

看公用，拥抱确定性

分析师：许隽逸

执业编号：S1130519040001

联系人：张君昊、唐执敬、汪知瑶

2024/6/4

1、电源投资：关注“保供”与“固收+”两条主线

1.1 “保供”主题择短期进攻机会

- ✓ 云南——华能水电、云南能投
- ✓ 浙江——浙能电力

1.2 “固收+”策略择长期优质资产

- ✓ 三类煤电联营资产——陕西能源、国电电力、新集能源
- ✓ 核电资产——中国核电
- ✓ 海风资产——福能股份

2、调节资源投资：关注新能源消纳新形势

- ✓ 抽蓄+独储资产：抽蓄政策性减收影响渐弱，独储入市赚峰谷套利

3、投资建议

4、风险提示

1

电源投资：关注“保供”与“固收+”两条主线

1.1

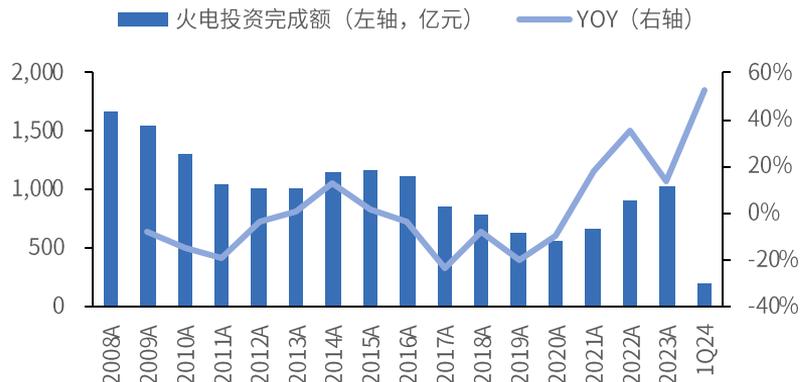
“保供”主题择短期进攻机会

- 结论：近三年有效容量充裕度持续下降。自“十四五”以来负荷供需差由2020年的2.9亿千瓦下降至2023年的1.6亿千瓦。煤电容量机制落地前夕建设进度放缓致使23年火电投资完成额增速回落，因此24年仍面临有效容量不足的保供压力。
- 假设：（1）供给侧：参考《中国典型省份煤电转型优化潜力研究》一文，假设各类电源有效容量系数分别为：火电90%、核电100%、水电50%、风电10%、光伏20%，装机容量的时间切面选取当年最高负荷所在月份；（2）需求侧：最高负荷+10%备用空间。

近三年有效容量充裕度持续下降



23年火电投资完成额增速回落

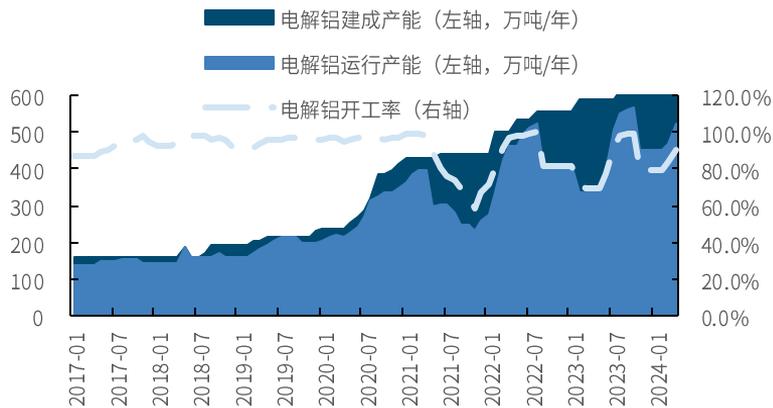


资料来源：中电联、《中国典型省份煤电转型优化潜力研究》、国金证券研究所

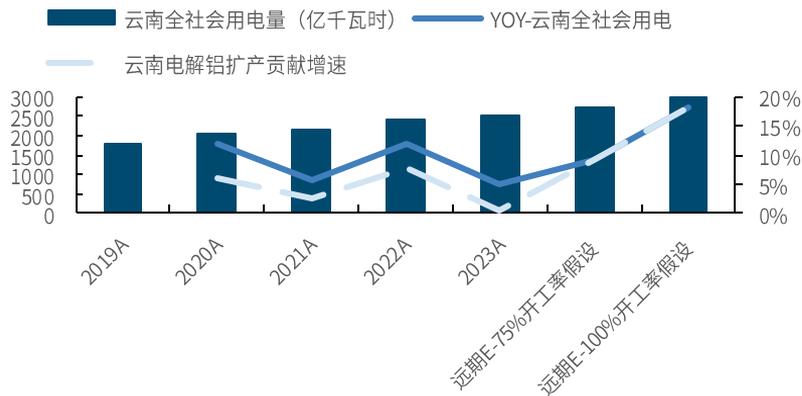
云南供需紧张原因

- 云南电解铝产能未来将继续提升34.6%。截至23年末云南电解铝建成产能共594万吨/年，根据云南省政府官网发布的相关文章提到分布在文山、红河等地的水电铝加工一体化重点产业园区项目全部建成后，全省建成产能将达800多万吨（产能提升34.6%）。
- 电解铝实现稳定高开工率+新增产能释放，将拉动云南电量增长9%~18%。结合中电联用电数据及统计局披露的原铝（电解铝）产量，测算得23年电解铝生产的单吨耗电量约13822 KWh/吨。在75%/100%的开工率假设下，基于23年云南用电数据，将分别拉动电量增长9%/18.3%（意味着开工率提升25%的单项电量贡献也在9%左右）。

2020年以来云南电解铝产能大幅扩张、开工率被迫出现季节性波动



电解铝扩产预计拉动云南远期用电增速9%~18%（相较23年水平）



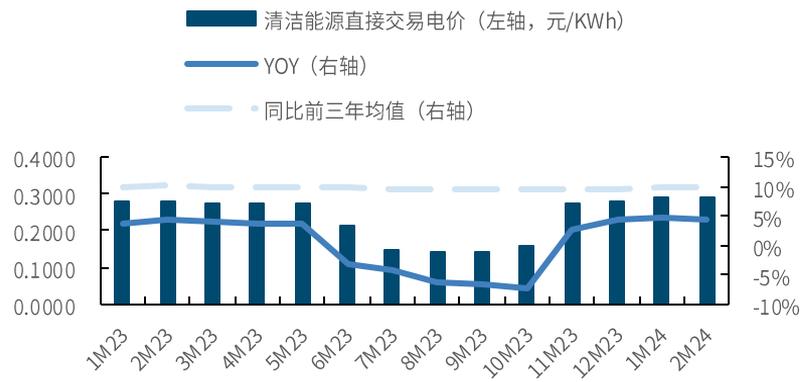
资料来源：Wind、中电联、云南日报、国金证券研究所

- 市场交易端反映：市场电价顶格上行。
- ✓ 根据1M23云南省发改委发布的《云南省燃煤发电市场化改革实施方案（试行）》，要求试行期内水电和新能源全年分月电量电价加权平均电价在前3年年度市场均价上下浮动10%区间内形成。
- ✓ 根据昆明电力交易中心发布的云南电力交易月报数据，逐月比较来看，由水电/新能源参与的清洁能源交易市场上，枯/平/丰均实现了近10%的顶格上浮，反映供需关系较为紧张。

1M23限价文件出台抑制了电价上涨动能



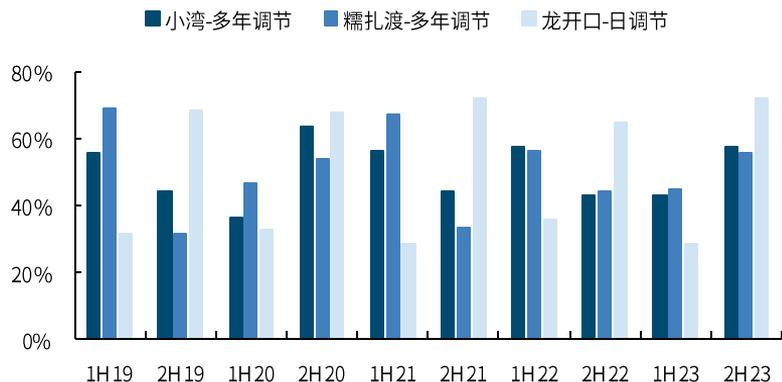
23年枯/平/丰均实现了近10%的顶格上浮



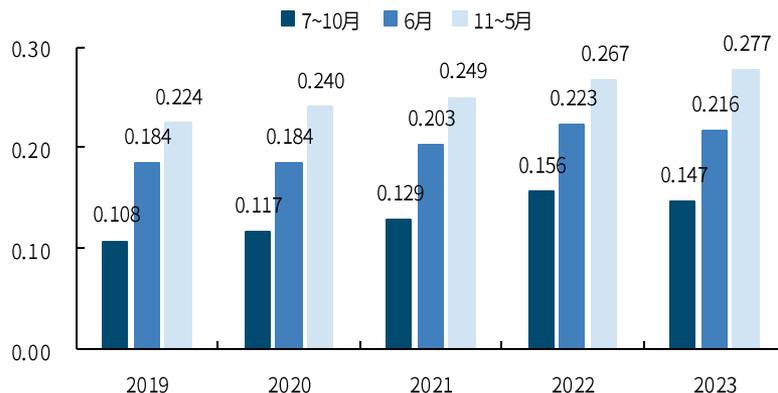
华能水电：在运两大多年调节水库，为省内重要调节性电源

- 公司在运的小湾水库调节库容99亿立方米、糯扎渡水库调节库容113.4亿立方米，具有多年调节能力。小湾水电站在调节能力的作用下，发电量可达到汛枯期比55:45；二者联合调节的情况下，糯扎渡水电站枯期电量可比汛期更大，承担了稳定云南省枯期电力供应的功能。
- 强大的调节能力一方面使得上述两大电站对云南省电网的安全稳定运行提供了大力支持，另一方面可以在电价更高的枯期销售更多的电量、从而实现调节能力的变现。

