火电，成为发电主力电源。

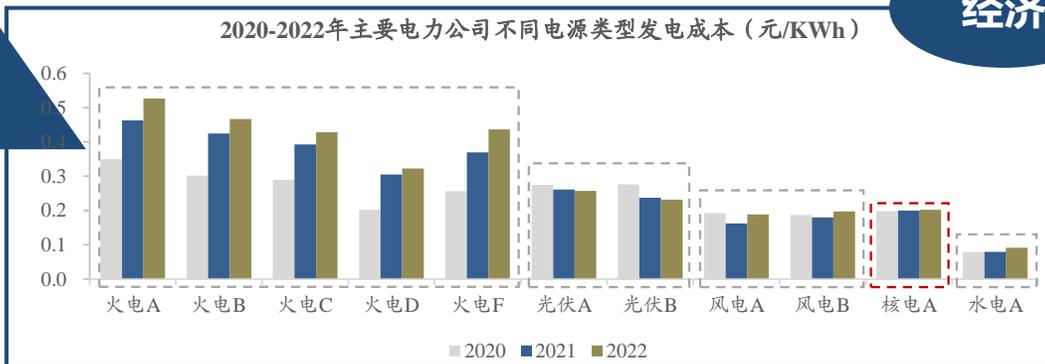
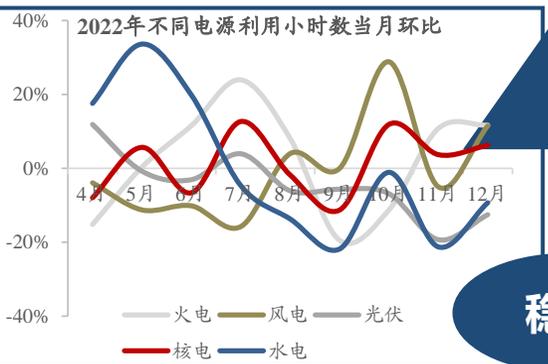
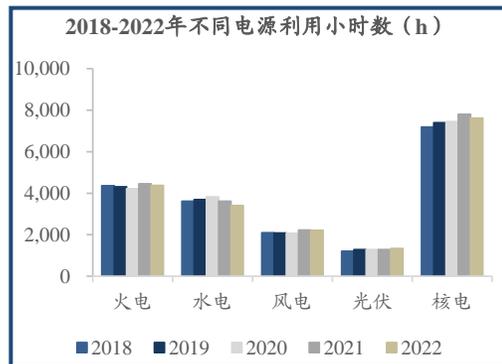
清洁



经济

不可能三角

稳定



核电：基荷电源确定性成长，长期ROE翻倍分红提升

政策转为“积极”，连续2年核准10台核电审批加速

- **核电进入常态化审批。**2011年日本福岛核泄漏事故发生，核电机组审批工作停滞。2015年核准8台核电机组后，行业迎来连续三年“零核准”。2019年核电核准复苏，2021年政府工作报告提到“确保安全前提下积极有序发展核电”，这是近十年来政府工作报告首次用“积极”描述核电发展。2022年9月，中国核能行业协会发布《中国核能发展与展望（2022）》，预计“十四五”期间，**我国将保持每年6-8台核电机组的核准开工节奏。**
- **2022、2023连续2年核准10台。**2023年12月29日国常会决定核准广东太平岭与浙江金七门核电共4台机组。这是继2023年7月石头岛、宁德、徐大堡合计6台机组核准后，2023年内第二次核准核电项目。2019年以来年核准数持续提升，2022年、2023年连续2年核准10台，**验证核电常态化核准+确定性成长。**

图：2008-2023年中国核准核电机组数量

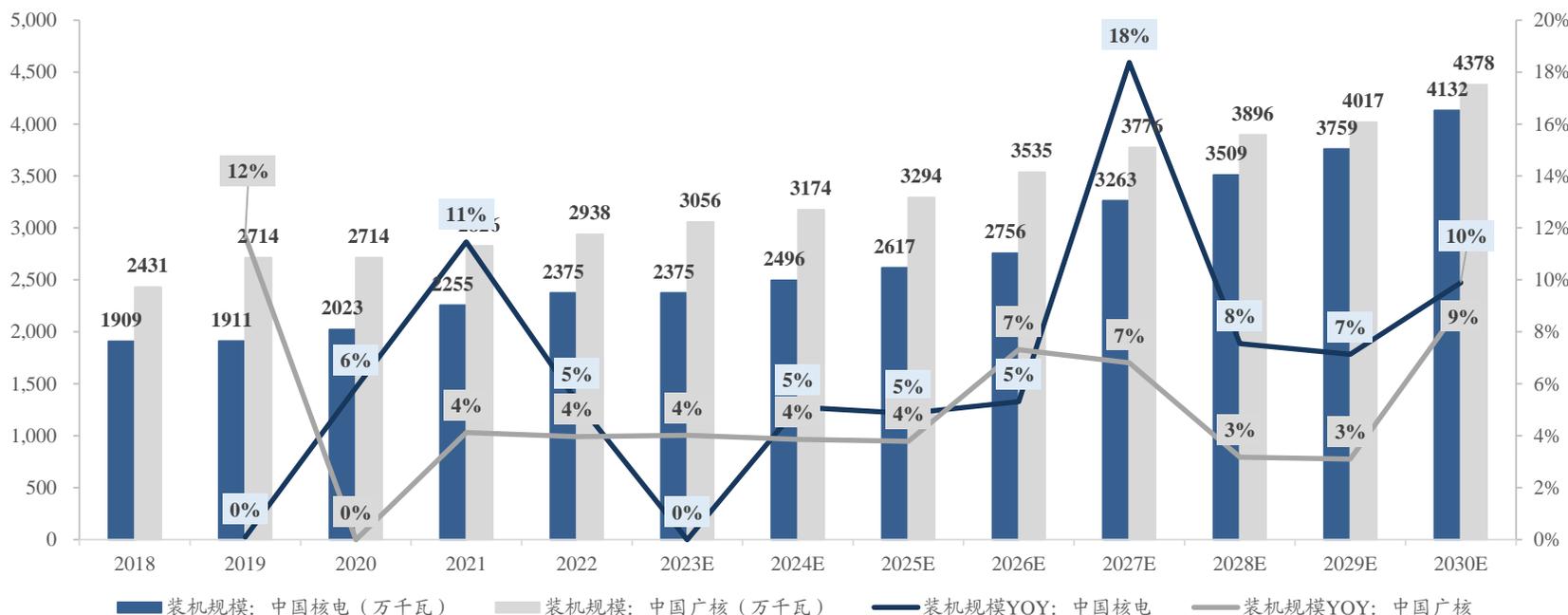


核电：基荷电源确定性成长，长期ROE翻倍分红提升

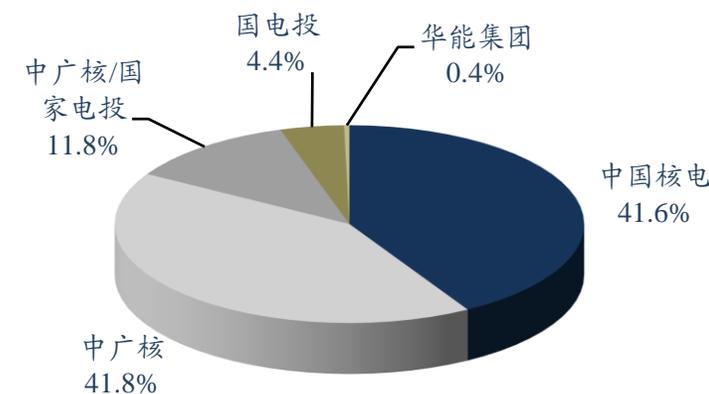
在手项目充足，支撑成长至2030年

➤ **核电运营双寡头格局，在手项目充沛。** 目前中国具有大型核电站业主身份的只有四家公司，分别是中核集团、中广核集团、国电投集团以及华能集团，截至2023年6月30日，中国在运核电机组装机容量5699万千瓦。2019年核电核准重启，预计中国核电进入常态化审批。按照核电机组5年建设，6年贡献利润假设，中国核电与中国广核在建与待建机组可确定性支撑公司2023-2030年核电板块成长，预计至2030年，中国核电/中国广核在运装机规模可达4132/4378万千瓦，较2023年在运规模弹性分别为74%/43%。中国核电/中国广核2023-2030年装机规模CAGR分别可达8.2%/5.3%。

图：2018-2030年中国核电、中国广核装机规模预测



图：中国在运核电机组装机容量占比 (截至2023/06/30)



核电：基荷电源确定性成长，长期ROE翻倍分红提升

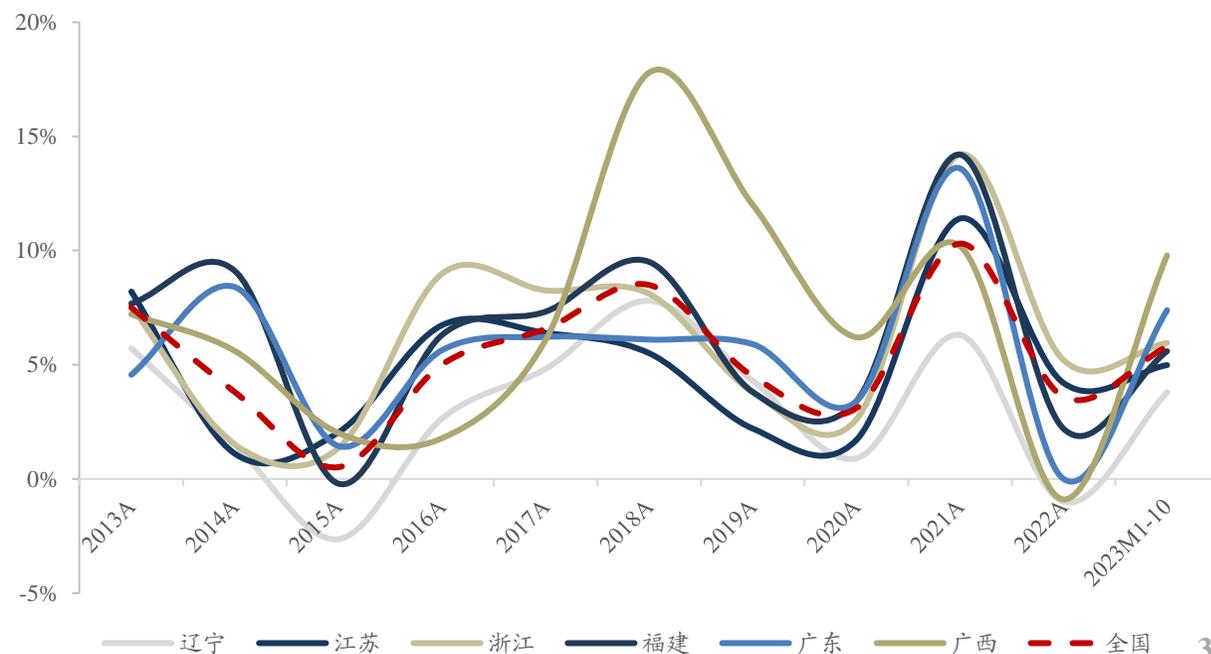
2024年电量展望：用电需求旺盛，应发尽发利用小时数提升

- **核电应发尽发，政策保障消纳。**2016年国家能源局明确核电优先上网，属于一类优先，保障电量消纳，此后政策持续出台将核电机组发电量纳入优先发电计划，核电基本在应发尽发状态。核电消纳具有政策性强支撑。
- **沿海布局，用电需求旺盛。**中国核电、中国广核在运在建机组覆盖区域主要包括江苏（中国核电）、广东（中国广核）、广西（中国广核）、浙江（中国核电、中国广核）、福建（中国核电、中国广核）、辽宁（中国核电、中国广核）。核电项目布局沿海省份，区域用电需求旺盛，进一步支撑核电消纳。

表：核能发电优先消纳相关政策

政策名称	发布时间	主要内容
保障核电安全消纳暂行办法	2017年2月	核电保障性消纳应遵循“确保安全、优先上网、保障电量、平衡利益”的基本原则，按一类优先保障顺序安排核电机组发电。
关于有序放开发用电计划的通知	2017年3月	新核准的水电、核电等机组除根据相关政策安排一定优先发电计划外，应积极参与电力市场交易，由市场形成价格。国家规划内的既有大型水电、核电、风电、太阳能发电等清洁能源发电，以及网对网送受清洁能源的地方政府协议，通过优先发电计划予以重点保障。
关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知	2019年6月	核电机组发电量纳入优先发电计划，按照优先发电优先购电计划管理有关工作要求做好保障消纳工作。鼓励经营性电力用户与核电、水电、风电、太阳能发电等清洁能源开展市场化交易，消纳计划外赠送清洁能源电量。

图：2013-2023M1-10核电项目所在主要区域用电量同比增速

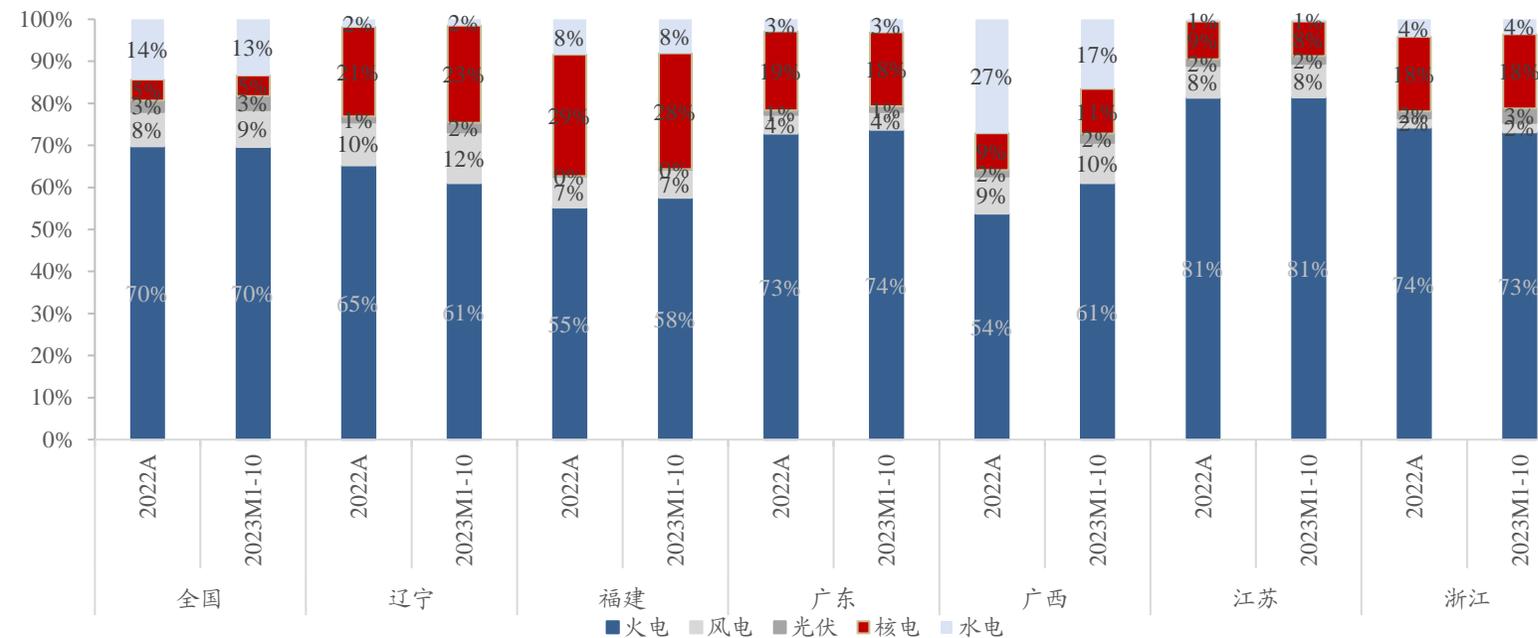


核电：基荷电源确定性成长，长期ROE翻倍分红提升

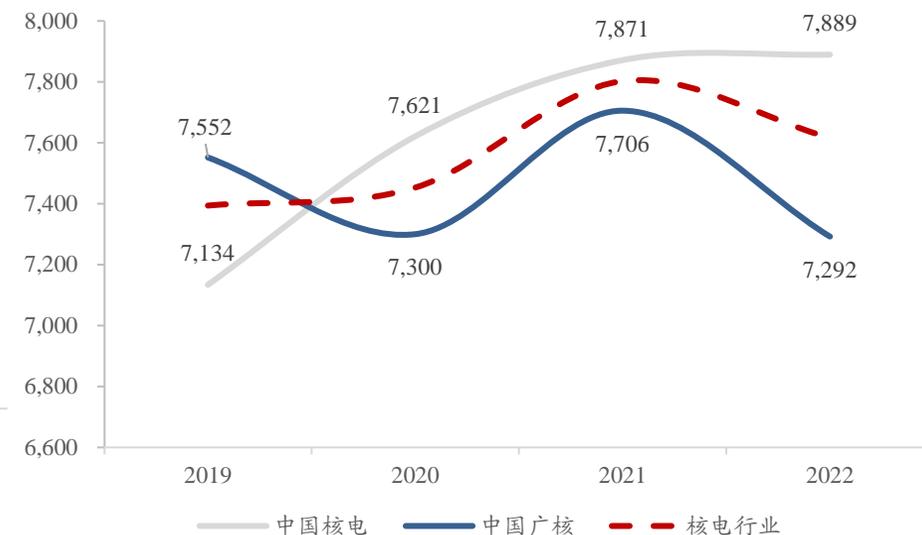
2024年电量展望：用电需求旺盛，应发尽发利用小时数提升

➤ **核电利用小时数持续提升。**2019年以来中国核电的利用小时数持续提升，中国广核受到台山项目大修影响利用小时数略有波动，随着台山项目大修完成利用小时数即将回升。核电消纳有政策保障，消纳区域经济较好，用电需求旺盛，台山项目恢复，我们预计2024年核电整体利用小时数有望继续提升，发电量持续增长。在水电占比较高或接受其他省份的水电外送的部分区域，随着2024年来水恢复，水电出力同比提升，核电发电量可能会受到部分影响。

图：2022及2023M1-10中国及核电所在主要区域发电量结构



图：2019-2022年核电利用小时数 (h)

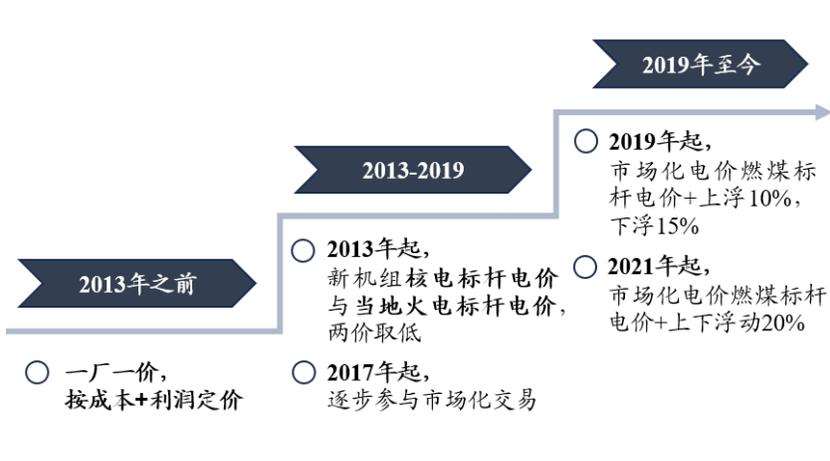


核电：基荷电源确定性成长，长期ROE翻倍分红提升

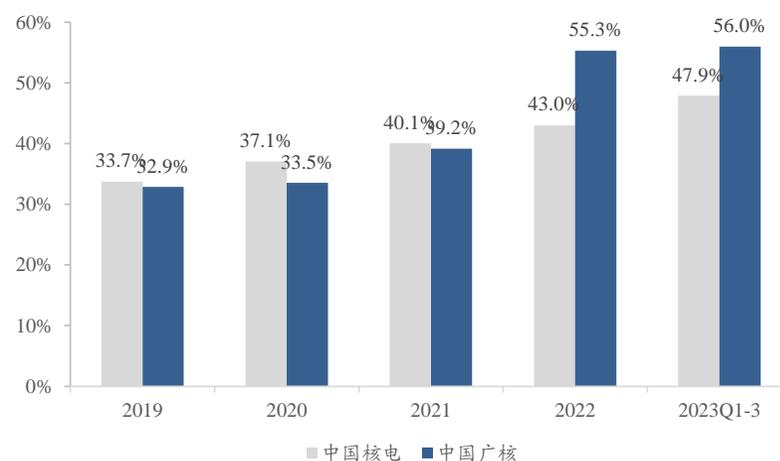
2024年电量展望：市场化比例提升，核电电价有支撑

➤ **鼓励核电参与市场化，市场化比例持续提升。**核电定价三机制，逐步参与市场化，除去保障性电量按照核电机组核准电价上网，还有部分电量通过上网竞价模式消纳。机组所在省的《电力市场化交易方案》会划定当年的交易量或交易比例的方式，以此确定核电市场化交易量。2019年以来中国核电、中国广核上网电量中市场化比例持续提升，电价逐步提升。