华能水电下属不同调节能力的电站上、下半年发电量占全年发电量的比重情况



2019~2023年云南省清洁能源市场化电价平均丰枯价差约0.12元/kWh (元/kWh)

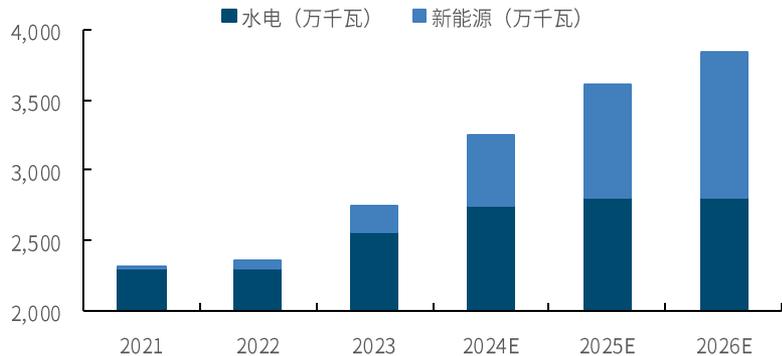


资料来源：华能水电发电量公告、昆明电力交易中心、国金证券研究所

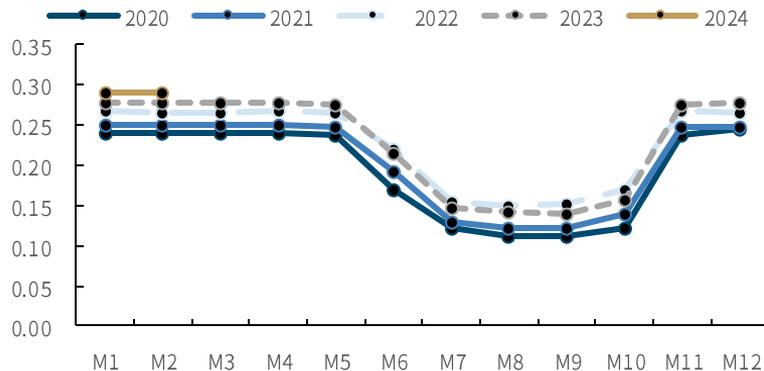
华能水电：清洁能源有望量价齐升，折旧到期进一步释放利润

- 量：公司在建的托巴水电站（云南）计划于2024年投产。另根据公司公开答投资者问，新能源方面公司计划2024年开工项目84个、计划投产309万千瓦，预计24年公司在云南省内的装机容量将增长18.0%。
- 价：1~2M24云南清洁能源省内市场化交易电价同比上涨0.02元/kWh。
- 利：公司功果桥2台机组、糯扎渡7台机组及龙开口4台机组将于2024、2025年陆续折旧到期，两年分别对应240、404万千瓦，预计公司折旧费用将分别减少3.5、6.1亿元；预计托巴、硬梁包水电站投产后将分别增加折旧费约7.0、5.6亿元。两座新投产水电站满产状态下有望为公司增加约24亿营收，而到2025年，预计公司折旧费用总规模仅增加约3亿元。

新能源业务为公司装机容量增长注入新动力



1M20~2M24省内清洁能源月度交易价格 (元/kWh)

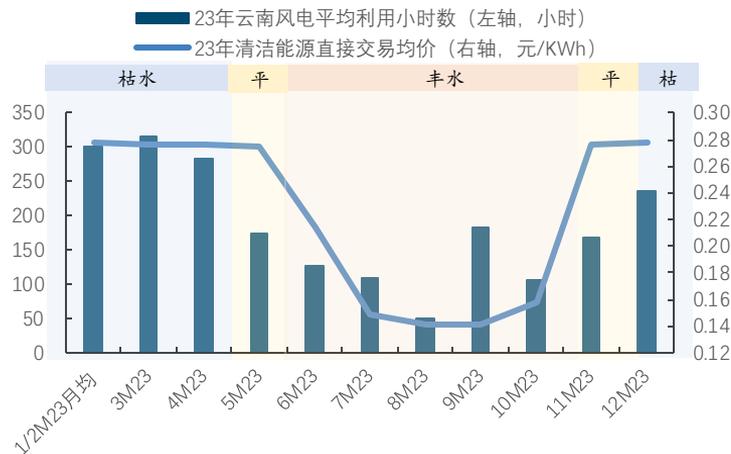


资料来源：华能水电招股说明书、华能水电公开答投资者问、华能水电发电量公告、昆明电力交易中心、国金证券研究所

云南能投：云南大风季与枯水期匹配，享受枯期高市场电价

- 新能源电价机制前后衔接度较好、且体现“新老划断”思路。目前来看，云南新能源电价机制几次修订尚未出现“废旧立新”的情况，政府信用仍较高。
- 云南大风季与“枯期”匹配。拉长至全年尺度看，风电出力高点集中在冬春两季，而云南以“水”为边际定价机组的电源结构特点使得枯水季价格接近于丰水季翻倍。根据最新上网电价机制，新能源实现全电量市场化交易，24年全容量并网的风电将有50%~55%电量以清洁能源直接交易电价结算，枯季价格有支撑至关重要。

云南大风季与枯水期匹配，享受枯期高市场电价



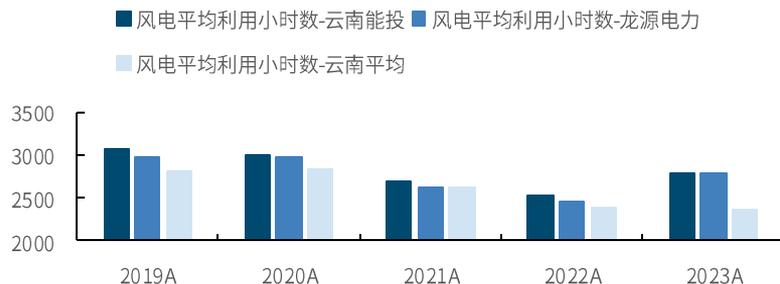
云南新能源电价机制前后衔接度较好

全容量并网时点	2021/1/1~2023/7/31	2023/8/1~2023/12/31	2024/1/1~2024/6/30	2024/7/1~2024/12/31
风电-价格机制	枯平期/汛期分别有2000/500小时电量煤电基准价出清；超发部分以市场化交易价格出清		月度电量50%以燃煤基准价出清，50%以市场化交易价格出清	月度电量45%以燃煤基准价出清，55%以市场化交易价格出清
风电-政策依据	9M20《关于在适宜地区适度开发利用新能源工作指导意见》		12M23《关于进一步完善新能源上网电价政策有关事项的通知》	
光伏-价格机制	全电量燃煤基准价出清	月度电量80%以燃煤基准价出清，20%以市场化交易价格出清	月度电量65%以燃煤基准价出清，35%以市场化交易价格出清	月度电量55%以燃煤基准价出清，45%以市场化交易价格出清
光伏-政策依据	9M20《关于在适宜地区适度开发利用新能源工作指导意见》	4M23《关于云南省光伏发电上网电价政策有关事项的通知》	12M23《关于进一步完善新能源上网电价政策有关事项的通知》	

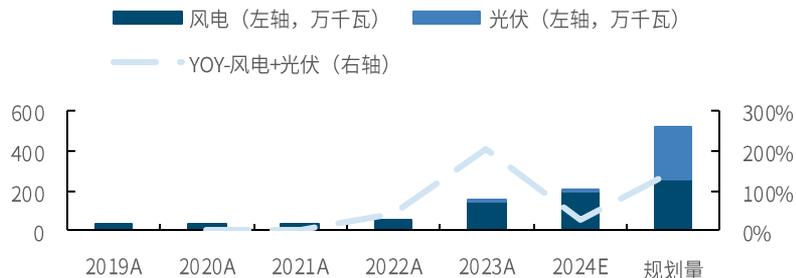
云南能投：云南大风季与枯水期匹配，享受枯期高市场电价

- 资产质量优质，进入业绩释放期。
- ✓ 前期获核准的体内开发风电项目投运，收购石新光伏资产。23年末公司风光总装机容量达158.1万千瓦，较22年末增长204%。
- ✓ 存量集团项目开发时间早，风资源优于同行。
- ✓ 体内开发项目单位投资大幅低于概算约27%~48%。