图：核电定价机制三阶段



图：2019-2023Q1-3核电市场化交易比例



图：2019-2022年核电综合上网电价 (元/KWh)



核电：基荷电源确定性成长，长期ROE翻倍分红提升

2024年电量展望：市场化比例提升，核电电价有支撑

➤ 2019年以来，缺电、高燃料成本等多重因素推动火电电价上行，核电参与市场化交易电量有部分受益。展望2024年，我们预计核电参与市场化比例持续提升。考虑核电核准电价普遍低于燃煤基准，若市场电价下降对核电影响也相对较小。基荷电源的稳定性得到持续体现。

➤ **2024年江苏省核电市场化交易结果落地，综合电价维持。** 2024年江苏省电力市场化交易结果落地，其中，核电参与市场化电量比例从45%提升至55%，市场化电价相较于2023年有所下降，但仍高于核准电价。江苏项目综合上网电价预计持平。

表：2023、2024年江苏核电市场化交易方案

项目	2023年	2024年
电量		
上网电量（亿度）	488	488
其中：田湾1、2#	161	161
田湾3、4、5、6#	327	327
市场化电量（亿度）	220	270
其中：田湾1、2#	73	89
田湾3、4、5、6#	147	181
电价		
核准电价（元/度）		
其中：田湾1、2#	0.439	0.439
田湾3、4、5、6#	0.391	0.391
市场化电价（元/度）	0.462	0.446
较基准上浮	18.1%	14.2%
综合电价	0.432	0.429
综合电价变动	0.000	-0.003
综合电价变动（%）		-0.64%

表：核电核准电价与区域燃煤基准电价

省份	核电机组	核准定价（元/KWh）	燃煤基准电价（元/KWh）	核准相比燃煤基准	基准价上浮20%后较核准电价（元/KWh）
浙江	秦山一核	0.406	0.415	-2%	0.093
	方家山核电	0.415		0%	0.083
	秦山二核1/2#	0.400		-3%	0.099
	秦山二核3/4#	0.415		0%	0.083
	秦山三核	0.448		8%	0.050
	三门核电	0.420		1%	0.078
	平均			1%	0.081
江苏	田湾1/2#	0.439	0.391	12%	0.030
	田湾3/4/5/6#	0.391		0%	0.078
	平均			6%	0.054
福建	福清1#	0.415	0.393	6%	0.057
	福清2#	0.392		0%	0.080
	福清3#	0.359		-9%	0.113
	福清4#	0.378		-4%	0.094
	福清5/6#	0.393		0%	0.079
	宁德1/2#	0.415		6%	0.057
	宁德3#	0.392		0%	0.080
	宁德4#	0.359		-9%	0.113
	平均				-1%
广东	大亚湾1/2#	0.406	0.453	-10%	0.138
	岭澳1/2#	0.414		-9%	0.129
	岭东1/2#	0.415		-8%	0.128
	阳江1-6#	0.415		-8%	0.128
	台山1/2#	0.435		-4%	0.109
	平均			-8%	0.127
广西	防城港1/2#	0.406	0.421	-3%	0.099
辽宁	红沿河1-4#	0.382	0.375	2%	0.068
	红沿河5/6#	0.375		0%	0.075
	平均				1%

核电：基荷电源确定性成长，长期ROE翻倍分红提升

长期成长：还本付息+折旧期满利润释放明显

- **定义核电运营三阶段：**1) **还本付息+折旧期：**由于前6年免征及减半征收所得税，利润会有明显上升，所得税优惠到期之后净利润与经营性净现金流会出现快速下降，此后因为财务费用逐渐减少净利润缓慢上升。2) **单折旧期：**由于前15年增值税返还优惠结束，贷款还款完毕之后税盾消失，在单折旧期利润会经历第二次断层式下滑。3) **利润释放期：**全生命周期中最值得关注的阶段为折旧到期后利润的变化。
- **利润弹性测算。**1) **二代机组：**从还本付息期进入利润释放期度电毛利/度电净利分别提升37%/15%，从折旧期进入利润释放期度电毛利/度电净利分别提升46%/49%；2) **三代机组：**从还本付息期进入利润释放期度电毛利/度电净利分别提升35%/19%，从折旧期进入利润释放期度电毛利/度电净利分别提升44%/48%。

表：核电项目全生命周期假设及测算结果

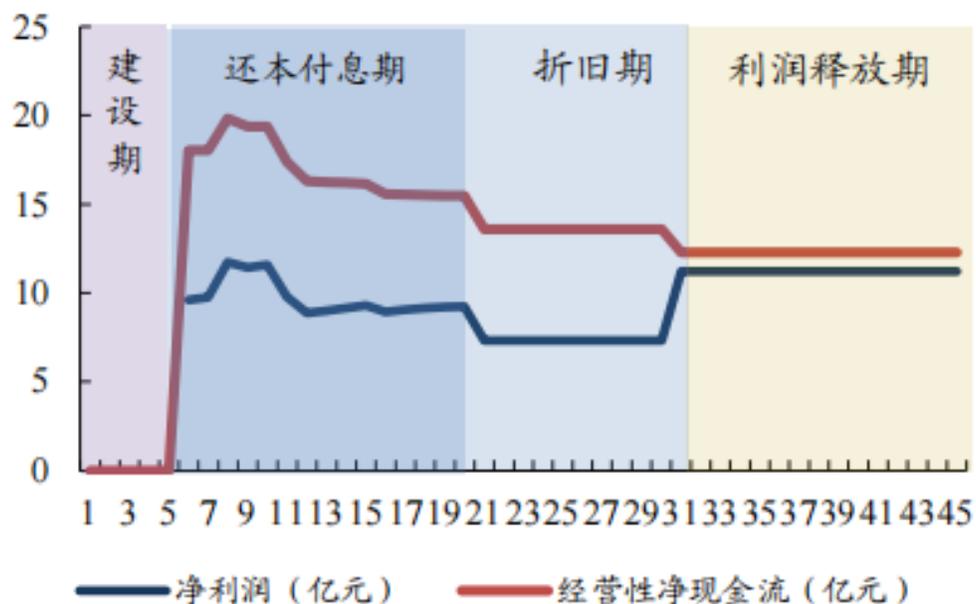
	二代机组	三代机组
建设期	5年	5年
运营期	40年	60年
还本付息+折旧期	1-15年	1-15年
单折旧期	16-25年	16-35年
利润释放期	26-40年	36-60年

指标	二代机组	三代机组
资本金IRR	18.5%	12.5%
投资回收期 (年)	8.8	12.4
NPV (亿元)	147	137
平均度电毛利 (元/KWh)	0.172	0.175
还本付息期	0.153	0.155
折旧期	0.144	0.146
利润释放期	0.210	0.210
平均度电净利 (元/KWh)	0.125	0.123
还本付息期	0.126	0.121
折旧期	0.097	0.097
利润释放期	0.144	0.144

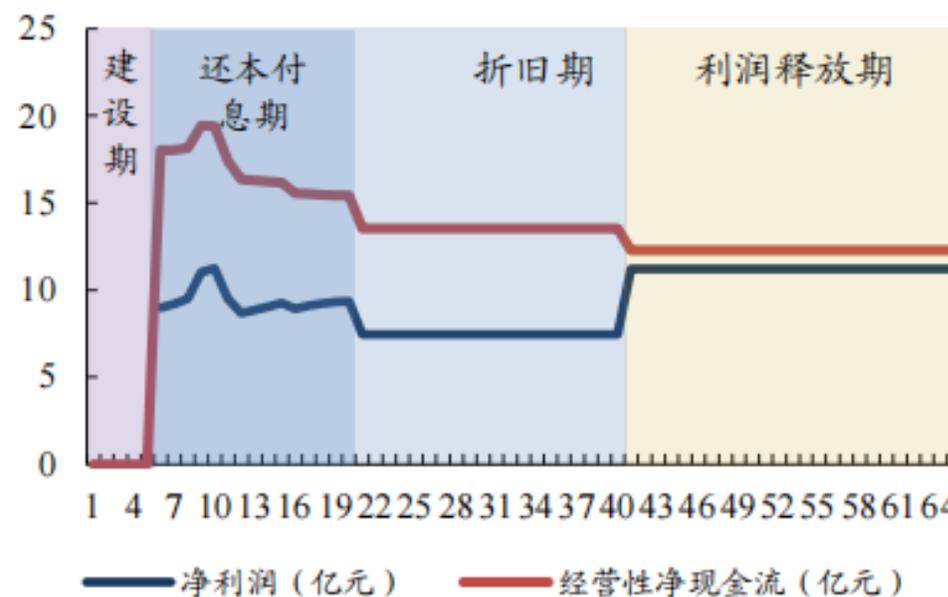
核电：基荷电源确定性成长，长期ROE翻倍分红提升

长期成长：还本付息+折旧期满利润释放明显

图：二代机组全生命周期利润与现金流



图：三代机组全生命周期利润与现金流



核电：基荷电源确定性成长，长期ROE翻倍分红提升

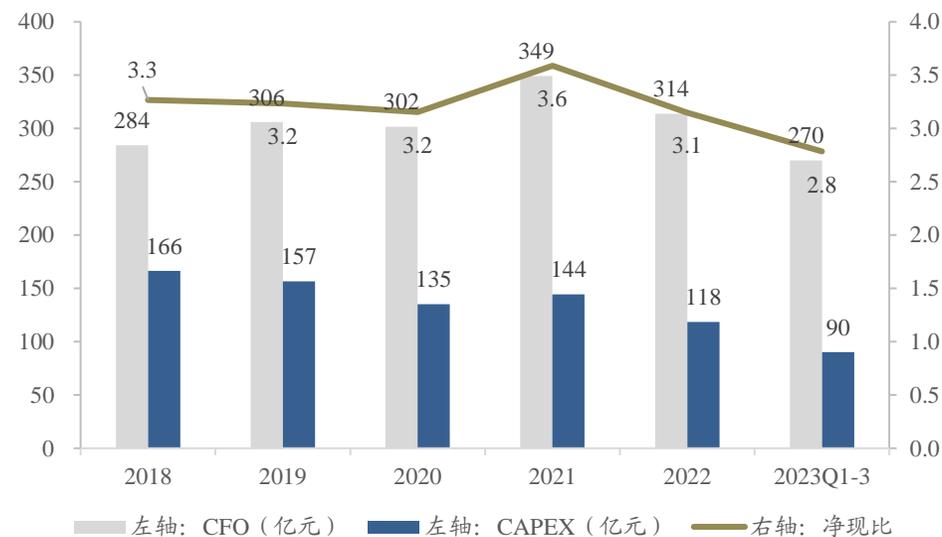
长期成长：资本开支即将见顶，机组投运ROE&分红率迎双升

- ▶ **在手项目充沛+核电开启常态化审批，资本开支趋势向上。**2019年核电核准重启后，核电建设景气逐步回升。核电常态化核准后，核电项目建设逐步进入高峰。核电项目建设期普遍在5年左右，建设期带来较大资本开支需求，在项目未投运阶段影响核电公司的ROE水平以及分红能力。

图：2018-2023Q1-3中国核电现金流情况



图：2018-2023Q1-3中国广核现金流情况



核电：基荷电源确定性成长，长期ROE翻倍分红提升

长期成长：资本开支即将见顶，机组投运ROE&分红率迎双升

- **资本开支即将见顶。**假设核电机组1) 5年建设，6年转固，2) 每年每家公司新增核准2台，核准后第2年开建，我们预计中国核电、中国广核在建机组的高峰数量在13-15台。按照三代核电单位投资1.6万元/千瓦，单台机组年化资本开支在38.4亿元，我们预计核电公司建设高峰期在建工程约576亿元，即将见顶。

图：“田湾3、4号机组”在建工程科目变动（亿元）

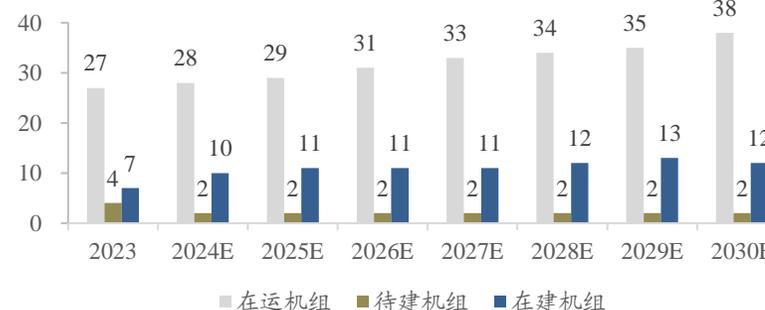


图：核心核电公司机组数量预测

中国核电2023-2030年机组数量预测



中国广核2023-2030年机组数量预测



表：核电公司资本开支预测

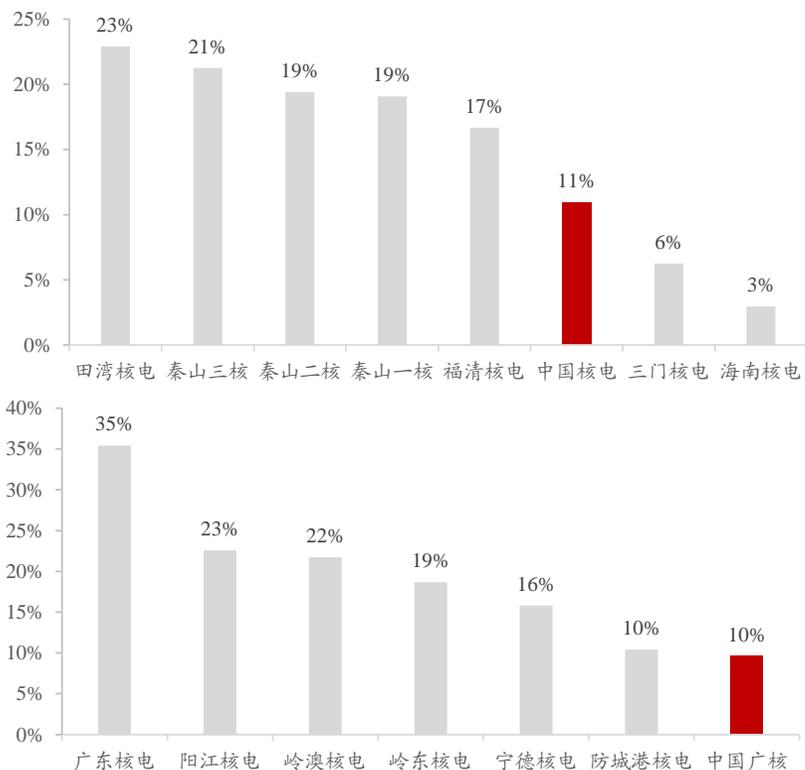
项目	测算结果
装机规模（万千瓦）	2*120
单位投资（万元/千瓦）	1.6
总投资（亿元）	384
建设期（年）	5
单台年化资本开支（亿元/年）	38.4
高峰期在建台数（台）	15
高峰期资本开支（亿元）	576

核电：基荷电源确定性成长，长期ROE翻倍分红提升

长期成长：资本开支即将见顶，机组投运ROE&分红率迎双升

- 1) 稳定项目ROE维持20%以上：成熟运营机组ROE可维持在20%以上；
- 2) 机组投运并网带动ROE提升：在建工程转固爬坡迅速，转固次年迎来ROE从11%快速提升至20%以上。2022年中国核电、中国广核ROE分别为11%/10%，中国核电、中国广核在建工程/总资产占比为22%/17%，考虑逐步转固开始贡献利润，核电公司ROE已经进入提升通道。

图：2022年中国核电、中国广核合并主体、参控股子公司ROE情况梳理



表：2018-2022年中国核电及项目公司ROE分析

	2018	2019	2020	2021	2022
秦山三核ROE	19%	21%	23%	22%	21%
销售净利率	27%	31%	38%	35%	35%
资产周转率	0.39	0.38	0.36	0.35	0.34
权益乘数	1.77	1.76	1.71	1.75	1.82
田湾核电ROE	10%	11%	11%	18%	23%
销售净利率	21%	19%	19%	26%	29%
资产周转率	0.10	0.14	0.14	0.20	0.25
权益乘数	5.35	5.65	4.81	4.39	3.89
三门核电ROE	2%	-8%	11%	10%	6%
销售净利率	14%	-24%	22%	21%	15%
资产周转率	0.02	0.06	0.10	0.11	0.11
权益乘数	5.35	5.65	4.81	4.39	3.89
中国核电	11%	10%	10%	11%	11%
销售净利率	12%	10%	11%	13%	13%
资产周转率	0.13	0.14	0.14	0.16	0.16
权益乘数	6.97	6.96	6.05	5.40	5.31

秦山项目2002-2003期间投运，长期稳定运营，ROE维持20%以上。

2020年下半年至2021年上半年，田湾5、6#机组并网，项目公司在建工程转固，ROE在并网当年快速提升

三门1、2#机组是三代核电AP1000国内首套项目，项目投运延期影响总投资，拉低项目ROE。

核电：基荷电源确定性成长，长期ROE翻倍分红提升

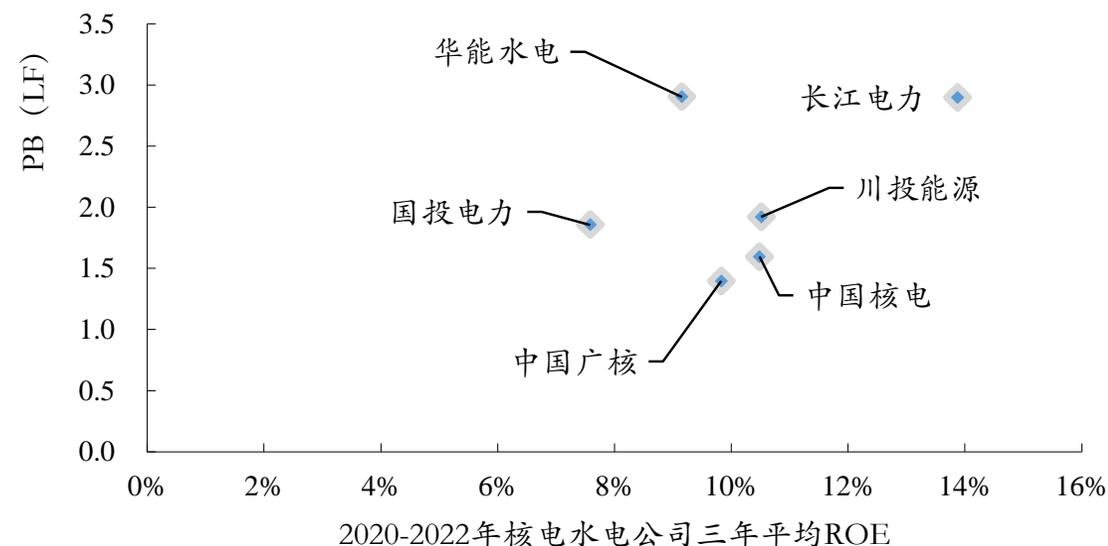
长期成长：资本开支即将见顶，机组投运ROE&分红率迎双升

核电vs水电：考虑水电、核电所处不同资本开支阶段，水电公司于当前时点分红率普遍高于核电公司。随着核电资本开支逐步见顶，我们预计核电分红率有较大提升潜力。

表：核电、水电公司分红情况及分红承诺

类型	公司	上市以来分红率	2022年分红率	分红承诺
核电	中国核电	31%	36%	每年以现金方式分配的利润不少于当年实现的可分配利润的 30%
	中国广核	34%	44%	2021-2025年分红比例将在2020年的 42.25% 基础上保持 适度增长
水电	长江电力	61%	94%	2021-2025年每年度的利润分配按不低于当年实现净利润的 70% 进行现金分红
	华能水电	41%	46%	公司每年以现金方式分配的利润不少于当年实现的可供分配利润的 50%
	国投电力	33%	50%	公司最近三年以现金方式累计分配的利润不少于最近三年实现的年均可分配利润的 30% ，且2021-2023年公司拟每年以现金方式分配的利润原则上不少于当年实现的合并报表可分配利润
	川投能源	34%	51%	利润分配以实施权益分派股权登记日的总股本为基敬，每股派现金 0.40元(含税) ，资本公积金不转增，不送股

图：核电、水电公司平均ROE、PB (LF) 情况 (估值日：2023/12/29)



- **中国核电开拓者。**中国核工业集团旗下唯一核电运营平台，核电双寡头之一，积极布局新能源，打造世界一流清洁能源服务商。核心资产稳定运营，收入利润稳增，现金流良好分红率35%以上，股息率TTM 2.2% (2023/12/29)。
- **量变为基：投产加速+保障消纳+成本稳定，彰显稳定成长。** 1) 电量：项目充沛成长确定，2024年投产加速。公司18-22年核电收入/上网电量CAGR分别为12.8%/12.0%，增长主要由电量驱动。待投运规模贡献64%确定性增长，常态化核准长期成长空间打开，2024年起投产加速。2) 电价：消纳优先保障，参与市场化优势突出。核电优先上网，公司项目位于电力需求大省，消纳有保障，公司机组电价核准电价与市场化电价并行，2022年市场化比例达43%持续上升。电力市场化让电价回归商品属性存在波动，核电低发电成本优势凸显。3) 成本：结构稳定，燃料成本可控。2022年公司成本中折旧/燃料/电厂运维/人员/其他占比分别为38%/22%/13%/14%/13%，较为稳定。依托中核集团长协锁定燃料成本，折旧期满盈利进一步释放。
- **质变为核：长期视角下核电资产迎质变。** 1) 运营三阶段，还本付息+折旧期满利润释放明显。在还本付息+折旧期/折旧期/利润释放期，二代机组平均毛利分别为0.15/0.14/0.21元/KWh，三代机组平均毛利分别为0.16/0.15/0.21元/KWh。长期运营单位毛利约40%提升空间。2) 二代延寿+三代造价下降，投资效率提升。二代机组运营30年可通过改造实现延寿至50年，二代机组单GW内在价值约147亿元，延寿拉长运营期内在价值增加22亿元，资产价值增厚15%。批量化建设三代机组造价下降，投资回报率持续提升。3) 资本开支下降+项目稳定运营，ROE有望翻倍提升。上市公司ROE稳定10%左右，稳定运营子公司ROE稳定20%。随在建项目投运资本开支下降&在运项目爬坡，公司ROE空间翻倍。
- **投资建议：**我们预计公司 2023-2025年归母净利润为104.3/114.2/125.3亿元，同比+16%/+10%/+10%，对应当前PE 13.6/12.4/11.3x (估值日期：2023/12/29)，给予“买入”评级。
- **风险提示：**电力价格波动，装机进度不及预期，核电机组运行风险。



- 1. 市场化改革，电源各寻其位，可预期性提升

- 1.1 水电：来水恢复电量反转，受益市场化电价有弹性

- 1.2 核电：基荷电源确定性成长，长期ROE翻倍分红提升

- 1.3 火电：政策端容量电价落地，24年更关注煤价和用电需求

- 1.4 消纳：关注特高压和电网智能化产业链

- 2. 天然气：降费顺价促终端需求释放，现金流价值凸显分红提升

- 3. 投资建议与风险提示

火电——政策端容量电价落地，24年更关注煤价和用电需求

2024年火电投资三大主线：

- 1) 全国性容量电价落地关注布局全国的火电龙头：推荐华能国际、华电国际；
- 2) 用电供需紧平衡的地方性电厂电价端有支撑，推荐皖能电力、建议关注江苏国信、浙能电力、申能股份；
- 3) 成本端煤价可控，我们预计2024年动力煤5500大卡价格中枢在800-900元/吨。重视资源可控，建议关注煤电一体化火电龙头国电电力、内蒙华电；建议关注进口煤供给进一步打开可能性下的华能国际、粤电力的盈利弹性。

图表：火电行业个股核心逻辑（估值日2023/12/27）

细分领域	代码	公司名称	核心逻辑	市值（亿元）	2022ROE	2022ROA
火电	600011.SH	华能国际	全国性火电+绿电	1,251.14	-7.02	-2.03
	600027.SH	华电国际	全国性火电	540.02	-0.05	-0.29
	000543.SZ	皖能电力	背靠新势力聚集的安徽省	142.59	3.39	0.42
	600795.SH	国电电力	煤电一体化	132.98	6.22	1.69
	600863.SH	内蒙华电	煤电一体化	253.90	10.50	4.94
	600023.SH	浙能电力	背靠供需缺口较大的浙江省	608.76	-2.91	-3.05
	000539.SZ	粤电力	背靠广东，进口煤占比高	254.11	-13.83	-3.67
	600642.SH	申能股份	背靠供需缺口较大的上海	320.09	3.51	1.17

政策端：《关于建立煤电容量电价机制的通知》落地，煤电正式由“单一制电价”调整为“两部制”，充分肯定煤电容量价值

- 国家发改委2023年11月10日印发《关于建立煤电容量电价机制的通知》，推动煤电辅佐新型电力系统建设、充分发挥支撑调节作用，建立煤电容量电价机制。煤电容量电价按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式确定。容量电价确定为每年每千瓦330元，通过容量电价回收固定成本比例，考虑各地电力系统的需要而确定，2024-2025年多数地方为30%左右，即为100元/KW·年，部分煤电功能转型快的为50%左右，即为165元/KW·年。2026年起，将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于50%。

表：2024-2025年各省煤电容量电价定价

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

火电三因素分析：政策+煤价+用电需求

政策端：2023年11月《关于建立煤电容量电价机制的通知》落地，主要用电大省容量电价定价为100元/KW·年，折度电容量电价约为0.02-0.026元/度，占比基准电价5%-8%

- 煤电发展趋势三步走基本确定：十四五期间增容控量、十五五控容减量、十五五后减容减量，伴随着火电发电量的下降，容量电价的比例也会相应提升，即2026年起，主要省份容量电价从100元/KW·年提升至165元/KW·年。

表：2024-2025年各省度电容量电价测算

省级电网	容量电价 (元/千 瓦·年)	利用小时 数 (h)	度电容量 电价 (元)	基准电价 (元/千瓦 时)	度电容量 电价/基准 电价	度电容量 电价/2023 年年度交 易电价	省级电网	容量电价 (元/千 瓦·年)	利用小时 数	度电容量 电价 (元/ 千瓦时)	基准电价 (元/千瓦 时)	度电容量 电价/基准 电价	度电容量 电价/2023 年年度交 易电价
北京	100	3,886	0.026	0.3598	7.2%	6.0%	湖北	100	4,623	0.022	0.4161	5.2%	4.4%
天津	100	3,689	0.027	0.3655	7.4%	6.2%	陕西	100	4,825	0.021	0.3545	5.8%	4.9%
冀北	100	4,222	0.024	0.3720	6.4%	5.4%	新疆	100	5,126	0.020	0.2595	7.5%	6.3%
河北	100	4,222	0.024	0.3720	6.4%	5.4%	宁夏	100	4,918	0.020	0.2595	7.8%	6.6%
山西	100	4,490	0.022	0.3320	6.7%	5.6%	甘肃	100	5,081	0.020	0.3078	6.4%	5.4%
山东	100	4,416	0.023	0.3679	6.2%	5.2%	深圳	100	4,163	0.024	0.4530	5.3%	4.5%
蒙西	100	5,007	0.020	0.2829	7.1%	5.9%	广东	100	4,163	0.024	0.4530	5.3%	4.5%
蒙东	100	5,007	0.020	0.3035	6.6%	5.5%	海南	100	3,839	0.026	0.4298	6.1%	5.1%
辽宁	100	3,402	0.029	0.3749	7.8%	6.6%	贵州	100	3,866	0.026	0.3515	7.4%	6.2%
吉林	100	3,442	0.029	0.3731	7.8%	6.5%	河南	165	3,626	0.046	0.3779	12.0%	10.1%
黑龙江	100	3,297	0.030	0.3740	8.1%	6.8%	湖南	165	4,129	0.040	0.4500	8.9%	7.5%
上海	100	3,627	0.028	0.4155	6.6%	5.6%	重庆	165	4,766	0.035	0.3964	8.7%	7.3%
江苏	100	4,439	0.023	0.3910	5.8%	4.8%	四川	165	4,325	0.038	0.4012	9.5%	8.0%
浙江	100	4,720	0.021	0.4153	5.1%	4.3%	青海	165	4,062	0.041	0.2277	17.8%	15.0%
安徽	100	4,894	0.020	0.3844	5.3%	4.5%	云南	165	3,001	0.055	0.3358	16.4%	13.8%
福建	100	4,370	0.023	0.3932	5.8%	4.9%	广西	165	3,927	0.042	0.4207	10.0%	8.4%
江西	100	4,832	0.021	0.4143	5.0%	4.2%							

容量电费落地后对主流火电公司的营收贡献约4%-5%

- 按照2024-2025年容量补偿100元/KW·年测算，倒推2022年容量电费，华电国际、华能国际、国电电力、内蒙华电、皖能电力、浙能电力、粤电力、申能股份容量电费收入分别为52.29亿元、106.79亿元、71.84亿元、11.4亿元、8.87亿元、32.91亿元、26.94亿元、11.83亿元，容量电费占比2022年营收分别为5%、4%、4%、5%、4%、4%、5%、4%。

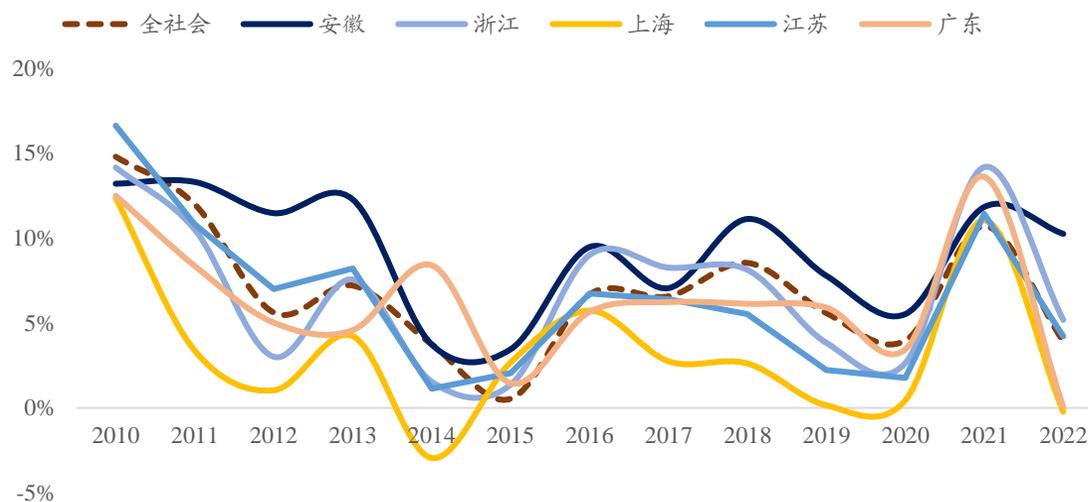
表：2024-2025年煤电容量电价对主要火电上市公司业绩弹性测算（估值日2023/12/27）

公司代码	公司名称	总市值（亿元）	2022年营收（亿元）	2022年火电装机（万千瓦）	容量电费预计（亿元）	容量电费占比2022营收
600027.SH	华电国际	531.8	1,102.2	5229	52.29	5%
600011.SH	华能国际	1,191.5	2,467.4	10679	106.79	4%
600795.SH	国电电力	708.1	1,912.3	7184	71.84	4%
600863.SH	内蒙华电	250.6	236.0	1140	11.40	5%
000543.SZ	皖能电力	151.2	237.3	887	8.87	4%
600023.SH	浙能电力	628.9	795.3	3291	32.91	4%
000539.SZ	粤电力	265.7	543.2	2694	26.94	5%
600642.SH	申能股份	290.7	278.4	1183	11.83	4%

多省2024年年度长协电价落地，2024年电价同比降幅可控

- **江苏：**江苏省发改委发布《2024年江苏电力市场年度交易结果》出炉，考虑容量电价后综合电价高于 2023 年，大超市场预期！核心：2024年交易均价452.94元/兆瓦时，较江苏基准电价391元/兆瓦时相比，上浮15.84%；考虑江苏容量电价定价为100元/KW·年（约23元/兆瓦时），综合电价较2023年交易电价 466.64 元/兆瓦时上浮1.99%，大超市场预期。
- **广东：**广东省发改委发布《2024年广东电力市场年度交易结果》出炉，考虑容量电价后综合电价较 2023年同比-11.60%，符合市场预期。电价落地，2024年关注澳煤端继续打开对沿海电厂的盈利修复贡献。7月以来市场一直担心广东的电价下降，考虑容量电价补贴后广东的电价水平较2023年-11.6%，随着澳煤进口的放开，明年进口煤价格或较国内煤有一定的价格优势，关注沿海电厂的业绩弹性，建议关注华能国际、粤电力。

表：全社会和主要省份用电量增速



煤价：复盘2019年以来动力煤价格走势，2021年以来动力煤秦皇岛港5500大卡绝大部分时间维持在1000元以上，火电企业经营困难，我们测算在港口价格800-850元/吨是火电的盈亏平衡点

- 2021年以来动力煤价格高企，2022年动力煤秦皇岛港5500大卡价格一度突破2000元/吨（下表数据库部分停更），当前（截至2023年12月27日）动力煤价格达到933元/吨，火电厂在当前电价水平下亏损经营。根据我们测算，在平均电价在0.46元/度的假设下（在基准电价下顶格20%上浮），对应秦皇岛港5500大卡的价格在800-850元/吨是电厂的盈亏平衡点。我国动力煤价格以长协作为价格压舱石，长协定价执行“基准价+浮动价”，明确570-770元/吨为合理价格区间，2023年长协合同签约量是不低于煤矿自由资源量的80%、动力煤的75%，长协煤量暂按26亿吨规模落实；我国每年煤炭进口约2.47-3.21亿吨之间，进口煤贡献低于10%。

图：2019年以来秦皇岛港5500动力煤价格走势（元/吨）



火电三因素分析：政策+煤价+用电需求

煤价：受安监等因素综合影响，我们预计2024年动力煤需求稳中偏紧

➤ 2023年11月底-2024年5月31日，山西矿山开展专项安监工作，我们预计将影响山西动力煤产量，若叠加气候变化因素超预期影响，我们预计2024-2025年动力煤供需维持稳中偏紧状态，产能初步释放。我们预计明年秦皇岛港口5500大卡价格中枢在800-900元/吨附近，若煤炭价格在假设中枢中偏紧，火电配置上优选长协覆盖率高、煤电一体化的火电企业。

图表：煤炭行业供需平衡表

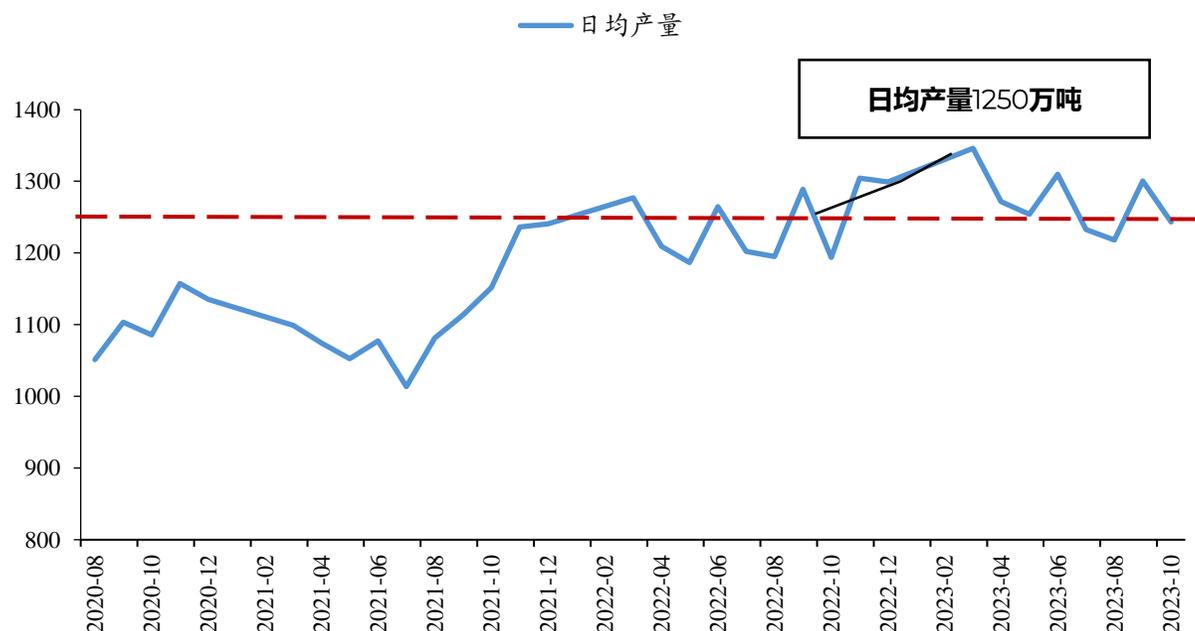
	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年E	2024年E	2025年E
动力煤										
电力行业 (亿吨)	18.75	19.87	21.20	21.30	21.90	24.20	24.60	25.75	26.52	27.05
电力耗煤增速 (%)	1.96%	5.97%	6.69%	0.47%	2.82%	8.90%	1.65%	4.67%	3.00%	2.00%
化工行业 (亿吨)	2.61	2.76	2.80	2.90	2.90	3.10	3.27	3.42	3.57	3.72
化工耗煤增速 (%)	3.16%	5.75%	1.45%	3.57%	0.00%	6.90%	5.40%	4.70%	4.50%	4.00%
建材行业 (亿吨)	5.24	5.07	4.80	4.90	4.90	5.50	5.19	5.11	4.86	4.62
建材耗煤增速 (%)	-0.19%	-3.24%	-5.33%	2.08%	0.00%	12.24%	-5.60%	-1.50%	-5.00%	-5.00%
其他行业 (亿吨)	3.91	3.99	3.85	3.54	3.50	3.57	3.52	3.45	3.38	3.31
其他耗煤增速 (%)	-4.98%	2.20%	-3.61%	-8.12%	-0.88%	2.00%	-1.60%	-2.00%	-2.00%	-2.00%
冶金行业 (亿吨)	1.42	1.44	1.54	1.60	1.72	1.75	1.78	1.82	1.73	1.68
冶金耗煤增速 (%)	0.21%	1.26%	6.93%	3.59%	7.55%	2.11%	1.70%	2.20%	-5.00%	-3.00%
炼焦煤消费量 (亿吨)	5.34	5.15	5.11	5.47	5.58	5.39	4.84	4.86	4.81	4.78
炼焦煤消费增速 (%)	1.17%	-3.63%	-0.70%	7.00%	2.02%	-3.43%	-10.16%	2.20%	-5.00%	-3.00%
消费量合计 (亿吨)	37.27	38.28	39.30	39.70	40.50	42.70	43.20	44.42	44.88	45.16
煤炭消费增速 (%)	0.78%	2.71%	2.66%	1.02%	2.02%	5.43%	1.17%	2.81%	1.04%	0.63%
供给										
商品煤产量 (亿吨)	34.10	36.43	37.60	38.50	37.46	39.42	40.39	40.23	40.23	40.03
产量增速 (%)	-1.47%	6.83%	3.21%	2.39%	-2.70%	5.23%	2.46%	-0.40%	0.00%	-0.50%
净进口量 (亿吨)	2.47	2.63	2.76	2.94	3.01	3.21	2.89	4.45	4.45	4.22
进口增速 (%)	24.15%	6.49%	5.16%	6.28%	2.44%	3.00%	-9.80%	53.76%	0.00%	-5.00%
进口煤占比 (%)	7.24%	7.21%	7.35%	7.63%	8.03%	8.13%	7.16%	11.05%	11.05%	10.55%
供给合计 (亿吨)	36.57	39.06	40.36	41.44	40.47	42.63	43.28	44.68	44.68	44.25
供需缺口 (亿吨)	-0.70	-0.78	-1.06	-1.74	0.03	0.07	-0.08	-0.26	0.20	0.91

数据来源：中国煤炭运销协会，统计局，海关总署，东吴煤炭组测算

动力煤实际产能：根据东吴煤炭的测算，预计2023年起我国实际煤炭产能将净减少。

- 根据煤炭运销协会数据，我国商品煤产量40.39亿吨，同比增长2.4%，2020-2022年，我国煤炭产能120万吨以下矿井（即中小矿井）持续退出生产，产能规模从9.03亿吨下降至6.75亿吨，平均年产能退出规模在7600万吨，考虑老旧矿井产能利用率60%-70%，预计影响产能退出规模约为4000-5000万吨。因此叠加安监等因素影响，我们预计2023/2024/2025年我国煤炭产量或净减少。