公司风电资产风资源优于同行



风光齐发力，公司23年新能源装机增长204%



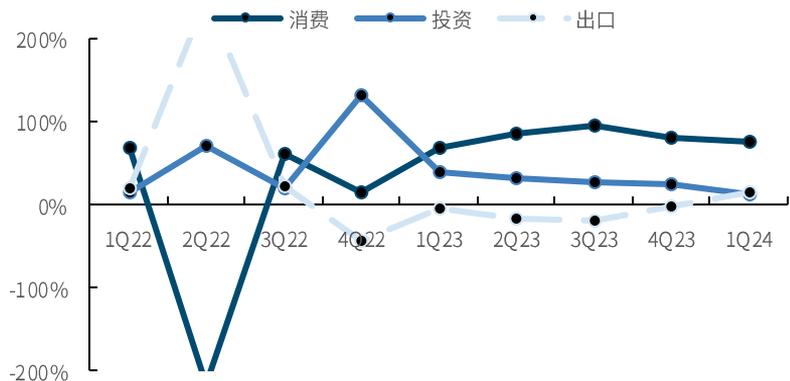
体内开发的风电已投运项目单位投资低于概算约27%~48%

	全容量并网时点	持股比例	概算总投资 (亿元)	概算单位投资 (元/KW)	实际总投资-截至23年末 (亿元)	实际单位投资-截至23年末 (元/KW)	单位投资节省 (元/KW)
通泉风电场	2023年1月	100%	16.13	5378.08	11.71 (进度100%)	3902.88	-27.4%
涧水塘梁子风电场	2023年8月	100%	3.11	6218.44	1.76 (进度100%)	3518.97	-43.4%
永宁风电场	2023年12月	100%	47.30	6306.09	24.60 (进度99%)	3279.95	-48.0%
金钟一期风电场	11M23首台并网	100%	23.55	6728.26	/	/	/
金钟二期风电场	/	100%	7.68	6404.08	/	/	/

浙江供需紧张原因①：欧美开启补库周期，外需复苏有望持续

- 2024年以来出口交货值累计增速转正、1Q24出口对GDP增长的贡献率时隔5个季度转正。2024年美联储大概率将降息，金融条件趋松使得市场需求好转、部分行业开始补库，3M24美国制造业PMI自10M22以来首次回到荣枯线以上。美国补库需求复苏对我国出口具有直接拉动效应：1Q24出口对GDP增长的贡献率转正、1~4月我国出口交货值累计增速达2.5%。
- 浙江经济外向度超过60%，有望受益于全球制造业共振复苏。1~4M24浙江进出口总值约1.64万亿元，同比增长6.8%，其中出口约1.20万亿元、同比增长5.5%，进口0.44万亿元、同比增长10.6%。

1Q24，出口对GDP增长的贡献率时隔5个季度转正



2024年起出口交货值累计增速转正，且增幅逐月扩大

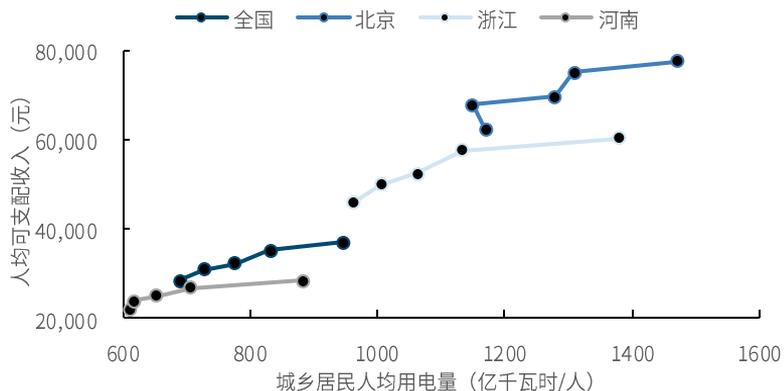


资料来源：iFind、国金证券研究所

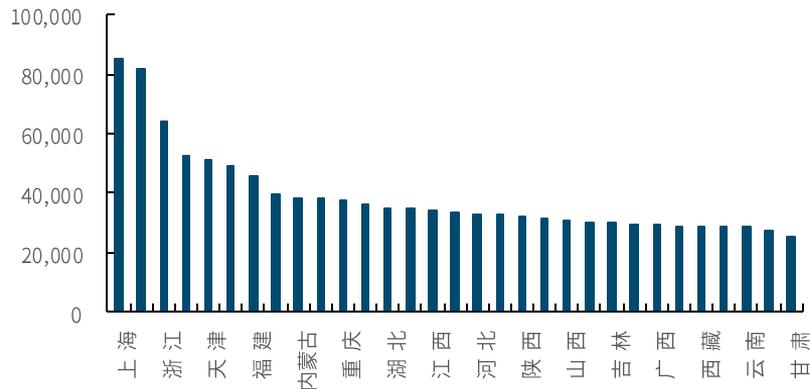
浙江供需紧张原因②：居民人均用电量与可支配收入正相关

- 居民人均用电量与居民人均可支配收入正相关，2023年浙江省居民人均可支配收入位列全国第三、城乡居民人均用电量高于全国平均水平。Jeff Biddle在一篇研究1955-1980年美国居民空调普及的论文中指出，居民实际收入上升和电费下降对1960年代美国居民空调普及率提升具有显著贡献。通过部分公布城乡居民用电量的省区数据来看，可以发现人均可支配收入较高的北京和浙江城乡居民人均用电量显著高于河南和全国平均城乡居民人均用电量水平。

城乡居民人均用电量与人均可支配收入水平显著正相关



2023年中国31省区居民人均可支配收入 (元)

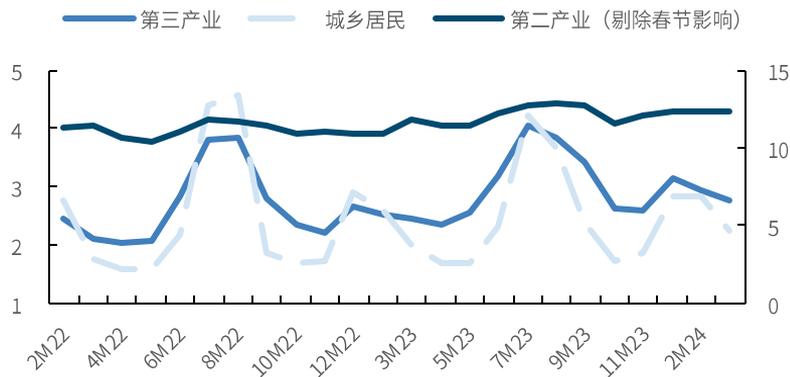


资料来源：iFind、国家统计局、国金证券研究所。注：城乡居民人均用电量采用省级和全国城乡居民用电量/各地年末人口总数计算。

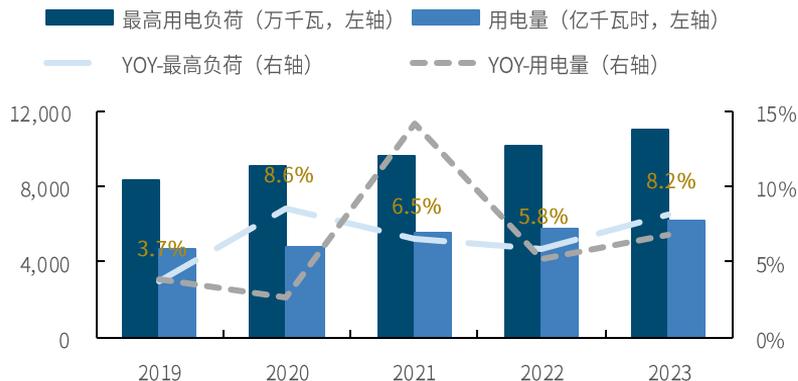
浙江供需紧张原因③：季节性负荷支撑负荷高于用电量增长

- 浙江省经济回升向好、城乡居民人均电力消费强度较高，历史5年浙江省最高用电负荷增速为用电量增速的1.4倍。工业生产用电负荷为连续性负荷，剔除春节假期影响后月度日均用电量基本平稳；居民和三产用电负荷主要为制冷/采暖等气温敏感型负荷，月度日均用电量具有明显季节性。以2023年为例，浙江省二产、三产、居民月度日均用电量峰谷差与峰值的比值分别为15.6%、41.7%、59.9%。
- ✓ 二产用电为基、居民和三产用电为峰，预计2024年浙江省最高用电负荷有望实现6%左右的增长。