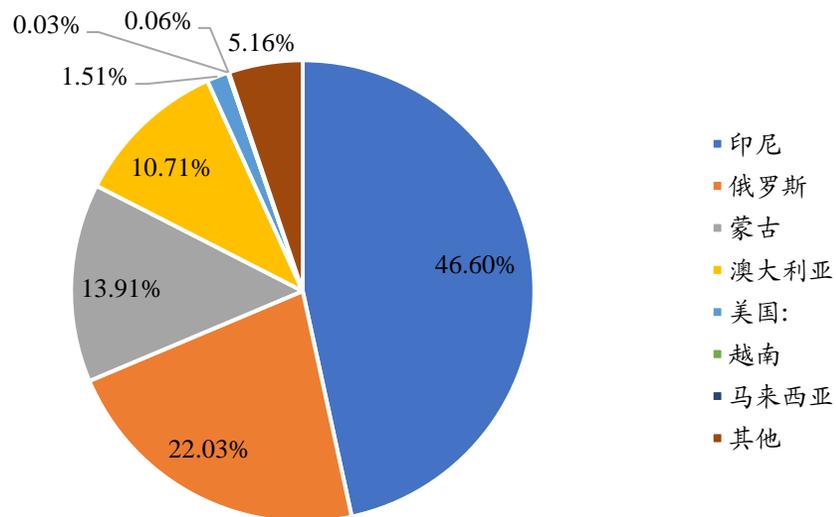
图：2020.8-煤炭日均产量约1250万吨



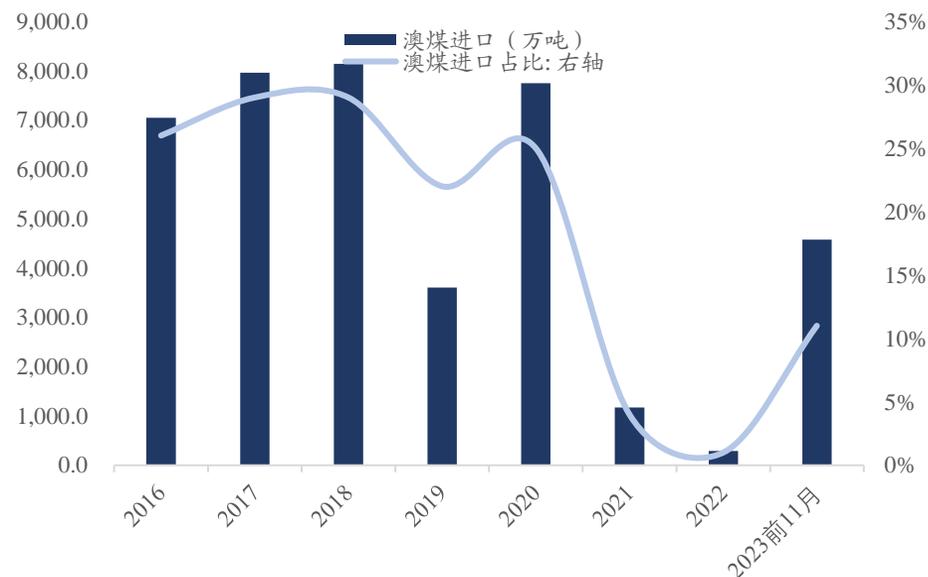
动力煤进口因素：2022年3月以来随着澳煤进口通道逐步恢复，可控，价格中枢预计2023年进口煤占比达到11%（2016年以来占比峰值），关注2024年澳煤通道或进一步打开对煤炭供给的影响。结论：考虑进口煤因素，我们认为2024年动力煤价格中枢维持800-900元/吨。

- 2023年1-11月数据，我国从澳大利亚进口煤炭达到4575万吨，同比增长超15倍，主要源于澳煤进口通道逐步恢复，占比进口总量的11%；追溯到“澳煤禁令”事件前，2016/2017/2018/2019年澳煤进口占比进口总量的分别为26%/29%/29%/22%；若假设2024年澳煤进口占比达到22%，较2023年前十月提升11pct，约贡献4000-5000万吨的增量，继续关注2024年进口煤因素的影响，尤其关注澳煤通道打开的边际变化。

图：2022年1-11月我国进口煤情况占比



图：2016-2023前11月澳煤进口数和占比



火电的用电需求：时间维度关注尖峰负荷下现货市场的高电价对火电的盈利丰厚程度

- 新型电力系统的核心矛盾在于：在电源侧从稳定发电的煤电为主体转向以不稳定电源风电光伏为主体，时间维度的发电不平衡。我们在数据测算中引入一个衡量发电不平衡的量化指标“尖峰负荷”，而非绝对时间的发电量。在尖峰负荷的测算乘数上，我们光伏的乘数为“0”（晚间高峰无出力）、风电乘数为“20%”（考虑极热无风），水电乘数为“60%”（考虑雨季和旱季），而火电、核电乘数为“100%”（火电、核电容量价值体现）。市场对于未来的风电光伏新增装机预期或高或低，但是存量装机占比上风电+光伏长期增长趋势基本确定，而考虑的乘数（20%和0%）尖峰负荷增长远超稳定负荷增长速度，尖峰负荷缺电现象或更加常态化。尖峰负荷下火电有望在现货电能市场上获得更高的度电电价，火电在“缺电”状态下的盈利能力也有望得到大规模提升。

表：尖峰负荷测算平衡表

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E	核心假设
尖峰负荷预计	10.77	11.91	12.90	13.70	14.66	15.69	
尖峰负荷增长率	2.3%	10.6%	8.3%	6.2%	7.0%	7.0%	
风电出力	0.56	0.66	0.73	0.83	0.88	0.93	假设20%出力
光伏出力	0	0	0	0	0	0	假设0
火电出力	12.46	12.97	13.32	14.02	14.72	15.02	假设100%
水电出力	2.22	2.35	2.48	2.61	2.74	2.87	假设60%
核电出力	0.50	0.53	0.56	0.60	0.65	0.71	假设100%
总稳定电源	15.75	16.50	17.09	18.06	18.99	19.54	

尖峰负荷/总稳定
负荷

68%

72%

75%

76%

77%

尖峰负荷增长远超稳定负荷增长，
80%尖峰负荷缺电现象将更加常态化

✓ **华能国际：全国最大的火电龙头，受益于煤电容量电价落地**

政策端：国家发改委2023年11月10日印发《关于建立煤电容量电价机制的通知》，推动煤电辅佐新型电力系统建设、充分发挥支撑调节作用，建立煤电容量电价机制。煤电容量电价按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式确定。

盈利弹性：按照2024-2025年容量补偿100元/KW·年测算，倒推2022年容量电费，华电国际容量电费收入为52.29亿元，容量电费占比2022年营收分别为5%。

公司层面：背靠华能集团，2023年受益于进口煤价格回落，公司2023H1扭亏，2024年进口煤成本可控。

风险提示：电价不及预期、煤价超预期上涨的可能性等。

✓ **华电国际：优质火电龙头，参股华电新能享投资收益**

政策端：国家发改委2023年11月10日印发《关于建立煤电容量电价机制的通知》，推动煤电辅佐新型电力系统建设、充分发挥支撑调节作用，建立煤电容量电价机制。煤电容量电价按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式确定。

盈利弹性：按照2024-2025年容量补偿100元/KW·年测算，倒推2022年容量电费，华电国际容量电费收入为106.79亿元，容量电费占比2022年营收分别为4%。

公司层面：背靠华电集团，2022年以来受益于山东火电容量电价的试点以及推向全国的政策落地，华电国际作为电力公司中鲜有的体内无新能源资产的电力公司，火电资产盈利持续改善，享有华电新能投资收益稳扎稳打。

风险提示：电价不及预期、煤价超预期上涨的可能性等。

✓ **皖能电力：背靠新势力基地安徽用电量需求攀升，新疆机组投产盈利进一步改善**

根据安徽省统计局数据，2022年安徽省全社会用电量2993.2亿千瓦时，2019-2022三年复合增速9.2%，高于全国平均增速水平。截至2022年底，公司安徽省内火电装机容量3976万千瓦，占比安徽省内总装机的22.3%。基于电力需求充裕的安徽，公司锁定较高的年度交易电价和较低的动力煤长协价，是公司的核心优势。长协煤：2023年长协覆盖率预计在80%；长协电：2022/2023年公司90%的电量属于年度交易，月度和现货作为补充。

✓ **江苏国信：江苏省国资委下属电力金融双平台**

2023年12月，江苏省发改委发布《2024年江苏电力市场年度交易结果》出炉，考虑容量电价后综合电价高于2023年，电价超市场预期。2024年交易均价452.94元/兆瓦时，较江苏基准电价391元/兆瓦时相比，上浮15.84%；考虑江苏容量电价定价为100元/KW·年（约23元/兆瓦时），综合电价较2023年交易电价466.64元/兆瓦时上浮1.99%。

✓ **浙能电力：背靠数字经济大省浙江，参股核电贡献稳定投资收益**

2022年浙江省经历了长达62天的历史罕见高温，累计26天最高用电负荷破亿，煤电机组平均负荷率87.4%，同比上升13.9pct，我们预计十四五期间浙江省区域用电供需紧平衡，尖峰负荷时间大幅依赖火电出力。进入2024年，浙江省算力等高科技用电量需求有望进一步攀升，贡献增量用电缺口。

✓ **申能股份：立足上海及长三角，多元拓展电力及油气等综合能源业务**

容量电价落地，2022以来煤电电量市场化比例大幅提升，煤电业务盈利持续修复。同时公司积极发力绿电业务，新能源装机快速增长，参股核电、抽蓄等稳健资产贡献投资收益，公司油气管输业务具有地域垄断优势，拓展深化中海油、中石化的合作。

风险提示：电价不及预期、煤价超预期上涨的可能性等。

投资主线三：煤价成本可控，关注国电电力、内蒙华电、粤电力

✓ 国电电力：2022年97%长协，资产质量卓越

公司背靠国家能源集团，成本端煤炭长协接近100%覆盖，前期减值计提充分，资产质量卓越。煤电联营优势显著，新增装机提升公司业绩中枢。公司2022 年长协煤占比达到97%，入炉标煤单价978.78 元/吨，同比增长8.7%。虽然高比例长协使得公司煤价对业绩的弹性小于平均水平，但在动力煤价格中枢比较高的长时间内，可控的成本让公司有望获得稳健的盈利和ROE水平。

✓ 内蒙华电：煤电一体化有望贡献高股息

公司承诺2022-2024 年每年以现金方式分配的利润原则上不少于当年实现的合并报表可供分配利润的70%且每股派息不低于0.1 元。公司2022 年年度每股派现金红利0.164 元，占公司合并报表可供分配利润的70.2%，以除权（息）日收盘价3.49 元/股计算，股息率达4.7%。

✓ 粤电力：受益于进口煤价格下降趋势下，盈利弹性大

2023年12月，广东省发改委发布《2024年广东电力市场年度交易结果》出炉，考虑容量电价后综合电价较 2023年同比-11.60%，符合市场预期。展望2024年，核心关注进口煤价的下行可能，2023年1-11月数据，我国从澳大利亚进口煤炭达到4575万吨，同比增长超15倍，主要源于澳煤进口通道逐步恢复，占比进口总量的11%；追溯到“澳煤禁令”事件前，2016/2017/2018/2019年澳煤进口占比进口总量的分别为26%/29%/29%/22%；若假设2024年澳煤进口占比达到22%，较2023年前十月提升11pct，约贡献4000-5000万吨的增量，继续关注2024年进口煤因素的影响，尤其关注澳煤通道打开的边际变化。若进口煤价格较国内价格有较大优势，进口煤占比高的粤电力、华能国际将充分受益。

风险提示：电价不及预期、煤价超预期上涨的可能性等。



- 1. 市场化改革，电源各寻其位，可预期性提升

- 1.1 水电：来水恢复电量反转，受益市场化电价有弹性

- 1.2 核电：基荷电源确定性成长，长期ROE翻倍分红提升

- 1.3 火电：政策端容量电价落地，24年更关注煤价和用电需求

- 1.4 消纳：关注特高压和电网智能化产业链

- 2. 天然气：降费顺价促终端需求释放，现金流价值凸显分红提升

- 3. 投资建议与风险提示

消纳——关注特高压和电网智能化产业链

新型电力系统下：“源网荷储”的变化

电源侧：（1）稳定可控火电 \longrightarrow 不可控风电光伏；（2）风电光伏发展趋势：集中式 \longrightarrow 分布式；

关键技术：新能源功率预测、火电灵活性改造、绿氢发电

终端负荷侧：用能终端电气化、负荷多元化；

关键技术：需求侧响应、虚拟电厂等

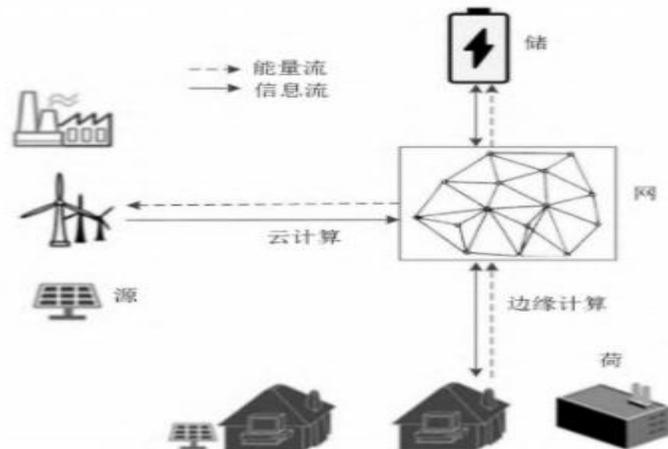
电网侧：（1）投资重点从输电网 \longrightarrow 配电网；（2）电网从“源随荷变” \longrightarrow “荷源协调”，对负荷侧的科学化管理（虚拟电厂）以及对终端能耗的节能控制（综合能源服务）是产业发展趋势；（3）随着“制造业的转移”以及第三世界国家的崛起，我国电网设备公司也乘着“一带一路”的东风，走出国门，国际化进程加快。

关键技术：特高压/高压级联、无功补偿、配电网智能化等

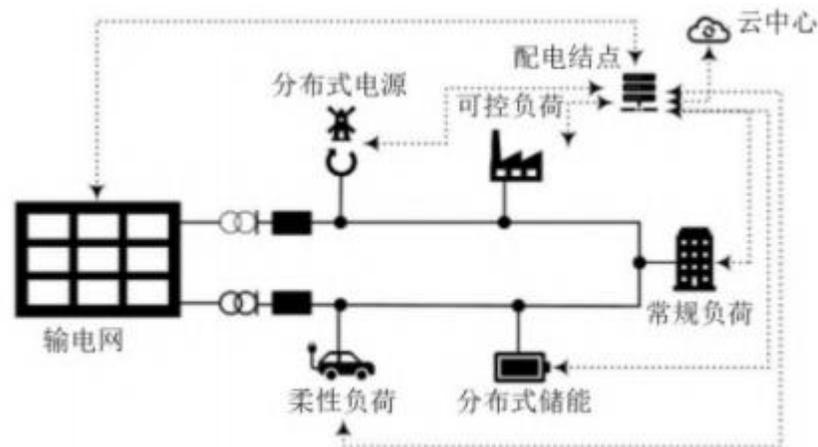
储能侧：以抽水蓄能为主体，电化学储能增速最快，其余新型储能萌发；

关键技术：电网侧抽水蓄能+电化学储能、工商业储能等

源网荷储一体化新型电力系统

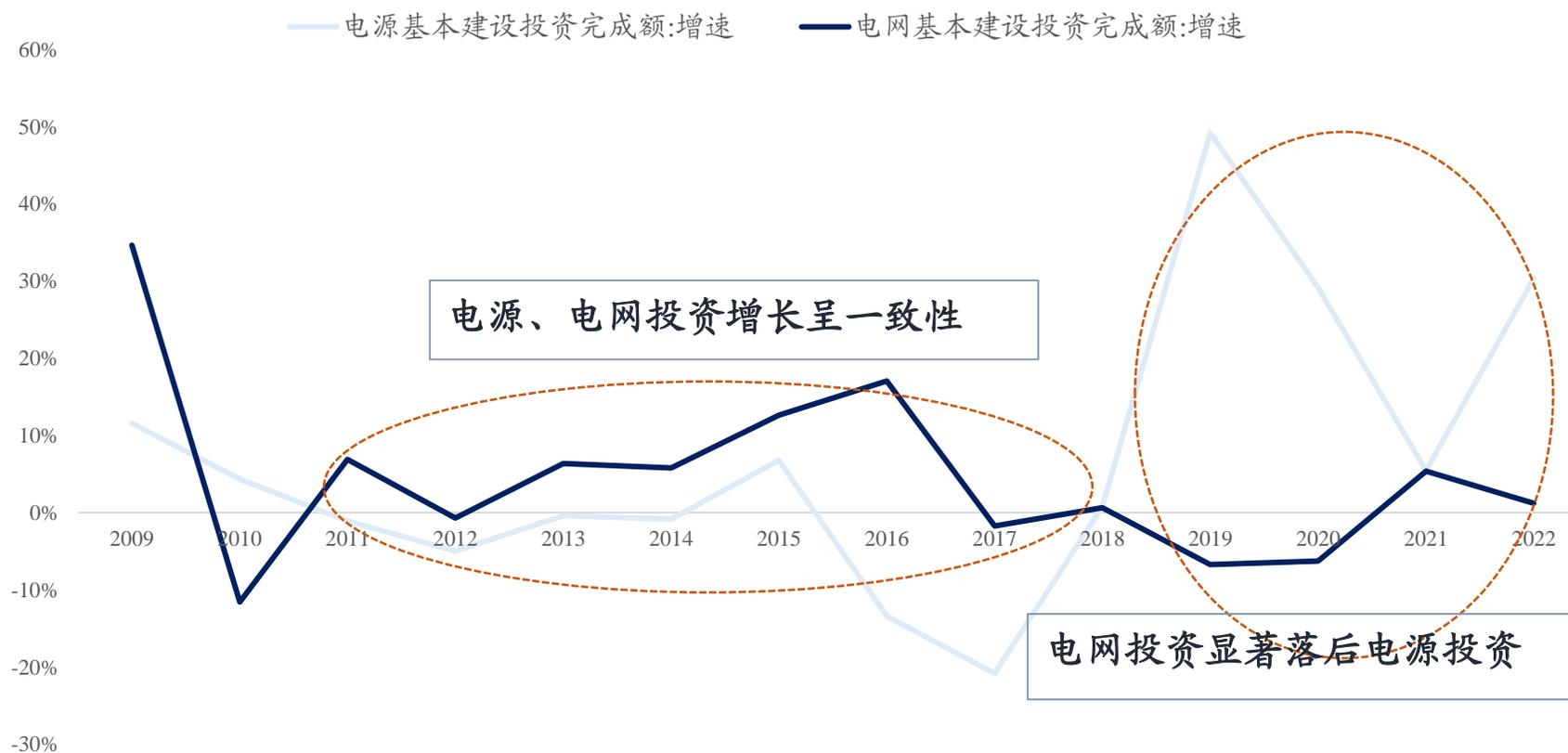


新型电力系统的“源随荷动”



复盘电网电源投资周期：2023-2025年电网大投资势在必行

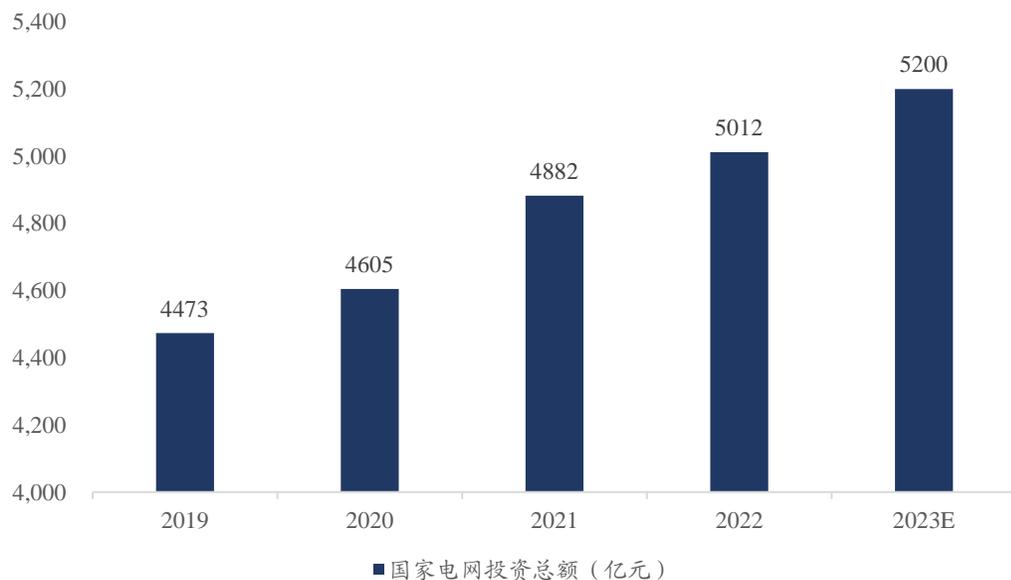
复盘2009-2022年电源、电网投资完成额，我们预计2023-2025年间电网大投资势在必行。在2011-2018年期间，电源投资、电网投资的增长具有一致性，而进入2019年，在碳中和的大背景下，我国电源侧新能源发电进入大投资阶段，2019-2022年期间风电光伏迎来了大发展，而电网投资尚未跟上，这也是2019年以来电荒现象频发的根本原因，因此我们预计为满足风电光伏的消纳，2023-2025年为电网大投资阶段。



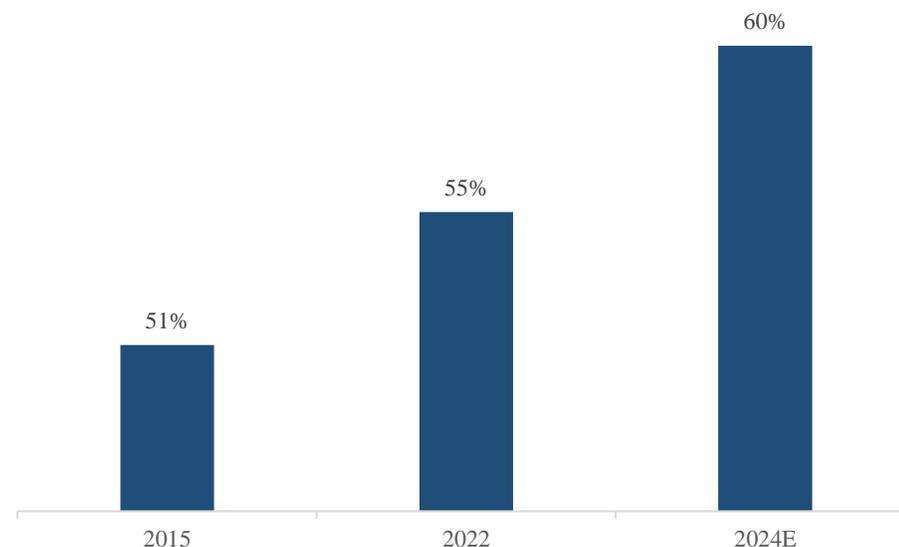
电网发展四大趋势之一：配电网智能化趋势

电网投资重点从输电网走向配电网，重视配电网智能化产业链发展机会。2019-2022年国家电网实现投资总额4473亿元、4605亿元、4882亿元、5012亿元，2023年1月11日国家电网董事长辛保安在接受采访时表示2023年将继续加大电网投资，预计投资超5200亿元，再创历史新高，而电网投资结构性特征突出，根据中电联数据，我国配电网的投资占比从2015年的51%提升至2022年55%，我们预计十四五配电网投资占比有望突破60%，年均投资额有望超3500亿；配电网板块尤其重视提高配电网的自动化、智能化水平；电网信息化投资占比有望提升至10%+，年均投资额有望突破600亿元。随着配电网智能化水平的提高，二次设备以及一二次融合设备（环网柜、负荷开关等）投资比例也将显著提高。推荐电网智能化标的威胜信息、东软载波、安科瑞等。

2023年国家电网预计投资额超5200亿元，再创历史新高



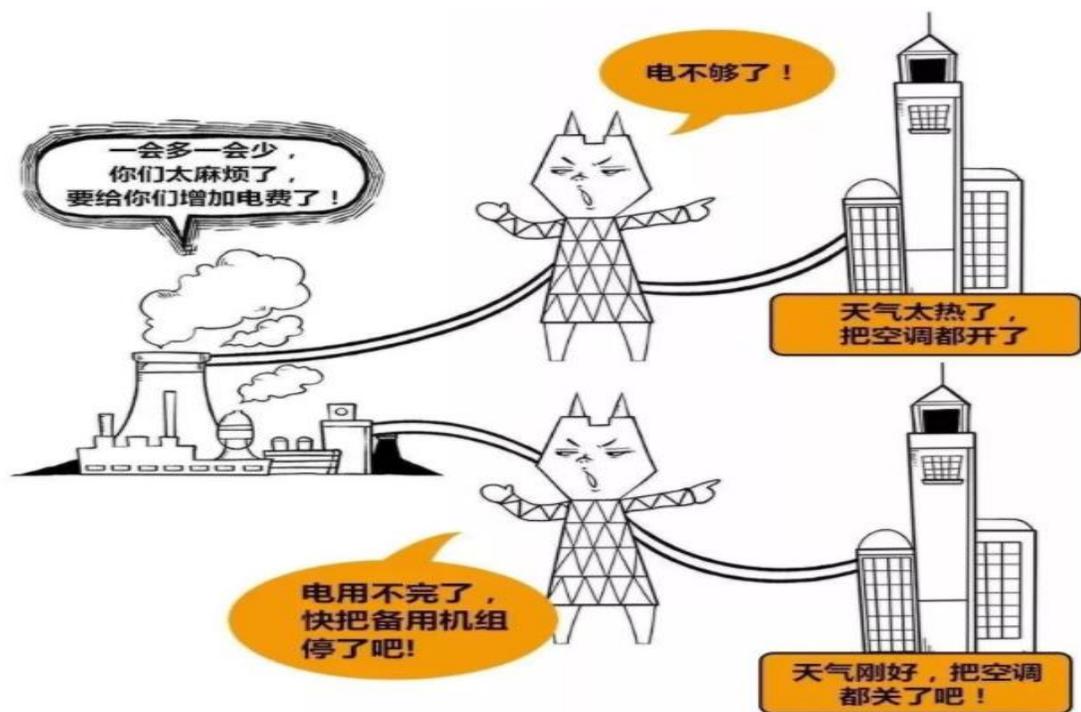
我们预计2024年配电网投资占比有望突破60%



电网发展四大趋势之二：电网数字化趋势

电网数字化进程进入智慧化阶段，重视虚拟电厂产业链机会。虚拟电厂的提出主要为了整合各种分布式能源和可控负荷及储能装置等，通过分布式电力管理系统将电网中分布式电源、可控负荷和储能装置聚合成一个虚拟的可控集合体，参与电网的运行和调度，协调智能电网和分布式电源间的矛盾，充分挖掘分布式能源为电网和用户所带来的效益。虚拟电厂不是传统意义上的发电厂，而是相当于一个电力“智能管家”。在光伏等分布式能源有间歇性时，通过储能装置把它们组织起来，形成稳定、可控的“大电厂”，处理虚拟电网与大电网的关系。

没有虚拟电厂电厂需留足备用容量



有了虚拟电厂后，虚拟电厂参与负荷和分布式发电的调节



电网发展四大趋势之三：电网设备出口趋势

我国电网设备公司国际化进程加速，重视电网设备出口产业链机会。随着“制造业的转移”以及第三世界国家的崛起，我国电网设备公司也乘着“一带一路”的东风，走出国门，国际化进程加快。截至2022年，国家电网积极参与“一带一路”建设，稳健扩展国际业务，在全球46个国家和地区开展国际业务，跨国输电线路年度交易电量超过47亿千瓦时，累计超过420亿千瓦时。电网投资运营海外资产，有利于带动国内电力、石化、通信等装备制造和工程承包企业实现国际化发展，促进中国制造产能海外转移，保持中国制造全球地位有重要意义。

国家电网顺应“一带一路”产业趋势，加码出海投资

稳健运营境外资产

积极参与“一带一路”建设，稳健扩展国际业务。发挥好全球能源互联网发展合作组织、能源电力转型国际论坛等平台作用，为全球能源治理贡献中国方案。



在全球
46个
国家和地区开展国际业务



跨国输电线路年度交易电量
47亿千瓦时
累计超过
420亿千瓦时

公司承建的土耳其首个直流工程凡城项目建成投运

东非电力高速公路埃塞俄比亚-肯尼亚±500千伏直流输电工程建成投运

成功中标德国海上风电柔性直流送出、印度尼西亚高级智能计量系统等项目

与周边国家建成跨国输电线路

10条

成功中标巴西绿电输电特许权

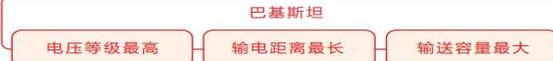


巴基斯坦默拉直流输电工程投入商业运行

在巴西，巴西美丽山特高压输电项目是整个美洲电压等级最高、技术最先进的国家级骨干输电项目



在巴基斯坦，投资建设运营的默拉直流输电项目



在埃塞俄比亚，承建的500千伏输变电工程是非洲最先进的输变电工程



建设巴西、巴基斯坦、埃及、埃塞俄比亚、波兰等国家级重点骨干电网项目



- 1. 市场化改革，电源各寻其位，可预期性提升

- 1.1 水电：来水恢复电量反转，受益市场化电价有弹性

- 1.2 核电：基荷电源确定性成长，长期ROE翻倍分红提升

- 1.3 火电：政策端容量电价落地，24年更关注煤价和用电需求

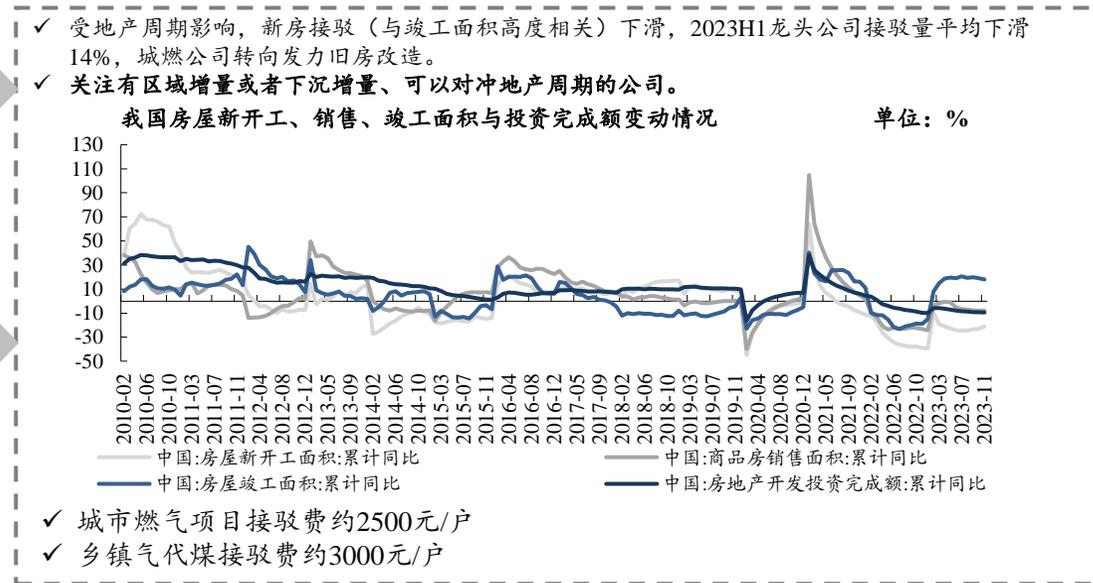
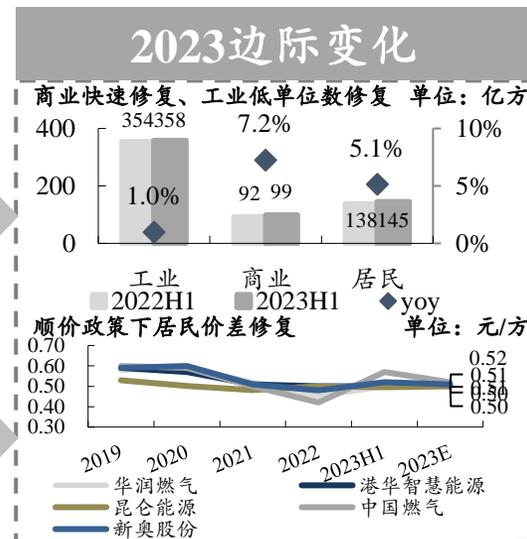
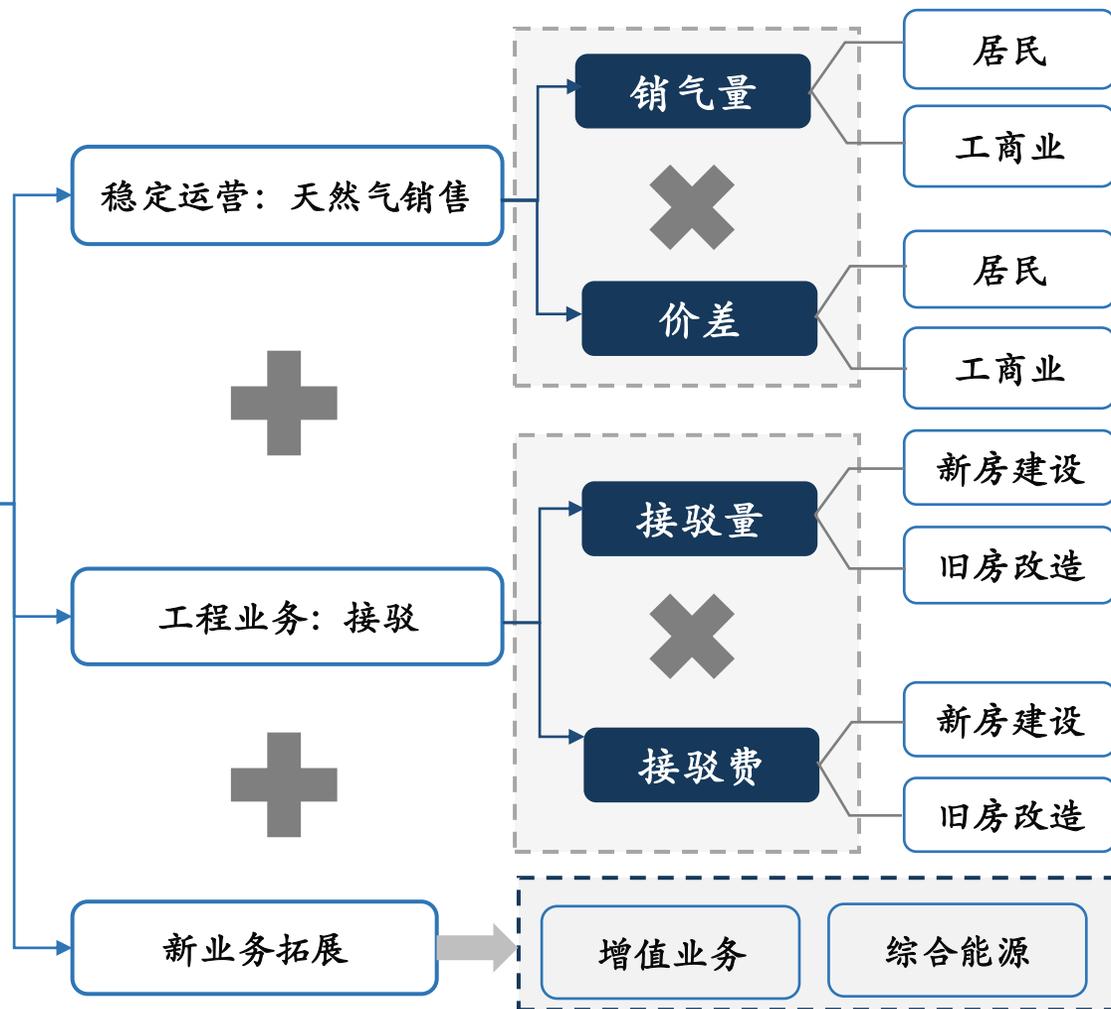
- 1.4 消纳：关注特高压和电网智能化产业链

- 2. 天然气：降费顺价促终端需求释放，现金流价值凸显分红提升

- 3. 投资建议与风险提示

天然气——降费顺价促终端需求释放，现金流价值凸显分红提升

城市燃气

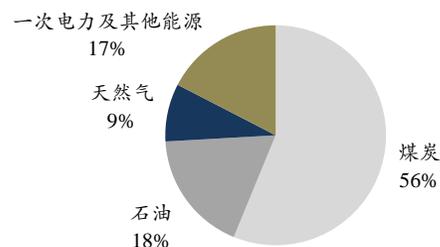


- **降费顺价促终端需求释放。**
- ✓ **价差：顺价落地&气源成本压力缓解，价差修复。** 2023年气源端（2023H1售气平均经营利润0.11元/方，同比+3.4%，环比由-0.01元/方转正）、城燃端（2023H1价差同比+0.02元/方至0.52元/方）盈利能力均有修复迹象，天然气产业链各环节盈利理顺；**截至2023年12月底，全国共有27%的地级及以上城市进行了居民顺价，提价幅度为0.20元/方，高于中石油2023H1涨价幅度0.13元/方。预计气源成本压力缓解，毛差顺利恢复。**
- ✓ **气量：降费使得终端价格可控、量增复苏可持续。** 海外气价回落成本压力缓解+经济复苏，2023H1五大龙头城燃公司工业/商业/居民销气量合计修复幅度分别达到1.0%/7.2%/5.1%。12月发布的《空气质量持续改善行动计划》&《关于核定跨省天然气管道运输价格的通知》强调持续增加天然气生产供应，积极稳妥推进以气代煤、合理制定并严格监管输配气价格、建立健全终端销售价格与采购价格联动机制，**运价下调天然气资源流动性增强&需求释放。2022-2030年天然气消费量复合增速为5.8%，行业持续增长。**
- ✓ **接驳：关注有区域增量或者下沉增量、可以对冲地产周期的公司。** 受地产周期影响，新房接驳（与竣工面积高度相关）下滑，2023H1龙头公司接驳量平均下滑14%，城燃公司转向发力旧房改造。
- **现金流价值凸显分红存在提升空间，对标长电估值待提升。** 2016-2023H1燃气板块自由现金流持续为正。2021-2022年自由现金流占归母净利润比例均值40.8%；板块分红率平均值32.5%，尚有8.3pct的提升空间。对标长江电力，燃气龙头PB-ROE比值偏低，估值存在提升空间。龙头城燃普遍未达政策规定的7%收益率，配气费存在提升空间，ROA有望进一步提升。
- **投资建议：** 政策推动燃气行业降费顺价，促终端需求释放；板块现金流价值凸显，具备分红提升潜力。重点推荐：**1) 稳健增长下的高股息资产【蓝天燃气】【新奥股份】；2) 具备核心资产，受益需求释放【九丰能源】【天壕能源】。**
- **风险提示：** 经济复苏不及预期、安全经营风险、政策变化、汇率波动

能源结构改善天然气需求稳增，价格机制理顺行业有序发展

- ✓ **12月，国务院印发《空气质量持续改善行动计划》，强调保障天然气生产供应，行业持续发展。** 2016年12月，国家发改委、能源局发布的《能源生产和消费革命战略（2016—2030）》中提到，2030年天然气占能源消费总量达到15%左右。2023年12月，国务院印发《空气质量持续改善行动计划》提到持续增加天然气生产供应，新增天然气优先保障居民生活和清洁取暖需求，积极稳妥推进以气代煤；进一步强调天然气在能源结构中的地位，政策利好下天然气具有良好的发展前景。根据《碳达峰碳中和愿景下中国能源需求预测与转型发展趋势》的预测，我国一次能源消费量2030年前后达峰，峰值约为60.1×108t标准煤；碳排放量2025年前后达峰，峰值约为107×108t；2030年天然气能源结构占比为12.0%。按照1亿吨标准煤对应799亿方天然气进行换算，2030年天然气消费量为5762亿方，**2022-2030年天然气消费量复合增速为5.8%，行业持续增长。**
- ✓ **《计划》强调理顺价格机制，保障行业有序发展。**《计划》提到，减少城镇燃气输配气层级，合理制定并严格监管输配气价格，建立健全终端销售价格与采购价格联动机制，落实好清洁取暖气价政策。

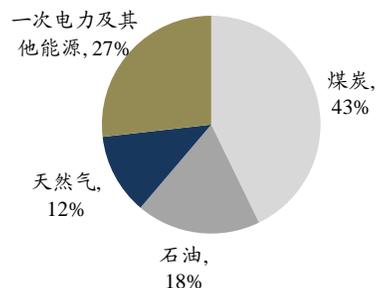
图：2022年我国能源消费结构



图：2022-2030年天然气消费量复合增速为5.8%

	2018	2019	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
能源消费总量 (亿吨标准煤)	47.2	48.7	49.8	52.4	54.1	54.9	55.7	56.5	57.3	58.0	58.7	59.4	60.1
能源消费总量yoy	3.5%	3.3%	2.2%	5.2%	3.2%	1.5%	1.5%	1.4%	1.4%	1.2%	1.2%	1.2%	1.2%
天然气占能源消费总量比例 (%)	7.6%	8.0%	8.4%	8.9%	8.5%	8.9%	9.3%	9.7%	10.1%	10.5%	11.0%	11.5%	12%
天然气消费量 (亿吨标准煤)	3.6	3.9	4.2	4.7	4.6	4.9	5.2	5.5	5.8	6.1	6.4	6.8	7.2
天然气消费量 (亿方)	2817	3060	3340	3726	3663	3893	4127	4367	4612	4854	5147	5446	5762
天然气消费量yoy	17.7%	8.6%	9.2%	11.6%	-1.7%	6.3%	6.0%	5.8%	5.6%	5.2%	6.0%	5.8%	5.8%