三产和居民月度日均用电量波动幅度远大于二产（亿度/天）



历史5年浙江省最高负荷增速是用电量增速的约1.4倍



资料来源：iFind、国金证券研究所

浙江供需紧张原因④：支撑性电源投产进度不及最高负荷增速

- 浙江省支撑性电源投产高峰期为2025、2026年。综合浙江省2023年省重点建设项目形象进度计划和我们统计的火电项目开工情况数据，预计于2024年投产的支撑性电源项目仅浙能六横电厂二期3号机组和国华舟山电厂三期2台66万千瓦机组。火电+核电装机容量增速仅3.0%，低于6%的预期最高用电负荷增速。
- 另外，即便浙江省在2025年迎来支撑性电源投产高峰期，但基于2024、2025年最高负荷增速6%、有效容量系数分别为水电50%、火电90%、核电100%、风电10%、光伏20%的假设，预计到2025年底浙江省仍然存在超2000万千瓦的电力供需缺口。

未来5年浙江省支撑性电源投产计划（万千瓦）

	2024	2025	2026	2027	2028
中广核三澳一期		120	120		
中核三门核电二期					250.2
浙能六横二期	100	100			
国华舟山三期	132				
华润温州二期		200			
国能北仑四期		200			
浙能嘉电四期		100	100		
浙能台二二期			200		
中煤岱山鱼山			132		
华能玉环三期		100			
大唐头门港电厂			132		
国能南浔气电		156			
大唐金华气电		147			
国投吉能气电		149			

预计2025年浙江省有效容量供需缺口超2000万千瓦

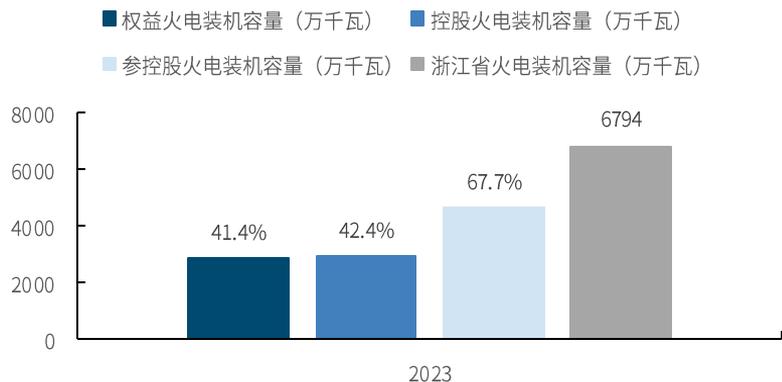
	2025E	有效容量需求系数	有效容量需求（万千瓦）
最高用电负荷（万千瓦）	12384	110%	13623
装机容量/输电能力（万千瓦）		有效容量供应系数	有效容量供应（万千瓦）
水电	1511	50%	756
火电	8178	90%	7360
核电	1037	100%	1037
风电	686	10%	69
光伏	4000	20%	800
灵绍直流	800	90%	720
溪洛渡-浙江直流	800	50%	400
白鹤滩-浙江直流	800	50%	400
有效容量供应合计（万千瓦）			11541.5
供需缺口（万千瓦）			-2081.2

资料来源：中电联、浙江省能源十四五规划、浙江省2023年重点建设项目实施计划表、国金证券研究所等

浙能电力：火电为主参股核电，攻守兼备的区域性火电龙头①

- 截至2023年底，公司权益火电装机容量占全省火电装机容量的约5成，参控股火电机组装机容量占全省火电装机容量的约7成。浙江省在改革开放初期电力工业基础薄弱，在火电起步阶段采用集资办电方式建设的电厂在厂网分离改革后多数划归省能源集团，使得公司作为省能源集团旗下的火电上市平台长期以来保持着稳定的市占率。
- 在十四五浙江煤电装机潮中，包括乐清电厂三期在内公司共计获得装机建设指标800万千瓦，占2021~2026年浙江省规划新建煤电装机总容量的约47.2%；预计2024~2026年公司控股火电装机容量增速分别为3.2%/6.3%/8.9%。

2023年公司控股/权益/参控股火电装机容量占全省火电装机比重



公司2022~2026年控股煤电装机年均复合增速达约6.3%

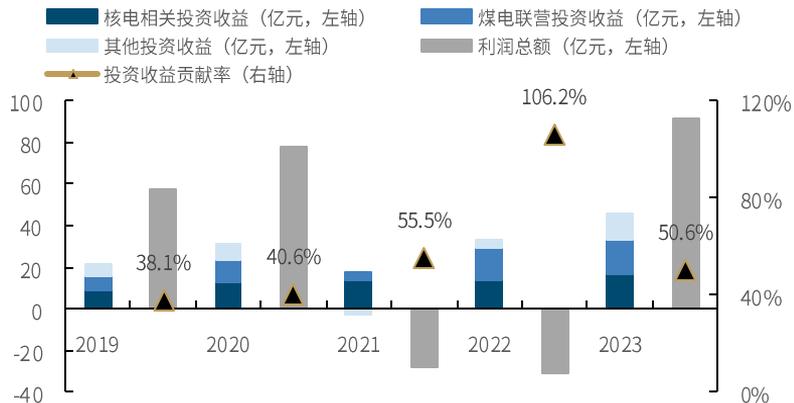


数据来源：浙能电力历年年报、浙能电力公司官网、华润电力/大唐发电/华电国际23年年报、国金证券研究所

浙能电力：火电为主参股核电，攻守兼备的区域性火电龙头②

- 除中核金七门核电项目为集团参股外，公司直接参股浙江省内其余所有核电资产，每年取得核电相关股权投资收益15亿元左右，并且有望伴随三澳核电一二期、三门核电二期陆续投产而进一步增长。另外，公司在省内与国能集团深度合作，旗下电厂除北仑四期外股权比例为20%外，其余国能系火电厂股权比例均为40%。核电与煤电联营火电等盈利稳定、现金流充沛的优质发电资产为公司高比例分红创造条件，公司当前股价对应股息率约3.8%。
- 2026年以后浙江省电力供需格局有望显著改善，电价或承压下行。但考虑到2026年煤电容量电价水平将提升至165元/KW，且公司资本性支出也将大幅回落，预计公司有望保持较高自由现金流水平、高分红可持续性较强。

历史5年公司参股稳定电源获得的投资收益占利润总额的比重



浙江上一轮“电荒”后，公司资本性支出于2013年达到高峰



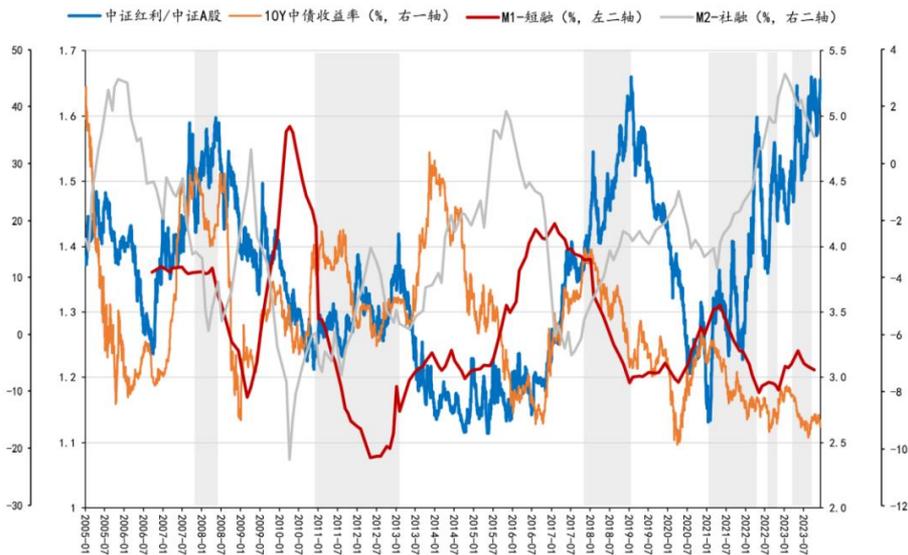
数据来源：iFind、浙能电力历年年报、国金证券研究所

1.2 “固收+”策略择长期优质资产

经济增长中枢下移，类债“固收+”资产体现配置价值

- 当前我国经济结构持续调整、经济增长中枢相对过去有所下移，市场愈发重视现金分红、股息率等投资者回报相关指标，高分红/高股息风格体现出较高的配置价值——这类资产在提供类似债券票息的稳定收益时，还具备一定业绩增长或资本利得正收益的空间，因而可看作一种“固收+”的权益投资策略。
- 在经济增速放缓、资本利得的回报缩水时，由于“固收+”相关指数权重行业标的多为成熟型公司，具备业绩增速稳定、资本开支较低、现金流充沛的特点，且可带来较为确定的股利回报，因而收益确定性较高、具备配置性价比。

“固收+”策略在经济增速放缓期表现更佳



资料来源：Wind、国金证券研究所

利率下行、风险偏好降低，“固收+”稳定收益有望获得溢价

- 我国长端利率处于下行通道。近年我国CPI处在低位、降息空间充足，为了持续提高市场流动性、促进企业融资发展和商品出口，降息已成为发展大趋势。2020年至今央行已宣布10次降准、9次降息的政策措施，我国十年期国债到期收益率呈现持续下行的走势。
- 利率下行时，投资预期下跌，市场风险收益偏好降低，“固收+”策略的权益资产因具备低风险特征、类债券属性且具备稳定、可观的股息率，有望演绎“稳定高股息吸引资金-估值提升-股息率降低-降息背景下投资者对股息率要求降低-股息率有所降低后资产仍具备吸引力-支撑估值中枢继续推升”的逻辑。因此，虽然相关板块当前股息率已较年初有所下行，但未来仍有估值中枢提升的空间。

2020年至今央行已宣布10次降准

年份	降准生效日期	降准对象	降准幅度
2020	1月6日	金融机构(不含财务公司、金融租赁公司和汽车金融公司)	50bp
	3月16日	达到考核标准的银行; 符合条件的股份制商业银行(额外降准)	50-100bp
	4月15日 & 5月15日	农村信用社、农村商业银行、农村合作银行、村镇银行和仅在省级行政区域内经营的城市商业银行	100bp
2021	7月15日	金融机构(不含已执行5%存款准备金率的金融机构)	50bp
	12月15日	金融机构(不含已执行5%存款准备金率的金融机构)	50bp
2022	4月25日	金融机构(不含已执行5%存款准备金率的金融机构);对没有跨省经营的城商行和存款准备金率高于5%的农商行(额外降准)	25bp
	12月5日	金融机构(不含已执行5%存款准备金率的金融机构);对没有跨省经营的城商行和存款准备金率高于5%的农商行(额外降准)	25bp
2023	3月27日	金融机构(不含已执行5%存款准备金率的金融机构);对没有跨省经营的城商行和存款准备金率高于5%的农商行(额外降准)	25bp
	9月15日	金融机构(不含已执行5%存款准备金率的金融机构);对没有跨省经营的城商行和存款准备金率高于5%的农商行(额外降准)	25bp
2024	2月5日	金融机构(不含已执行5%存款准备金率的金融机构)	50bp

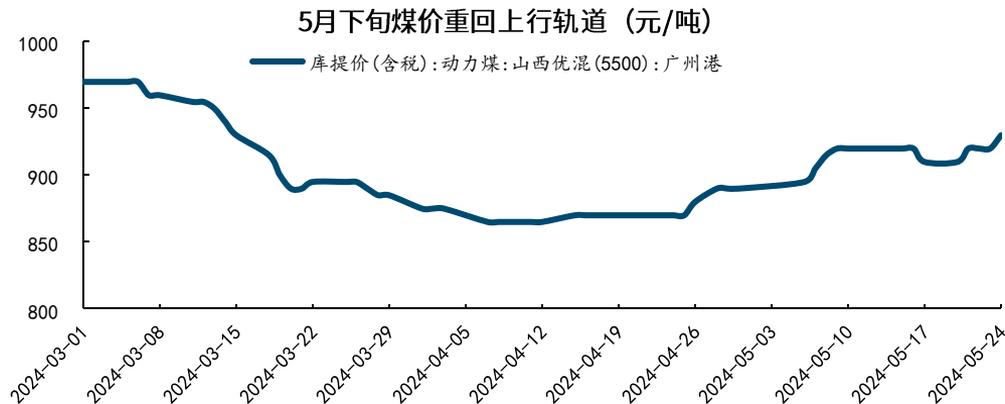
我国长端利率处于下行通道



资料来源：央行官网、Iifind、国金证券研究所

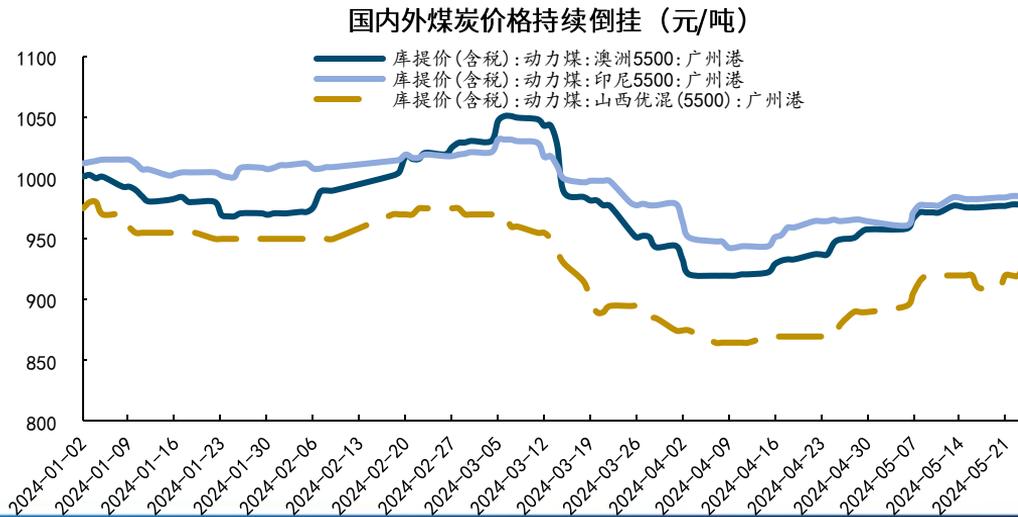
三类煤电联营：煤电一体化锁定成本、稳定利润（1）

- 24年煤价展望：5月起迎峰度夏储煤开启，夏季煤价上行期即将来临
- ✓ 5月煤价回顾：在经济复苏、部分非电需求转好等因素的驱动下，5月上旬港口煤价上行约3.4%。随后5月中旬煤价滞涨，可见阶段性采购告一段落，煤价涨势较快驱使终端进入观望状态。
- ✓ 预计5月下旬起煤价有望重回上行轨道：①需求端：随气温逐渐升高，用电负荷回升将拉动电厂日耗，电厂“迎峰度夏”电煤备货积极性将提升，且非电煤需求也有望受益宏观政策利好稳步增长。②供给端：一方面，近期陕西、山西等地环保安监检查增多，煤炭生产供应趋紧；进口煤价高企、支撑煤价，且东南亚夏季用煤需求提升，国际海运费、国际煤价齐涨，利好内贸煤需求提升。③国际形式动荡，叠加通胀的大宏观环境，国际煤价高涨，拉动国内市场煤价上行。



三类煤电联营：煤电一体化锁定成本、稳定利润（2）

- 24年煤价展望：预计3Q24市场煤价中枢有望上行至950元/吨，2H24煤电联营企业有望凸显控本的抗风险优势
- ✓ 6月起我国多地入夏后，迎峰度夏行情有望正式开启；2024年为厄尔尼诺年的“第二年”，据国家气候中心预测，2024年有可能较2023年更热，也可能是极端天气更加频繁、强大的一年，夏季火电顶峰需求较为乐观、拉动用煤需求。同时，随着下游复工复产向好，尤其是前期停缓建基建项目预计逐步复工，非电需求有望改善，和电煤补库、夏季顶峰需求一起共同刺激煤价回弹。此外，供给侧安监持续趋严，叠加国内外价格倒挂限制煤炭进口，预计3Q24市场煤价中枢有望上行至900-950元/吨。
- ✓ 需求上行时，煤价上行弹性往往大于电价，因此煤电联营、锁定成本的火电企业2H24度电利润具备稳定性优势。

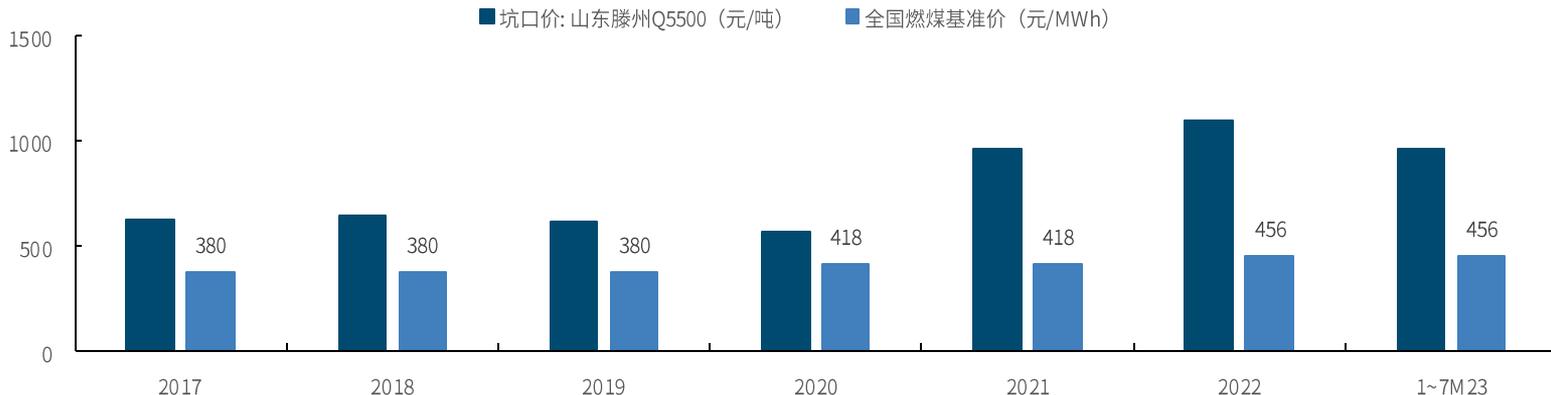


资料来源：I find、国金证券研究所

三类煤电联营：煤电一体化锁定成本、稳定利润（3）

- 中长期看，纯火电难以公用事业化的本质矛盾是计划电和市场煤的矛盾。
- ✓ 2019年10月，国家发改委发布“1658号文”，将燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制，范围为[-15%,+10%]；2年后发布“1439号文”，将基准价上下浮动范围扩大至[-20%,+20%]，高耗能企业和电力市场交易价格不受上浮20%限制。
- ✓ 2022年市场煤价较2017年上涨74.0%，即便燃煤基准价顶格上浮20%也无法完全疏导成本。