图：2030E我国能源消费结构



注：假设能源消费总量，2022-2026年每年增加0.8亿吨标准煤，2026-2030年每年增加0.7亿吨标准煤；天然气占能源消费总量比例，2022-2027年每年增加0.4pct，2027-2030年每年增加0.5pct

数据来源：《碳达峰碳中和愿景下中国能源需求预测与转型发展趋势》，发改委，东吴证券研究所

降费顺价促终端需求释放

图：主要管线核价前后对比（含税价，单位：元/千方·公里）

全国一张网继续推进&运价下调，天然气资源流动性增强、需求释放

- 2023年12月5日，国家发改委印发《关于核定跨省天然气管道运输价格的通知》，对国家管网集团经营的跨省（自治区、直辖市）天然气管道进行了定价成本监审，据此核定了西北、东北、中东部及西南四个价区管道运输价格，该价格标准自2024年1月1日起开始执行。
- 国家管网集团经营的跨省天然气管道运价率由10个大幅减少至4个，天然气资源流动性增强助力行业高质量发展。《通知》根据我国天然气市场结构和管道分布情况，以宁夏中卫、河北永清、贵州贵阳等管道关键节点为主要界限，将国家管网集团经营管道划入西北、东北、中东部及西南4个定价区，实现“一区一价”。“一区一价”改变了传统“一线一价”的定价方式，价区的减少构建了相对统一的运价结构，打破了运价率过多对管网运行的条线分割，有望加快管输系统的优化整合，推动“全国一张网”的形成。
- 分区核价后加权平均运输价格整体下调13.7%，有望降低下游用户用气成本促进天然气消费量释放。发改委核定西北价区运价率为0.1262元/千方·公里（含9%增值税，下同）、东北价区运价率为0.1828元/千方·公里、中东部价区运价率为0.2783元/千方·公里、西南价区运价率为0.3411元/千方·公里。核价后，主要管线的运输价格平均值（按照管线设计能力加权）从0.2765元/千方·公里下调0.0380元/千方·公里至0.2385元/千方·公里，下调幅度13.7%。

区域	管线名称	核价前运价	核价后运价	设计能力(亿方/年)	变动幅度
中东部	西一线东段(中卫以东)	0.2386	0.2783	170	16.6%
	西二线东段(中卫以东)	0.2386	0.2783	280	16.6%
	西三线东段(中卫以东)	0.1202	0.2783	300	131.5%
	陕京一线	0.2805	0.2783	10	-0.8%
	陕京二线	0.2805	0.2783	170	-0.8%
	陕京三线	0.2805	0.2783	150	-0.8%
	陕京四线	0.2805	0.2783	250	-0.8%
	川气东送	0.3824	0.2783	180	-27.2%
	榆济线	0.4363	0.2783	40	-36.2%
	忠武线	0.2386	0.2783	30	16.6%
	中贵线	0.389	0.2783	150	-28.5%
	长宁线	0.2386	0.2783	10.8	16.6%
	中缅线(贵阳-贵港段)	0.4035	0.2783	127	-31.0%
	唐山LNG管线	0.2805	0.2783	147	-0.8%
	江苏LNG管线	0.2805	0.2783	135	-0.8%
	广西LNG管线	0.2386	0.2783	80	16.6%
	天津LNG管线	0.2805	0.2783	103	-0.8%
	安济线	0.2805	0.2783	30	-0.8%
	青宁线	0.2805	0.2783	72	-0.8%
	西北	港清线	0.2805	0.2783	31
冀宁联络线		0.2805	0.2783	220	-0.8%
新粤浙线		0.2386	0.2783	60	16.6%
兰银线东段		0.2386	0.2783	35	16.6%
鄂安沧线		0.2805	0.2783	70	-0.8%
中开线		0.2386	0.2783	30	16.6%
中俄东线南段		0.2805	0.2783	189	-0.8%
蒙西管道		0.2805	0.2783	66	-0.8%
苏皖管道		0.2805	0.2783	127	-0.8%
西一线西段(中卫以西)		0.1416	0.1262	170	-10.9%
东北	西二线西段(中卫以西)	0.1416	0.1262	300	-10.9%
	西三线西段(中卫以西)	0.1202	0.1262	300	5.0%
	涩宁兰线	0.1416	0.1262	68	-10.9%
	兰银线西段	0.1416	0.1262	35.2	-10.9%
	鄯乌线	0.1416	0.1262	6	-10.9%
西南	秦沈线	0.4594	0.1828	90	-60.2%
	哈沈线	0.4594	0.1828	100	-60.2%
	大沈线	0.4594	0.1828	84	-60.2%
	永唐秦线	0.2805	0.1828	90	-34.8%
平均运价(按照设计能力加权)	中俄东线(黑河-永清段)	0.4594	0.1828	380	-60.2%
	中缅线(瑞丽-贵阳段)	0.4035	0.3411	100	-15.5%
平均运价(按照设计能力加权)		0.2765	0.2385		-13.7%

注：部分管道并未公布核价前的所属区域及运价，核价前运价按照管线起点、终点所在位置进行推算。

数据来源：国家管网集团，发改委，东吴证券研究所

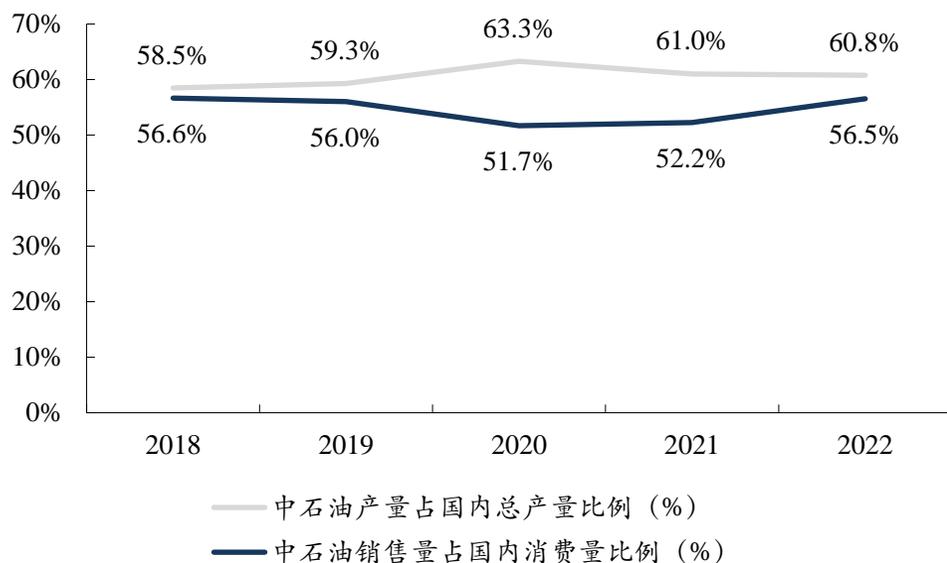
上游：2023年气源端价格合理提升，上游盈利理顺

➤ 中石油天然气平均成本可以代表国内整体天然气成本水平，2020-2022年成本持续上行。

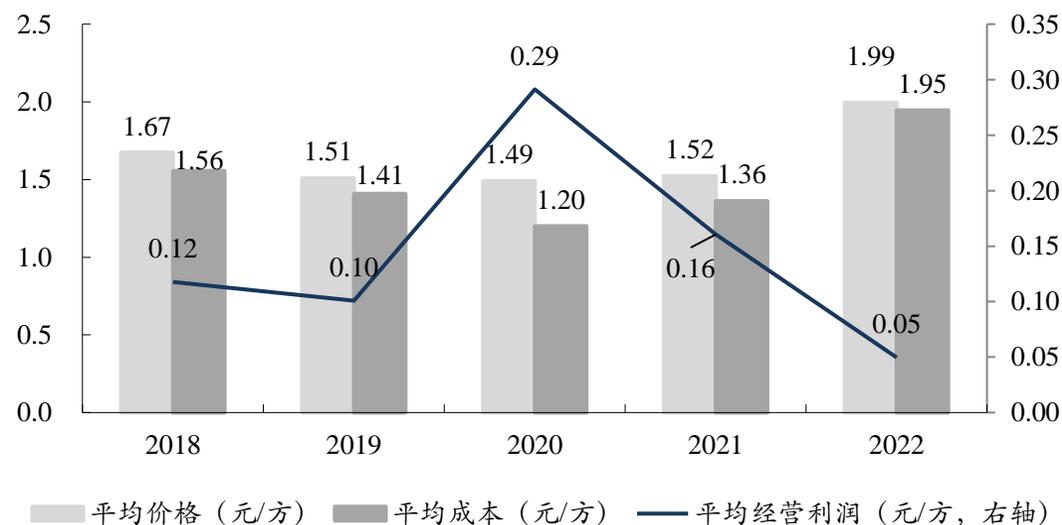
2018-2022年，中石油的产量和消费量均占到国内整体天然气产量和消费量的50-60%，中石油天然气经营情况一定程度上代表了中国天然气市场状态。

2020-2022年中石油天然气售价持续提升，平均销售价格由2020年的1.49元/方提升至2022年的1.99元/方，而成本以更大的幅度上涨，导致平均经营利润缩窄，平均经营利润由2020年的0.29元/方降低83%至2022年的0.05元/方。

图：2018-2022年中石油产量/销售量占国内比例



图：2018-2022年中石油天然气板块售价&成本



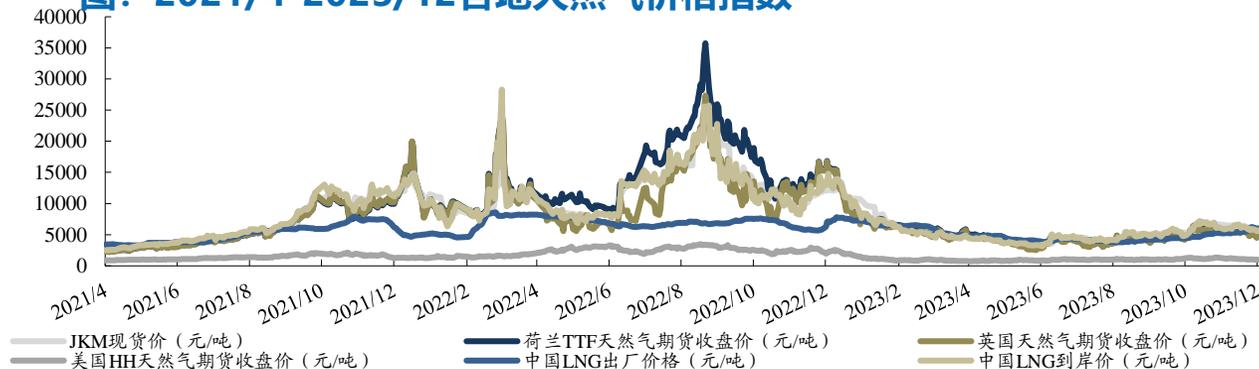
上游：2023年气源端价格合理提升，上游盈利理顺

- **中石油2023年新签合同气价上涨，呈现压量+涨价趋势。**中石油2023-2024年合同年度管道气价格政策与2022-2023年度方案相比，合同气价整体上浮，同时低价管制气配置占比下滑，上游售气呈现压量+涨价趋势。
- **2023H1中石油单方经营利润修复，同比提升3.4%，环比由负转正。**2023年初以来，各地天然气价格普遍下行，进口价格回落，气源端成本压力缓解。从中石油的经营数据来看，2023H1售气平均成本环比-2.0%至2.01元/方；而售气价格通过合同方案自2023年4月起开始提升，2023H1售气平均价格环比+3.5%至2.12元/方，与2022年全年相比增加0.13元/方；2023H1售气平均经营利润0.11元/方，同比+3.4%，环比由-0.01元/方转正，盈利能力修复。

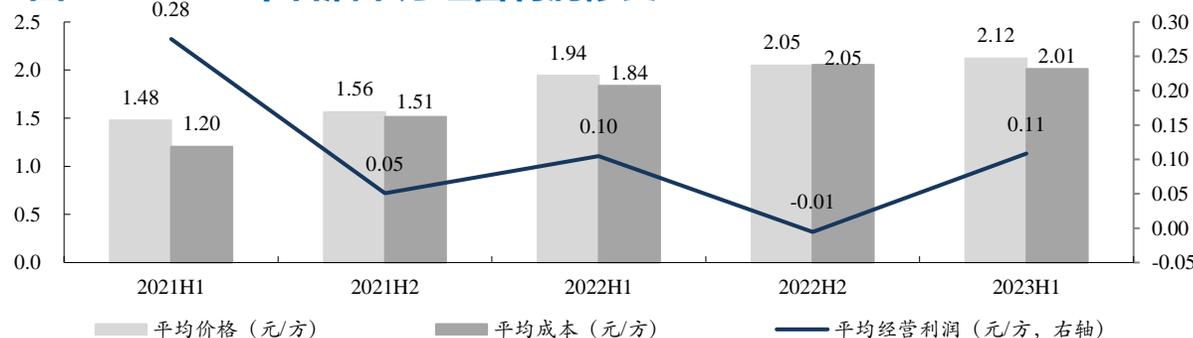
表：中石油2022-2023、2023-2024年管道气合同方案

	管制气		非管制气		调峰量
2023-2024年管道气合同方案					
	居民用气	均衡1	均衡2（固定价格）		
2023/4-2023/10较门站价上浮比例	15%	20%	80%	挂靠JKM现货	
资源配置占比	70%		27%	3%	
2023/11-2024/3较门站价上浮比例	15%	20%	80%	挂靠JKM现货	120%以上
资源配置占比	55%		42%	3%	
2022-2023年管道气合同方案					
	居民用气	均衡1	均衡2（固定价格）		
2022/4-2022/10较门站价上浮比例	5%	15%	55%		
资源配置占比	75%		25%		
2022/11-2023/3较门站价上浮比例	N/A	20%	11月-次年2月基准门站价上浮70%，3月上浮45%		70%
资源配置占比	55%		45%		

图：2021/4-2023/12各地天然气价格指数



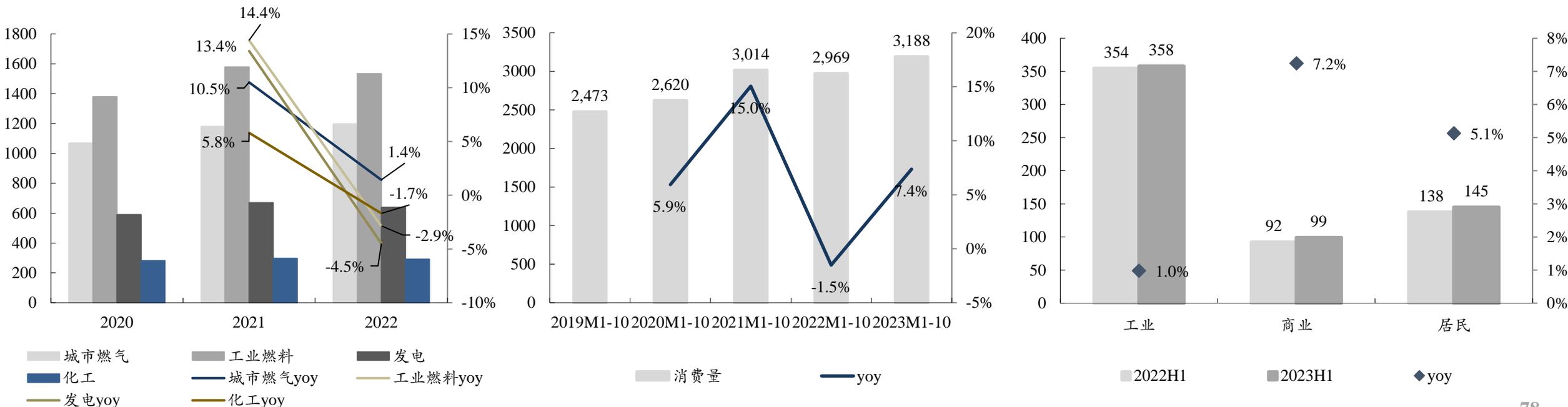
图：2023H1中石油单方经营利润修复



下游：2023年天然气消费量回暖，顺价逐步落地价差修复

- ✓ **2022年我国天然气消费量同比下降1.7%**。2022年我国天然气消费量下滑主要原因：1) 价格高涨导致需求萎缩；2) 疫情影响工商业需求，封控下部分企业停工停产，整体用气量下降。分下游结构来看，2022年，城市燃气在居民用气和采暖刚性需求下保持了同比1.44%的增长；在经济增速下滑、供给成本飙升、能源竞争加剧三重压力之下工业燃料、天然气发电、化工行业用气量均下降。
- ✓ **2023M1-10我国天然气表观消费量达3188亿方，同增7.4%**，增速同比+8.9pct。2023年，随我国经济复苏，天然气消费量回归增长。
- ✓ 从2023H1龙头公司各领域的消费量来看，工业/商业/居民修复幅度分别达到1.0%/7.2%/5.1%；

图：2020-2022年各领域消费量（亿方） **图：2023M1-10我国天然气消费量同增7.4%（亿方）** **图：2023H1各领域天然气消费量修复情况（亿方）**



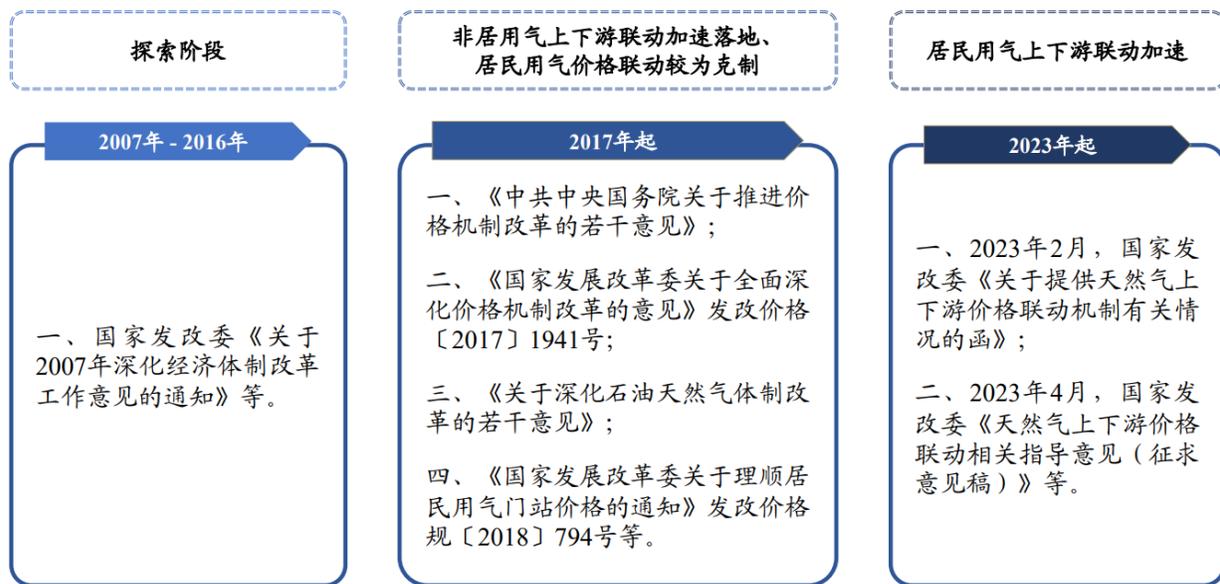
注：数据为华润燃气、新奥股份、港华智慧能源、昆仑能源、中国燃气的2023中报各领域用气量之和。

数据来源：国家管网集团，发改委，各公司公告，东吴证券研究所

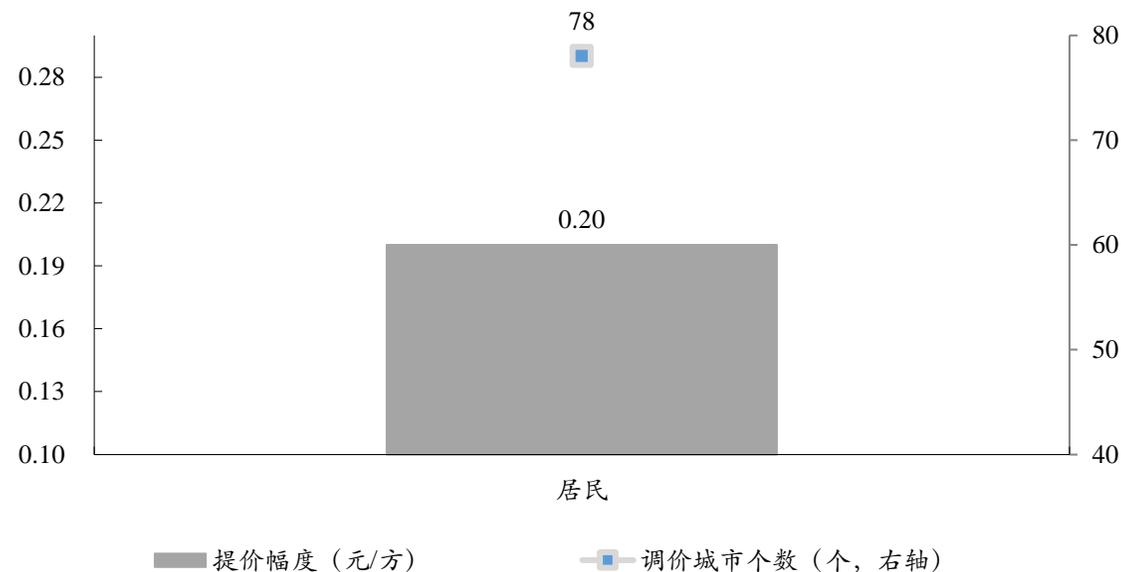
下游：2023年天然气消费量回暖，顺价逐步落地价差修复

✓ 顺价政策逐步落地，截至2023年12月底，全国共有27%的地级及以上城市进行了居民的顺价，提价幅度为0.20元/方。我国始终在推动天然气市场的改革，2007-2016年处于探索阶段；2017年起非居民用气的上下游联动机制加速落地，居民用气的价格联动较为克制；2023年起，我国加大力度推动居民端上下游联动机制的落地，联动机制更加完善。我们梳理了全国地级及以上城市的气价政策，截至2023年12月底，全国共有27%的地级及以上城市进行了居民的顺价，提价幅度为0.20元每方，高于前文提到的中石油2023H1涨价幅度0.13元/方。

图：上下游联动机制三阶段



图：2023年居民调价情况



下游：2023年天然气消费量回暖，顺价逐步落地价差修复

✓ **联动机制的改进主要体现在联动范围扩大、联动周期缩短、联动公式挂钩价格由门站价改为综合采购价、联动程序简化等方面。**2023年6月，湖北省发布了完整的天然气价格联动政策文件《发改委关于建立健全天然气上下游价格联动机制的通知》，我们以湖北省为例，通过对比新旧政策发现新政策主要调整了以下四点：

联动范围：2023年新机制将居民用气新增纳入联动范围。

联动周期：非居民用气按照季度/月度联动（旧政策一年调三次，分别在旺季、淡季和平季）；非居民用气联动周期原则上不超过一年。

联动公式：联动挂钩价格从门站价变为采购价，仍然允许追溯调整。

联动程序：简化听证程序，依据已经生效实施的联动机制制定具体价格水平时，可以不再开展定价听证，**价格主管部门可直接调整销售价格。**

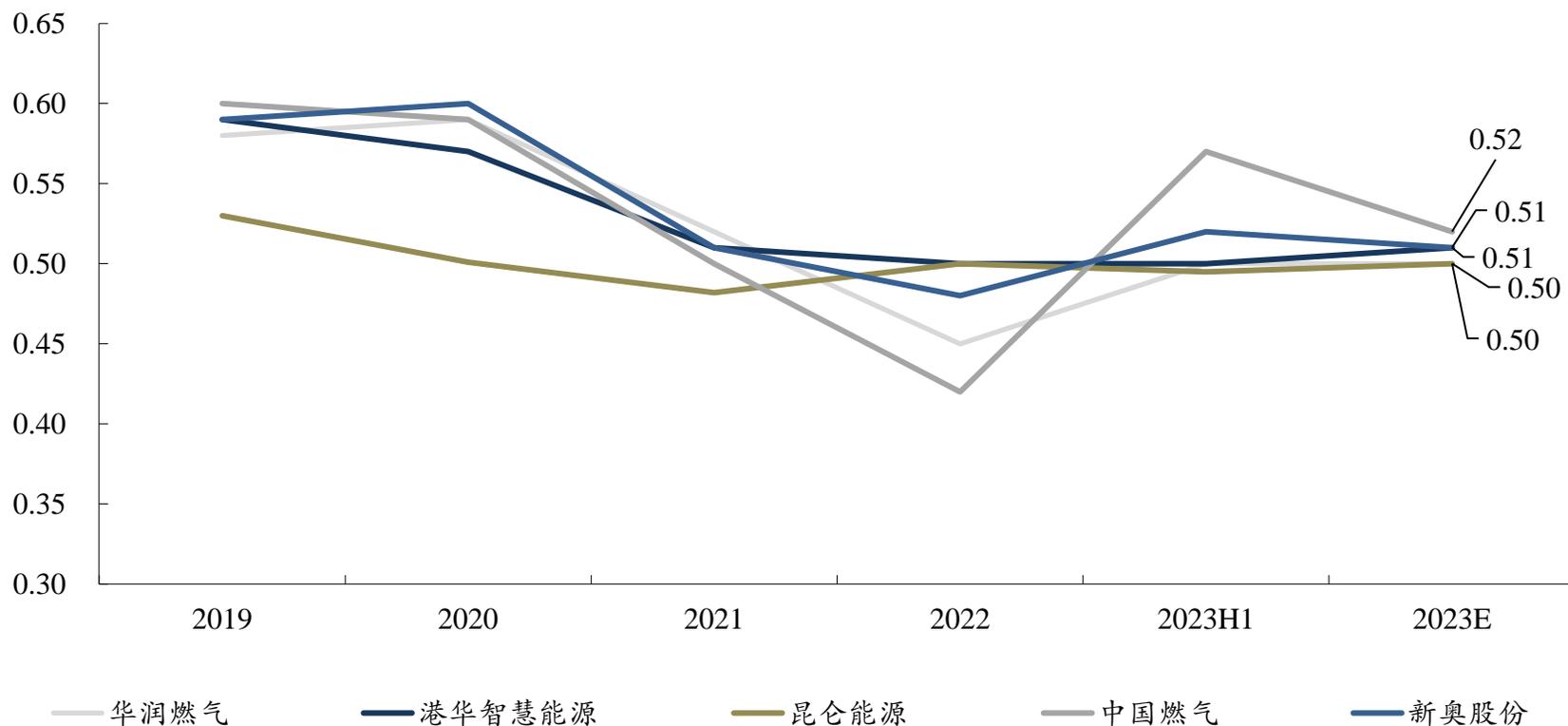
湖北省新旧联动政策对比

	2023年新联动机制	旧联动机制
联动范围	各地终端销售价格与 燃气企业采购价格 （含运输费用）实行联动。采购价格按照同一区域内燃气企业采购的 全部气源加权平均价格 确定，包括管道、液化、压缩天然气等。 当合同外气源采购价格对本地区终端销售价格影响较大时，可按照用户自愿委托的原则，对合同外购气量实行代购代销价格政策，其购销价差不得高于配气价格。	国家放开居民用天然气销售价格前，非居民用天然气销售价格先行与门站价格实行联动。天然气门站价格由国务院价格主管部门管理，居民、非居民用天然气门站价格逐步并轨。
联动周期	非居民用气终端销售价格原则上按季度或月度联动；居民用气终端销售价格联动周期原则上不超过一年 ，用气淡旺季价差较大的可按半年或区分淡旺季联动。 价格联动调整额度 = (本期 加权平均采购价格 - 上期加权平均采购价格) / (1 - 供销差率) ± 上期应调未调金额及偏差金额	天然气销售价格由经营销售业务的企业按旺季、淡季和平季三个浮动周期的门站价格变动情况调整，原则上一个浮动周期一价。
联动公式	【首次建立联动机制时】终端销售价格 = 加权平均采购价格 + 配气价格 【联动机制建成后】终端销售价格 = 上期终端销售价格 + 价格联动调整额度 供销差率：原则上按照新建管网4.5%；运行3年（含）以上的管网3.5%确定。	价格联动额 = [计算期 平均单位门站价格 （含税） - 基期平均单位门站价格（含税）] / (1 - 管网输配气损耗率) 实施联动后的销售价格 = 基期价格 + 价格联动额 管网输配气损耗率：原则上省内短途管道不得高于0.5%、配气管网不得高于3%确定。
联动方式	终端销售价格根据采购价格变动相应调整，不设置联动启动条件。各地可结合实际确定终端销售价格与上期实际采购价格或当期预测采购价格进行联动。同时建立偏差校核机制，对预测采购价格与实际采购价格的差异部分，纳入后期联动统筹考虑。 居民用气终端销售价格原则上单次上调不超过每立方米0.5元。 居民用气非居民用气价格下调幅度不限。 未调金额纳入下一联动周期统筹考虑。居民气价历史积累矛盾较大的，应明下一联动周期统筹考虑。明确调整目标，分周期逐步调整到位。 配气价格调整时，终端销售价格相应调整，不受联动机制限制；国家和省对天然气价格调整另有政策规定的，不受联动机制限制。	武汉市：当上游非居民用气源购进价格（综合加权平均采购价格）变动达到或超过每立方米0.1元时，启动联动机制。 旺季上浮销售价格时，经营企业应考虑用户承受能力、淡旺季平衡以及当地政府价格调控要求等因素，适当降低联动额度。淡季和平季销售价格下浮幅度不限。 对应调未调产生的差额，可在之后的淡季、平季或者未来年度逐步消化。武汉市：当上游非居民用气源购进价格变动低于0.1元/方时不作调整，纳入下次调整累加或冲抵。 放开居民用天然气销售价格之前，各地可对配气成本按合理比例在居民用气和非居民用气间分配。分配的具体办法由市、州价格主管部门制定。
联动幅度限制	天然气上下游价格联动由各地按照价格管理权限实施。 建立或调整居民天然气价格联动机制应严格履行听证程序， 依据已经生效实施的联动机制制定具体价格水平时，可以不再开展定价听证。 各地可综合考虑当地气源特点、用户结构和市场状况，合理优化实施联动的工作流程，报经当地人民政府同意后，可在规定调整金额或幅度内， 由价格主管部门按机制直接调整销售价格。	实行销售价格与门站价格联动后，天然气销售价格由经营企业按照本办法相关规定调整，并提前15日向社会公告。 居民生活用天然气应当建立阶梯价格制度并按规定进行听证。最终天然气销售价格需召开价格听证会后确定。制定或调整省内短途管道运输价格、配气价格，由价格主管部门动态实施，也可由经营企业向价格主管部门提出申请。

下游：2023年天然气消费量回暖，顺价逐步落地价差修复

✓ 地方政府出台并实施上下游价格联动政策需要几个月时间，因此价差修复主要集中在下半财年，2023年龙头城燃公司价差修复至0.5-0.52元/方，2024年价差将得到进一步提升。

图：2019-2023E五大龙头公司城燃价差（元/方）

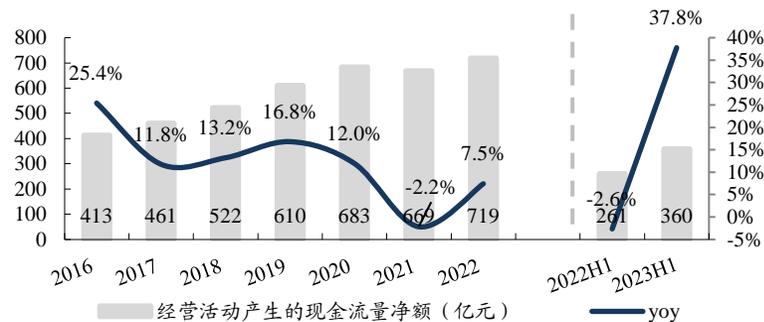


现金流价值凸显分红存在提升空间，对标长电估值待提升

现金流持续良好且2023改善，分红存在提升空间

- ✓ **现金流表现良好，自由现金流持续为正。** 2023H1，燃气板块经营活动净现金流360亿元，同比增加37.8%；净现比1.77，同比+0.24；现金表现良好；资本开支254亿元，同比提升31.5%。2016-2023H1板块自由现金流持续为正。
- ✓ **分红存在提升空间。** 2021-2022年燃气板块自由现金流占归母净利润40.8%；2021-2022年板块分红率32.5%，在稳健发展的基础上分红率尚有8.3pct的提升空间。如龙头新奥股份在2023-2025年的分红规划中将分红比例提升至30%，比2021-2022年的平均分红比例24%提升了6pct；叠加特别派息，2024年股息率可达6.4%（估值日2023/12/15），安全边际增强。

图：2016-2023H1天然气板块经营性净现金流



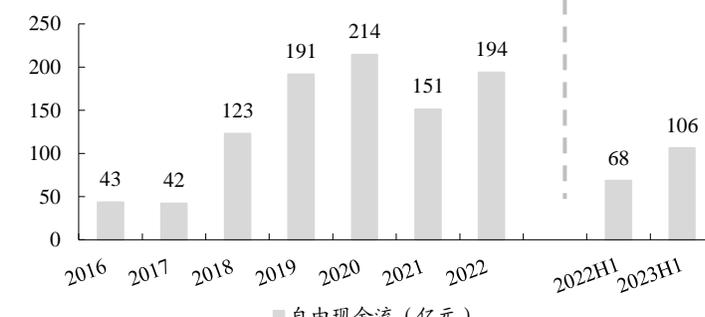
图：2016-2023H1天然气板块净现比情况



图：2016-2023H1天然气板块资本开支情况



图：2016-2023H1天然气板块公司自由现金流



图：燃气板块企业分红比例

证券代码	证券简称	公司性质	2020分红比例	2021分红比例	2022分红比例	分红率均值
0135.HK	昆仑能源	中央国有企业	337.05%	7.76%	42.48%	129.09%
603706.SH	东方环宇	民营企业	108.70%	97.24%	96.70%	100.88%
600681.SH	百川能源	民营企业	88.63%	108.74%	102.83%	100.07%
002267.SZ	陕天然气	地方国有企业	62.38%	79.20%	108.26%	83.28%
002911.SZ	佛燃能源	地方国有企业	71.11%	71.52%	65.56%	69.40%
605368.SH	蓝天然气	民营企业	69.51%	54.97%	83.55%	69.34%
600333.SH	长春燃气	地方国有企业	185.35%	0.00%	0.00%	61.78%
831010.BJ	凯添燃气	民营企业	93.83%	0.00%	82.58%	58.81%
000421.SZ	南京公用	地方国有企业	16.54%	58.62%	95.53%	56.90%
834014.BJ	特瑞斯	民营企业	118.47%	20.11%	27.24%	55.27%
605169.SH	洪通燃气	民营企业	77.60%	51.98%	35.21%	54.93%
603053.SH	成都燃气	地方国有企业	53.13%	54.56%	54.25%	53.98%
1193.HK	华润燃气	中央国有企业	41.78%	45.95%	51.33%	46.35%
600917.SH	重庆燃气	中央国有企业	35.49%	50.96%	50.46%	45.64%
603080.SH	新奥火炬	民营企业	40.08%	50.01%	30.93%	40.34%
1083.HK	港华智慧能源	外资企业	30.77%	37.82%	50.66%	39.75%
2688.HK	新奥能源	民营企业	36.62%	32.17%	51.13%	39.64%
601139.SH	深圳燃气	地方国有企业	45.72%	34.00%	30.60%	36.77%
603393.SH	新天然气	民营企业	52.25%	22.60%	27.46%	34.10%
600956.SH	新天绿能	地方国有企业	34.66%	32.37%	35.23%	34.09%
600979.SH	广安爱众	地方国有企业	32.62%	32.44%	36.47%	33.84%
603689.SH	皖天然气	地方国有企业	30.53%	30.93%	37.03%	32.83%
0384.HK	中国燃气	地方国有企业	28.40%	28.92%	39.18%	32.16%
1600.HK	天伦燃气	民营企业	26.00%	27.45%	40.00%	31.15%
603318.SH	水发燃气	地方国有企业	31.60%	22.61%	30.86%	28.36%
600803.SH	新奥股份	民营企业	25.65%	21.29%	26.99%	24.64%
600617.SH	国新能源	地方国有企业	0.00%	60.76%	0.00%	20.25%
600903.SH	贵州燃气	地方国有企业	30.34%	30.34%	0.00%	20.23%
300332.SZ	天壕能源	民营企业	20.00%	20.25%	20.11%	20.12%
600635.SH	大众公用	其他企业	31.52%	48.66%	-26.63%	17.85%
000407.SZ	胜利股份	外资企业	12.37%	27.99%	11.60%	17.32%
605090.SH	九丰能源	民营企业	0.00%	30.68%	17.03%	15.90%
600509.SH	天富能源	地方国有企业	30.84%	0.00%	0.00%	10.28%
002700.SZ	ST浩源	民营企业	-7.20%	0.00%	31.83%	8.21%
002053.SZ	云南能投	地方国有企业	0.00%	6.05%	15.79%	7.28%
0603.HK	中油燃气	公众企业	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
300483.SZ	首华燃气	民营企业	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
002259.SZ	ST升达	公众企业	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
0931.HK	中国天然气	外资企业	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
000669.SZ	ST金鸿	民营企业	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
001299.SZ	美能能源	民营企业	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
000593.SZ	德龙汇能	民营企业	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
6828.HK	北京燃气蓝天	公众企业	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

注：选取申万燃气板块涉及下游的公司。

中油燃气、中国天然气、中国燃气、北京燃气蓝天未披露半年度资本性支出，在计算时已剔除。昆仑能源2021年出售管道资产获得非持续经营净利润，净现比已剔除该因素影响。

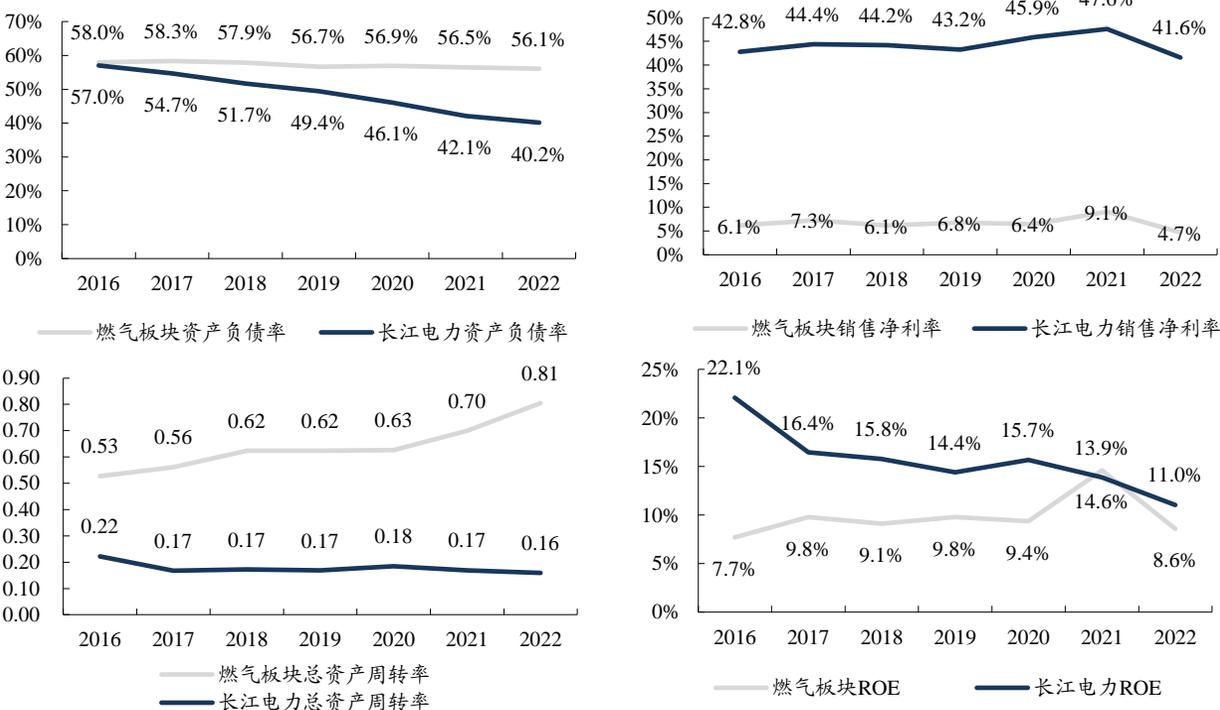
数据来源：Wind，东吴证券研究所

现金流价值凸显分红存在提升空间，对标长电估值待提升

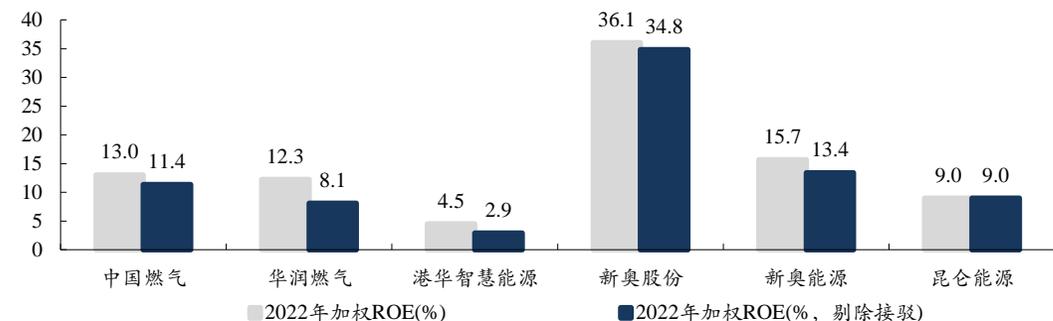
对标水电龙头长江电力，燃气龙头PB-ROE比值偏低，估值存在提升空间

- ✓ 对比长江电力和燃气板块的ROE，我们发现长江电力的销售净利率较高、盈利能力更强，燃气板块的总资产周转率较高、周转能力更强。
- ✓ 考虑到燃气公司的接驳业务毛利率显著高于燃气销售，且未来接驳业务发展将放缓，对比时我们选取剔除接驳业务后的ROE；燃气龙头的PB-ROE比值大多低于水电龙头长江电力，估值存在提升空间。