煤电上网电价涨幅远不足以覆盖燃料成本上行



三类煤电联营：煤电一体化锁定成本、稳定利润（4）

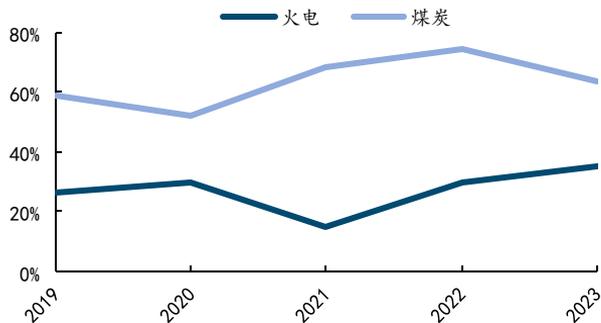
- 煤电联营是火电企业解决该矛盾的有效方案——煤电联营的本质是指煤炭和电力生产企业以资本为纽带，通过资本融合、兼并重组、相互参股、战略合作、长期稳定协议、资产联营和一体化项目等方式，将煤炭、电力上下游产业有机融合的能源企业发展模式，从而可以使煤企和电企建立互补且长期的利益共享、风险共担机制，从而更好的实现“公用事业化”。
- ✓ 对火电企业而言，参股/控股煤炭资产，一方面可以通过合作关系为自身电厂贡献稳定、低成本的煤炭燃料，例如签订高比例、低价格的长协煤，提升火电度电利润的绝对值和稳定性；
- ✓ 另一方面，可以通过煤、电业绩的反向波动关系对公司整体业绩起到平滑作用，且可通过煤炭资产创造的稳定、丰沛的现金流提升分红能力；
- ✓ 此外，部分火电企业的煤电联营还体现在所属集团煤炭资源的供应保障，这同样可以起到稳定燃料成本的作用。
- ✓ 对由煤炭向火电转型的企业而言，控股火电资产可通过煤、电业绩的反向波动关系对整体业绩起到平滑作用，且由于火电板块估值高于煤炭，因而可随着对体内火电资产的煤炭自供比例提升、以及火电资产规模的提升，获得公司整体估值的提升空间。

三类煤电联营：有实质控股的“煤+电”（1）

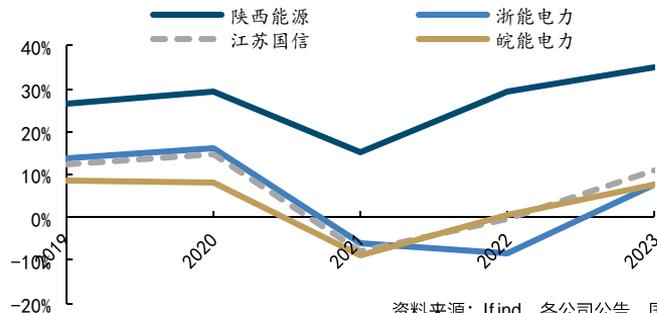
(1) 类型一：有实质控股的“煤+电”，本质为火电企业；代表性公司——陕西能源。

- ✓ 2023年陕西能源火电业务的营收、毛利润分别是煤炭业务的3.6、2.0倍，可见内部关联业务合并抵销后公司对外还是以火电销售业务为主。
- ✓ 公司已核准的总装机容量中，煤电一体化和坑口电站装机容量占到69.64%，其下属清水川能源、赵石畔煤电均配套有煤矿，麟北发电就近使用园子沟煤矿的煤泥和矸石等燃料，吉木萨尔电厂处于新疆煤炭资源富集区、具有坑口电站优势。
- ✓ 煤炭、火电业务毛利率的反向变动趋势对公司业绩起到了一定的平滑作用，同时在煤电联营的控本作用下，公司火电的毛利率水平较其他可比公司而言更高、且波幅更小，即便在2021年煤价大涨、可比公司火电毛利率多数转负的年代，公司火电毛利率也维持在15%的较高水平。

陕西能源的煤炭、火电业务毛利率基本呈反向变动



陕西能源火电业务毛利率较可比火电公司而言更高、且更稳定



资料来源：Ifind、各公司公告、国金证券研究所

三类煤电联营：有实质控股的“煤+电”（2）

(1) 类型一：有实质控股的“煤+电”，本质为火电企业；代表性公司——陕西能源。

- ✓ 从股价表现看，陕西能源的股价走势与火电板块基本保持一致，但稳定性更强，在9-10M23煤价上行回调时期，陕西能源的股价跌幅小于板块指数，体现出煤电一体化布局带来业绩稳定性后所带来的抗风险能力。

陕西能源上市后走势多数情况下较火电板块指数更稳定

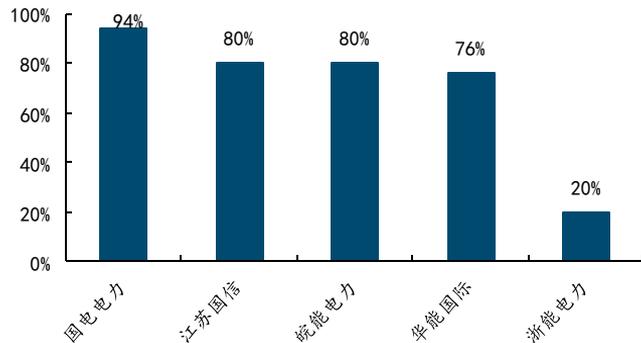


三类煤电联营：参股煤矿+集团煤炭资源支持（1）

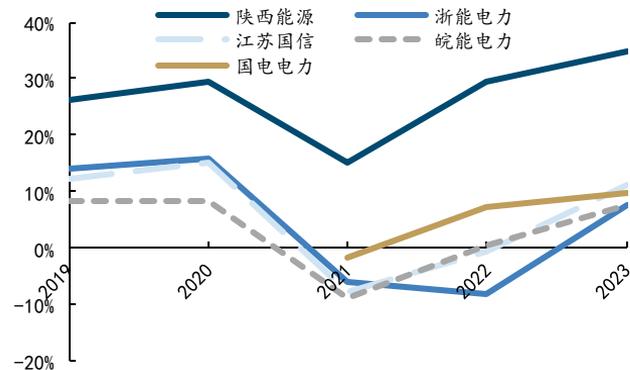
(2) 类型二：参股煤矿+集团煤炭资源支持，本质是火电企业；代表性公司——国电电力。

- ✓ 与陕西能源不同，国电电力身为火电企业、体内基本仅有火电资产，煤炭资产大多是通过参股形式持有的，主要包括晋能控股煤业集团同忻煤矿山西有限公司（晋控同忻）及陕西煤业集团黄陵建庄矿业有限公司（陕煤黄陵），可在煤价大幅上涨、公司参股其他火电企业盈利能力下滑时降低公司投资收益的波动性。
- ✓ 此外，公司所属的国家能源集团是我国最大的煤炭集团，在所属集团煤炭资源的支持下公司火电基本实现了长协煤全覆盖、用煤长协比例高达94%，使得公司火电业务盈利能力和稳定性领先多数可比公司。

所属集团支持下，公司火电长协煤覆盖比例较高



国电电力火电业务盈利能力和稳定型较强



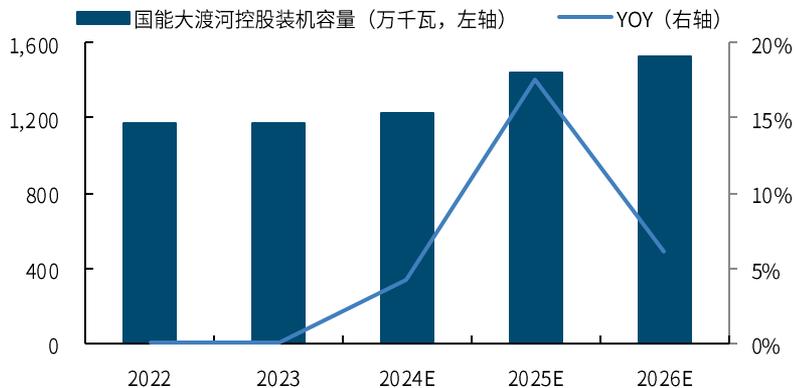
资料来源：I find、各公司公告、每日经济新闻、国金证券研究所

三类煤电联营：参股煤矿+集团煤炭资源支持（2）

(2) 类型二：参股煤矿+集团煤炭资源支持，本质是火电企业；代表性公司——国电电力。

- 国能大渡河未来三年水电装机具备充足成长性。水电是受到市场广泛认可的，盈利稳定性强、具备高分红能力的低波红利资产。公司持股80%的国能大渡河主要负责我国第五大水电基地大渡河干流流域的水电开发。根据公司公告，目前在建的水电站共有四座，分别为双江口、金川、枕头坝二级和沙坪一级，合计装机容量352万千瓦，计划于2024~2026年期间投产。

未来三年国能大渡河水电装机容量仍有充足成长性



大渡河干流流域双江口~铜街子段梯级电站开发情况

名称	业主	状态	完全投产时间 (年)	装机容量 (万千瓦)
双江口	国能大渡河	在建	2025	200
金川	国能大渡河	在建	2026	86
巴底	国能大渡河	前期	-	72
丹巴	国能大渡河	前期	-	113
猴子岩	国能大渡河	投产	2017	170
长河坝	大唐国际	投产	2017	260
黄金坪	大唐国际	投产	2016	85
泸定	华电国际	投产	2012	92
硬梁包	华能水电	在建	2025	111.6
大岗山	国能大渡河	投产	2016	260
龙头石	中旭投资	投产	2009	70
老鹰岩一级	国能大渡河	前期	-	22
老鹰岩二级	国能大渡河	前期	-	35
瀑布沟	国能大渡河	投产	2010	360
深溪沟	国能大渡河	投产	2011	66
枕头坝一级	国能大渡河	投产	2016	72
枕头坝二级	国能大渡河	在建	2026	30
沙坪一级	国能大渡河	在建	2026	36
沙坪二级	国能大渡河	投产	2018	34.8
龚嘴	国能大渡河	投产	1972	77
铜街子	国能大渡河	投产	1994	67.5

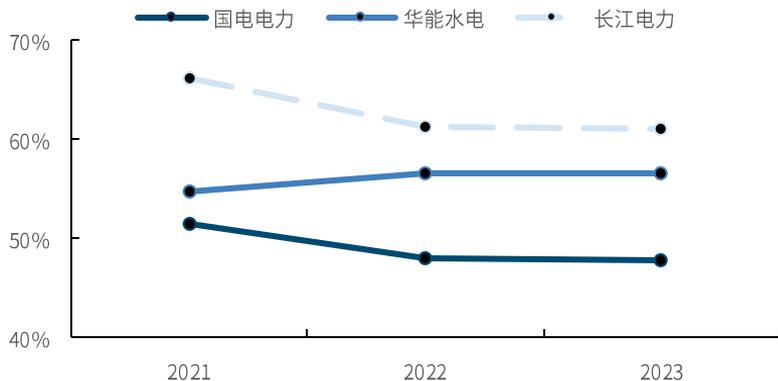
资料来源：国务院国有资产监督管理委员会、国家能源集团官网、国电电力历年年报、国金证券研究所等

三类煤电联营：参股煤矿+集团煤炭资源支持（3）

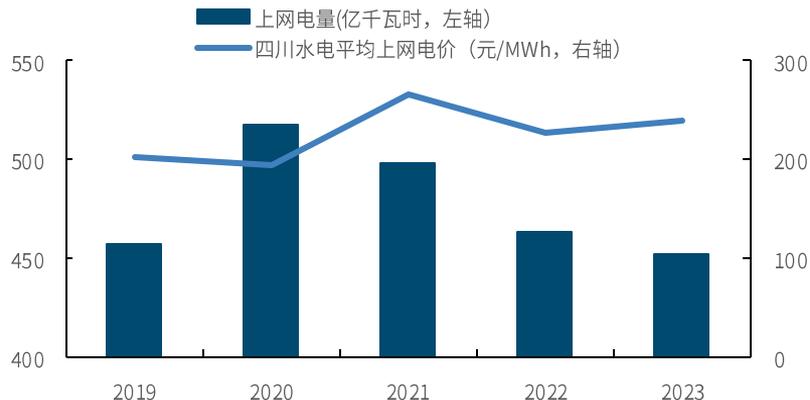
(2) 类型二：参股煤矿+集团煤炭资源支持，本质是火电企业；代表性公司——国电电力。

- 控制性水库+川渝特高压投产在即，弃水有望改善。过去大渡河流域饱受弃水问题困扰，上网电价较四川省水电标杆上网电价折价幅度较大。大渡河干流流域共规划3库28级，已投产电站中仅瀑布沟具备不完全年调节能力，平滑来水丰枯影响的能力不足；加之大渡河流域水电送出受网架约束、通道受阻，以及省调电站优先级低于国调电站等原因，大渡河长期面临弃水问题，23年平均电价较2019年四川径流式水电标杆上网电价的297.4元/MWh折价约58.6元/MWh
- 具备年调节能力的控制性水库双江口投产有望增强流域水电调节能力、川渝特高压投产有望增加外送容量，叠加四川省内用电需求快速增长，公司大渡河流域水电站平均上网电价有望提升。

受弃水和折价问题影响，公司水电业务毛利率低于同业可比公司



2019与2022年，公司于四川省实现的水电上网电量相近而电价上涨



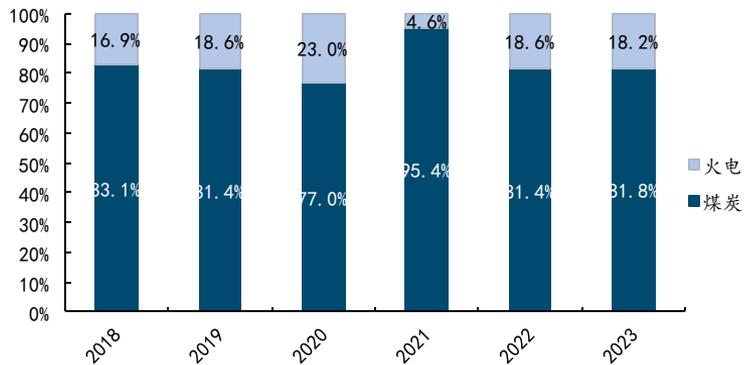
资料来源：澎湃新闻、各公司历年年报、《大渡河梯级电站群实时负荷智能调控技术研究》、国电集团新闻、国金证券研究所

三类煤电联营：有实质控股的“煤+电”（1）

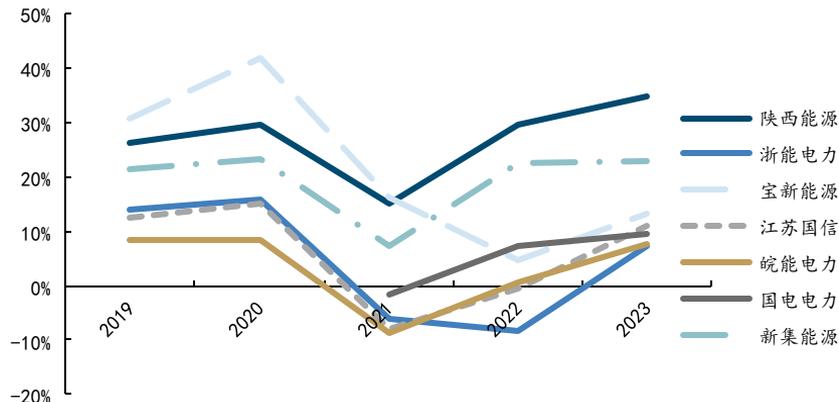
(3) 类型三：有实质控股的“煤+电”，本质从煤炭企业向“煤电一体化”的火电企业转型；代表性公司——新集能源。

- ✓ 2023年新集能源煤炭业务的营收、毛利润分别是火电业务的2.2、4.5倍，可见当前内部关联业务合并抵销后公司对外是以煤炭销售业务为主。
- ✓ 当前公司40%的自产煤用于利辛电厂和宣城电厂，其中板集煤矿生产的商品煤全部用于利辛电厂。受到煤电联营的控制利好，公司目前火电业务毛利率在可比火电公司中处于较高水平、且稳定性较强。

新集能源煤炭业务毛利目前大于火电



新集能源火电毛利率在可比公司中处于较高水平



资料来源：Ifind、各公司公告、国金证券研究所

三类煤电联营：有实质控股的“煤+电”（2）

(3) 类型三：有实质控股的“煤+电”，本质从煤炭企业向“煤电一体化”的火电企业转型；代表性公司——新集能源。

✓ 在三类煤电联营企业中，新集能源是煤电一体化程度有望达到最高的企业：

- 煤电一体化最主要的核心矛盾就是真正解决煤源，从而抑制煤炭成本波动带来的业绩波动影响。火电企业出身的公司虽然可以通过自建煤矿、提高长协比例和依靠集团支持去解决煤源问题，但一方面难以更全面的实现稳定长协煤对电厂用煤的全覆盖，另一方面对低价煤源无法实现真正控制。