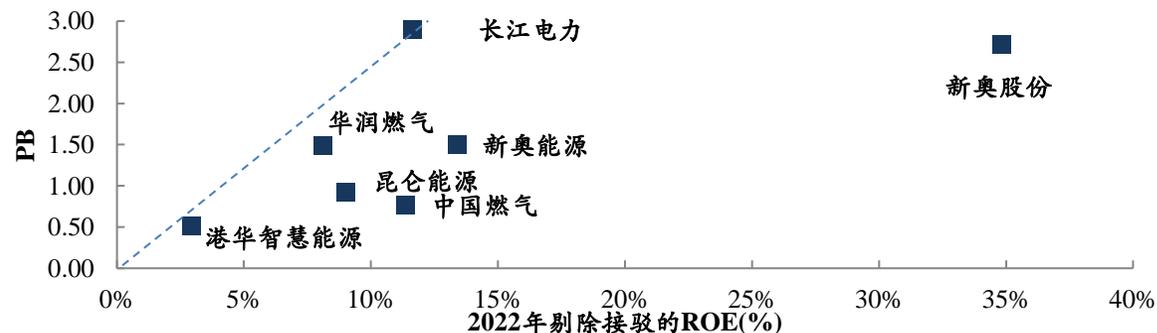
图：2019-2022年燃气&长江电力ROE分析



图：2022年五大龙头城燃加权ROE/剔除接驳业务后的加权ROE



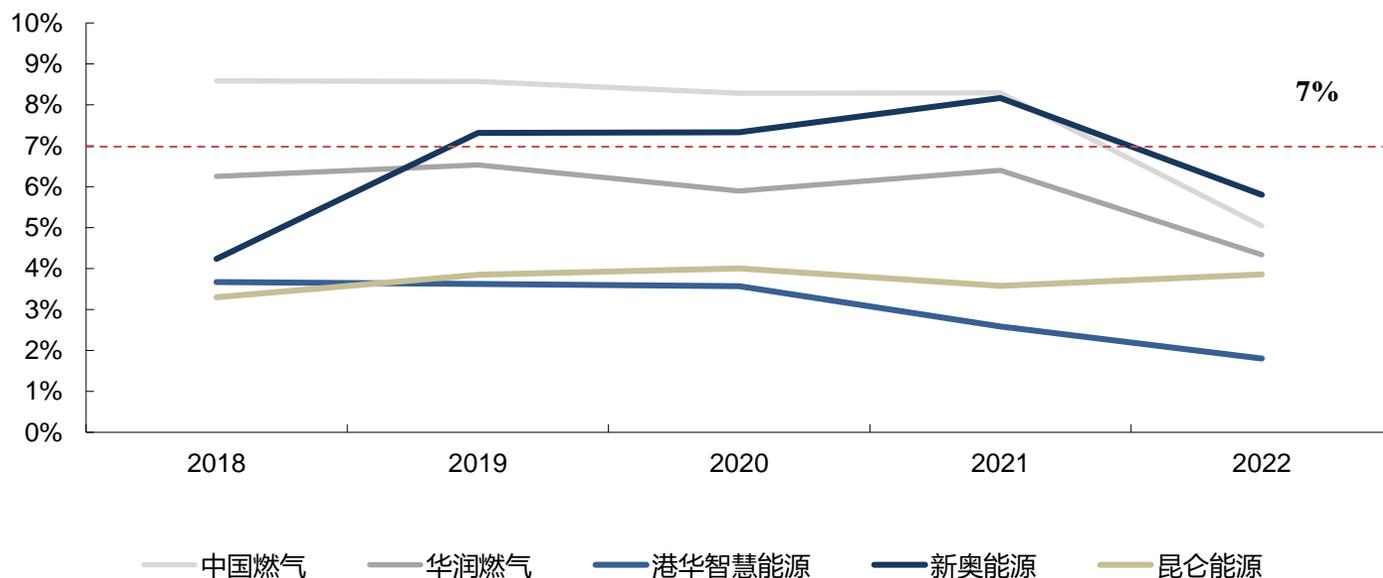
图：对标长江电力，城燃龙头估值普遍偏低（估值日期：2023/12/29）



龙头城燃普遍未达政策规定的7%收益率，配气费存在提升空间，ROA有望进一步提升

- ✓ 2017年国家发展改革委印发《关于加强配气价格监管的指导意见》的通知，核定城镇燃气配气价格时，按照全投资税后内部收益率不超过7%来计算。从五大龙头的ROA数据来看，仅新奥能源和中国燃气达到过该标准，且2022年行业价差走弱，ROA普遍回落至7%以下。因此我们判断在收益率标准的指导下，各城燃公司的价差将有所提升，对应ROA进一步提升。

图：2018-2022年龙头城燃ROA普遍未达7%



注：2021年昆仑能源出售管道资产，利润大幅增加，上图已剔除该因素影响。

数据来源：公司公告，东吴证券研究所

九丰能源：能源主业稳健扩张，特气从资源到终端成长加速

✓ “一主”清洁能源，一体化布局价差稳定

1) LNG业务：2022年公司已完成华油中蓝（公司持股28%）、森泰能源（公司持股100%）两大陆气资源重组，实现陆气资源的整合，资源配置能力及顺价能力提升。海气方面，上游资源端公司与马石油和ENI签订LNG长约采购合同并且依托自有船运优势灵活获取现货资源，中游公司拥有华南区域唯一民营LNG接收站、自有LNG/LPG运输船、槽车等中游资产，下游积极拓展工商业、电厂客户实现终端销售。单吨LNG毛利稳定，在2023年中报和季报持续得到验证。**2) LPG业务：**历史销量与价差稳定，在夯实粤港澳大湾区市场的基础上，积极开拓周边及化工原料用气市场。

✓ “两翼”能源服务，获取稳定服务盈利+产能扩张

1) 能源物流服务：依托LNG船舶、接收站等核心资产，提供物流服务并结算服务费。目前公司自主控制4艘LNG船舶（3艘自有/1艘在建），4艘LPG船舶（2艘租赁/2艘在建），全部投运后年周转能力达400-500万吨；接收站可实现LNG/LPG年周转能力150/150万吨。**2) 能源作业服务：**在天然气井周边投资建设整套天然气分离、净化、液化整套装置及附属设施，并长期运营获取稳定的服务收益。2023前三季度能源服务作业量约27万吨；积极推动川西名山首期20万吨LNG能服项目。2023年8月，公司取得河南中能70%股权，河南中能及其关联企业目前在运营超过80口天然气井，能源作业服务拓展到井下能源服务。

✓ “两翼”特种气体，从资源到终端发展加速

1) 氦气：公司利用LNG生产过程中BOG气体对天然气伴生氦气的自然提浓作用，收集LNG生产过程伴生的氦气。公司已拥有LNG年产能近70万吨，截至2023H1，公司高纯度氦气设计产能为36万方/年；**2) 氢气：**公司完成对正拓气体重组并取得其70%股权，有效提升公司制氢技术实力和氢气运营管理能力。公司近期收购艾尔希项目，为公司首个零售气站项目。近期公告投资建设海南商业航天发射场特燃特气配套项目，为公司首个现场制气项目，特气领域拓展到航空、航天。

✓ 盈利预测、投资评级、风险提示

清洁能源主业稳定发展；能源服务&特种气体纳入核心主业，一主两翼格局打开成长空间。我们维持公司2023-2025年归母净利润**13.15/16.85/18.83亿元**，对应2024年PE10.4倍（估值日期2023/12/29），维持“买入”评级。风险提示：天然气价格剧烈波动，天然气需求不及预期，在建项目投产不及预期。

✓ 国内龙头城燃，零售稳增直销打开空间

1) 天然气直销：2022年，公司直销气量减少14.9%至35.07亿方；直销气价差从0.31元/方大幅增长至0.72元/方，系公司下半年低价长协开始执行叠加欧洲价格高位所致。**2) 天然气零售：**2022年，全国表观消费量约为3663亿方，同比下降1.7%；在全国消费量下降的情况下，公司仍能保持零售气量的增长，零售气量增长2.7%至259.4亿方，市占率7%，行业地位突出。零售气价差0.48元/方，同比收窄0.03元/方，系四季度燃气采购价格上升，居民城燃端价格传导不畅，同时工商业客户由于疫情冲击用气量不及预期所致。**国家推动资源价格向终端市场传导，内蒙、浙江、湖南、山东、河北等省份陆续出台顺价政策，顺价机制越发完善，价格传导进一步理顺。**

✓ 一体化布局助公司稳健发展

公司分别在2020、2022年完成新奥能源（2011-2021年业绩CAGR20%）、舟山LNG接收站90%资产注入，实现天然气全产业链布局。**1) 气源：**国际+国内双资源池，持续优化。2022年公司新签、累计签署长协530、764万吨/年。**2) 储运：**加大运输&储气布局。2022年，公司获取10艘LNG船运力资源，同时加大管道气运输能力，推动国网21个项目开口，首年预计实现下载气量约5亿方。**3) 客户：**下游客户优质，顺价机制趋于完善。截至2022年底，公司共有254个城燃项目，覆盖20个省份，2022年工商业/居民/加气用户用气量占零售气78.5%/19.9%/1.6%，工商业客户顺价能力强，保障价差相对稳定。

✓ 特别派息强化股东回馈，回购股份助力长远发展

公司拟使用人民币3.6-6亿元回购股份用于实施股权激励或员工持股计划，助力公司长远发展。分红规划+特别派息（新能矿业100%股权出售交易取得的投资收益）强化股东回馈，公司2023-2025年每股分红将不低于0.91/1.03/1.14元，对应股息率5.7%/6.4%/7.1%（估值日期2023/12/15），投资价值提升。

✓ 盈利预测与投资评级

一体化城燃，零售稳增直销打开空间，特别派息强化股东回馈。我们维持2023-2025年公司归母净利润62.03/75.50/86.62亿元，复增14%，2024 PE6.9倍（估值日2023/12/29），维持“买入”评级。

✓ 风险提示

经济复苏不及预期、安全经营风险，汇率波动

蓝天燃气：河南中下游一体化城燃盈利稳定，近三年分红率不低于70%

✓ 拥有长输管道稀缺资产，内生增长稳健

公司拥有4条高压天然气长输管道，与西气东输一线/二线主干线连通，并连接中石化、山西煤层气等气源，全长477.02公里，输气能力25.7亿方；同时公司还拥有2条地方输配支线以及3980.77公里城市燃气管网。公司年输气量稳定在17亿方左右，多年来始终居河南首位，两项主营业务“管道+城燃”双轮驱动，中下游一体化盈利稳定。剔除并购因素23Q3扣非归母净利润1.61亿元，同增3.07%，内生增长稳健。

✓ 分红比例底线提升至70%，安全边际增强

2021年上市以来分红率60%，2023年11月16日，公司发布《未来三年股东分红回报规划（2023-2025年）》，2023-2025分红比例不低于70%。23-25年股息率不低于6.1%/6.7%/7.3%（估值日期2023/12/15）

✓ IPO募投项目如期投产，期待后续稳步增长

公司2021年IPO募投项目“驻马店乡镇天然气利用工程”和“驻马店乡镇天然气利用工程（新蔡县）”募集资金8.7亿元，项目于2023中基本建设完成。项目投产后预计将带来一次性接驳安装收入以及后续持续供气增量，招股书测算募投项目将为公司贡献年均收入6.32亿元，年均利润总额7011万元。

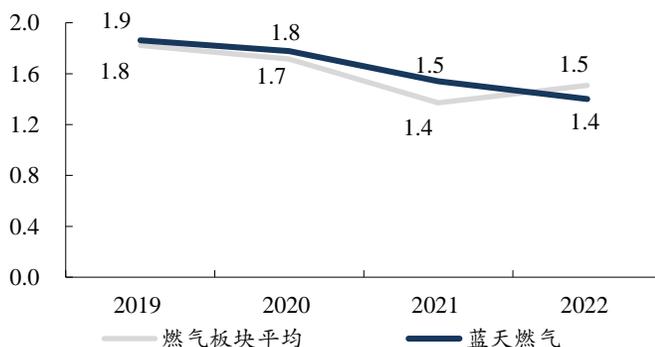
✓ 盈利预测与投资评级：

公司具备长输管道稀缺资产，内生增长稳健；分红比例底线提升至70%，安全边际增强。我们维持2023-2025年公司归母净利润6.7/7.4/8.1亿元的预测，同比增速13.1%/10.0%/9.7%，对应2024年PE 10.1X（估值日2023/12/29），维持“买入”评级

✓ 风险提示

上游气源价格波动，天然气政策变化

图：蓝天燃气&燃气板块净现比



图：蓝天燃气&燃气板块ROE（摊薄）（%）



天壕能源：具备跨省长输核心资产，受益气量释放

✓ 布局稀缺天然气长输管道，聚焦天然气业务发展迅速

公司2014年起通过并购进入天然气领域，2018年与中海油合资成立“中联华瑞”（公司持股49%）进行神木-安平煤层气管道工程项目（神安线）建设运营。1) 2021.7山西-河北段通气，公司燃气销量同增48.5%至2021年6.6亿方，毛利率+4.1pct至27.5%，盈利能力初现。2) 2022年底陕西-山西段投运，全线贯通年输气能力50亿方，加压后80亿方。2022年燃气售气量11.71亿方，同增77.42%。气量释放&价差提高潜力值得期待。

✓ 神安线全线贯通，助力上游气源&下游用户开拓

2022年12月，神安线陕西-山西段建成投产，神安线全线贯通。神安线设计输气能力50亿方/年，可将陕东、晋西的煤层气等非常规天然气输送至需求旺盛的华北市场。**1) 气源：**①神安线沿线气源丰富，沿线气田总可开采资源量达4667亿方，而目前的年产量仅有520亿方，具备可持续的生产能力以及较高的增产潜力，神安线气量增长值得期待。②公司拟收购中国油气控股，延伸上游气源。2023年3月，公司与中国油气控股(0702.HK)签署重组意向条款清单。中国油气控股通过全资子公司奥瑞安能源与中石油合作在三交区块进行煤层气勘探、开采及生产，通过订立生产分成合约享有70%权益。三交区块可开采储量/探明储量分别217/435亿方。截至2021年末，项目已建成煤层气开发规模2亿方/年（2021年产气1.28亿方，2022M1-6产气0.78亿方），规模未来可进一步提升至5亿方/年。降低气源采购成本。上游资源协同，中游长输管线稀缺资产价值提升。**2) 用户：**国网互联互通，开拓终端市场。神安线与国家管网互联互通后，可将销售半径扩至供需更紧张的山东、江苏等地。

✓ 稀缺跨省长输管网，神安线构筑三大盈利模式

①管输费：中联华瑞收取管输费0.195元/方。②门站价为基准的区域价差：上游于陕西/山西采购低价天然气，输送至河北消纳（陕西、山西、河北门站价格为1.22、1.77、1.93元/方）。③零售价差：通过深度分销，将低价气源直供给工业企业，预计整体单方价差有望超过2元。

✓ 盈利预测与投资评级

我们维持2023-2025年归母净利润5.54/8.77/12.69亿元，复增51%，2024对应PE8.0倍（估值日2023/12/29）。维持“买入”评级。

✓ 风险提示

中联煤层气气量释放不及预期，气源拓展进度不及预期



- **1. 市场化改革，电源各寻其位，可预期性提升**

- **1.1 水电：来水恢复电量反转，受益市场化电价有弹性**

- **1.2 核电：基荷电源确定性成长，长期ROE翻倍分红提升**

- **1.3 火电：政策端容量电价落地，24年更关注煤价和用电需求**

- **1.4 消纳：关注特高压和电网智能化产业链**

- **2. 天然气：降费顺价促终端需求释放，现金流价值凸显分红提升**

- **3. 投资建议与风险提示**

表：重点推荐公司估值表（截至2023/12/29）

细分行业	公司代码	公司简称	市值 (亿元)	归母净利润 (亿元) /归母净利润YOY			PE		
				2023E	2024E	2025E	2023E	2024E	2025E
水电	600900.SH	长江电力	5,711	316.8	343.5	361.4	18.0	16.6	15.8
				49%	8%	5%			
核电	601985.SH	中国核电	1,416	104.3	114.2	125.3	13.6	12.4	11.3
	003816.SZ	中国广核 (建议关注)	1,571	113.1	123.5	131.4			
火电	000543.SZ	皖能电力	142	9.6	14.5	25.2	14.8	9.8	5.6
				125%	52%	74%			
	600027.SH	华电国际	526	35.8	39.8	40.4	14.7	13.2	13.0
				3484%	11%	2%			
	600011.SH	华能国际 (建议关注)	1,209	146.3	161.3	182.2	8.3	7.5	6.6
				-298%	10%	13%			
	600795.SH	国电电力 (建议关注)	742	72.8	87.5	101.3	10.2	8.5	7.3
				158%	20%	16%			
	600863.SH	内蒙华电 (建议关注)	255	27.4	32.0	35.7	9.3	8.0	7.1
				56%	17%	12%			
600023.SH	浙能电力 (建议关注)	618	70.6	82.0	89.8	8.8	7.5	6.9	
			-486%	16%	10%				
000539.SZ	粤电力 (建议关注)	257	26.0	33.9	42.7	9.9	7.6	6.0	
			-186%	31%	26%				
600642.SH	申能股份 (建议关注)	314	31.5	36.1	40.1	10.0	8.7	7.8	
			191%	15%	11%				
天然气	605090.SH	九丰能源	175	13.2	16.9	18.8	13.3	10.4	9.3
				21%	28%	12%			
	600803.SH	新奥股份	521	62.0	75.5	86.6	8.4	6.9	6.0
				6%	22%	15%			
605368.SH	蓝天燃气	75	6.7	7.4	8.1	11.1	10.1	9.2	
			13%	10%	10%				
300332.SZ	天壕能源	70	5.5	8.8	12.7	12.7	8.0	5.5	
			52%	58%	45%				

注：长江电力、中国核电、皖能电力、华电国际、新奥股份、九丰能源、蓝天燃气、天壕能源2023-2025年归母净利润预测来自东吴证券研究所最新外发报告。其余公司盈利预测来自Wind一致预期。

✓ **电力需求增长不及预期：**

若电力需求增长低于预期，可能影响电力企业上网电量，影响电力运营商收入。

✓ **电价波动风险：**

当电力供需形势等因素发生变化，电价发生波动，将影响电力运营商收入。

✓ **煤价波动风险：**

煤价波动对火电企业成本影响较大，带来较大成本波动风险。

✓ **流域来水不及预期：**

若来水不及预期，将影响水电运营商发电量，影响水电企业收入。

✓ **天然气需求不及预期：**

若天然气消费复苏不及预期，将影响天然气企业销售量。

东吴证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。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，本公司及作者不对任何人因使用本报告中的内容所导致的任何后果负任何责任。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

在法律许可的情况下，东吴证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，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。

本报告的版权归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。经授权刊载、转发本报告或者摘要的，应当注明出处为东吴证券研究所，并注明本报告发布人和发布日期，提示使用本报告的风险，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权或未按要求刊载、转发本报告的，应当承担相应的法律责任。本公司将保留向其追究法律责任的权利。

东吴证券投资评级标准：

投资评级基于分析师对报告发布日后6至12个月内行业或公司回报潜力相对基准表现的预期（A股市场基准为沪深300指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普500指数，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），北交所基准指数为北证50指数），具体如下：

公司投资评级：

买入：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准在15%以上；

增持：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于5%与15%之间；

中性：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于-5%与5%之间；

减持：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于-15%与-5%之间；

卖出：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准在-15%以下。

行业投资评级：

增持：预期未来6个月内，行业指数相对强于基准5%以上；

中性：预期未来6个月内，行业指数相对基准-5%与5%；

减持：预期未来6个月内，行业指数相对弱于基准5%以上。

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应当充分考虑自身特定状况，如具体投资目的、财务状况以及特定需求等，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。

东吴证券研究所

苏州工业园区星阳街5号

邮政编码：215021

传真：(0512) 62938527

公司网址：<http://www.dwzq.com.cn>

东吴证券 财富家园