- 煤企出身的公司，由于自身煤矿资产充裕，发展火电后对自身燃料的保供力度、价格把控力度均较强，煤电一体化程度也会更高，因此近年来龙头煤企也开始逐步建设火电厂，试图发展煤电一体化。但我们认为核心问题有二：

- ① 部分煤企的煤种并不适合直接用来发电（如焦煤、高热值煤或高含硫量煤），多需掺烧调配其他煤种，这个阶段燃料成本优势就会被减弱；

- ② 煤企通常在电厂运营管理方面经验不如电企充足，因此运营电厂时经营效率难以具备竞争优势。

三类煤电联营：有实质控股的“煤+电”（3）

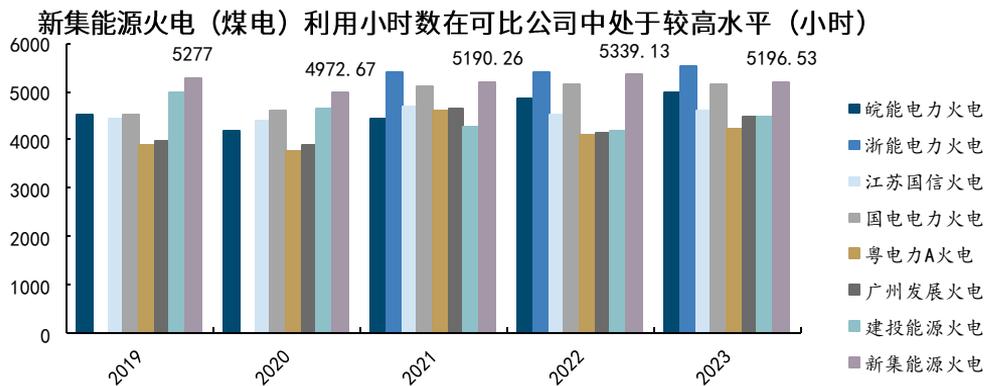
(3) 类型三：有实质控股的“煤+电”，本质从煤炭企业向“煤电一体化”的火电企业转型；代表性公司——新集能源。

✓ 在三类煤电联营企业中，新集能源是煤电一体化程度有望达到最高的企业：

• 新集能源作为煤企向电企转型的企业，对上述两类矛盾的化解较为成功：

① 公司煤种为各矿主要煤种以气煤和 1/3 焦煤为主，具有中底灰、特低硫、特低磷和中高发热量（4500 卡）特征，适合电厂发电使用。

② 公司通过人才和先进机组引进，火电运营效率较高，机组利用小时数可达到近5200小时，较多数火电可比公司而言更高。



资料来源：Ifind、各公司公告、国金证券研究所

三类煤电联营：有实质控股的“煤+电”（4）

(3) 类型三：有实质控股的“煤+电”，本质从煤炭企业向“煤电一体化”的火电企业转型；代表性公司——新集能源。

✓ 在三类煤电联营企业中，新集能源是煤电一体化程度有望达到最高的企业：

- 目前公司在建及规划项目总装机规模达596万千瓦，假设利用小时数保持不变，预计24-27年发电量同比增速分别为17%、42%、90%、37%。
- 公司表示新建火电项目供煤来源以自产煤炭为主。由利辛电厂和宣城电厂耗用公司40%的自产煤得出公司2023年机组耗煤量约为2.35吨/千瓦，若假设公司火电利用小时数不变，则待596万千瓦待建机组全部投产后所有电厂对自产煤的消耗量有望达到约2178万吨、约为23年公司动力煤产量的113%。
- 可见随着火电新项目的逐步投运，公司煤电一体化程度有望持续提升，未来将朝着原料基本自产自供的、且发电量具备较高成长性的火电企业方向转型。

新集能源在建及规划项目控股总装机规模达596万千瓦

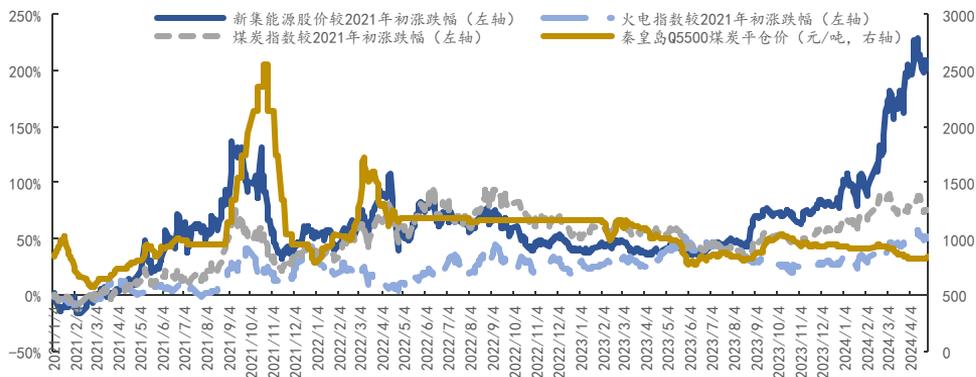
控股电厂	装机容量	状态	预计投产时间	预计年发电量
板集一期	2×100万千瓦	在运	-	100亿度
板集二期	2×66万千瓦	在建	2024年8-10月	66亿度
上饶电厂	2×100万千瓦	在建	2026年3-4月	100亿度
滁州电厂	2×100万千瓦	在建	2026年3-4月	100亿度
六安电厂	2×66万千瓦	在建	2026年6-7月	66亿度

三类煤电联营：有实质控股的“煤+电”（5）

(3) 类型三：有实质控股的“煤+电”，本质从煤炭企业向“煤电一体化”的火电企业转型；代表性公司——新集能源。

- ✓ 从股价走势看，公司股价波动趋势和煤炭板块指数基本一致，但24年起上涨幅度远超板块平均水平。
- 一方面，虽然公司股息率仅1-2%，因此在23年末至24年初的高股息行情中涨幅较小；但由于24年以来煤价持续弱势运行，此时公司身为长协占比较高（预计2024年长协占比85%）且煤电一体化水平较高的煤炭企业，业绩确定性较强，且24年初估值在煤炭板块中属于偏低水平，因此在板块补涨期弹性较大；
- 此外，由于公司电厂陆续投产后煤电一体化水平继续提升，若公司27年能实现电厂用煤基本全部自供，则可看作为成本可控、业绩稳定且具备装机成长性的火电企业，因此市场对于公司估值从煤炭向火电转变的提升空间产生了较为一致的认可。

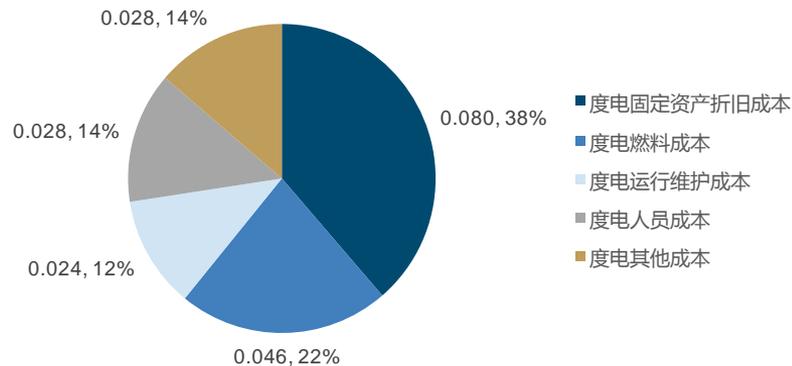
新集能源2024年以来股价涨幅显著高于煤炭&火电板块指数



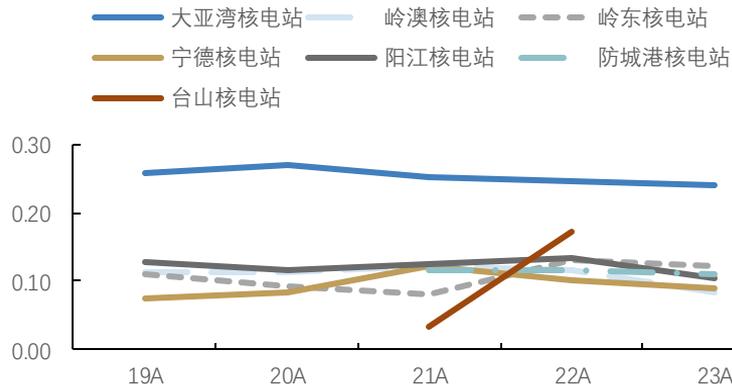
核电资产：稳健成长期，类水电具备长期投资价值（1）

- 核电成本结构稳定，具有潜在高分红能力
- ✓ 核电度电成本中折旧占比近40%，目前大亚湾核电站折旧完全，加之对港售电，度电净利润水平接近于其他广东省内核电站的2倍。
- ✓ 核燃料成本占比15%，使得市场将核电与水电资产对标时有所担忧。考虑到两家运营商均是通过向集团内其他子公司采购，预计签订天然铀长协价+购买一体化组件能够平抑运营端的成本波动。

成本结构决定核电经营稳定性



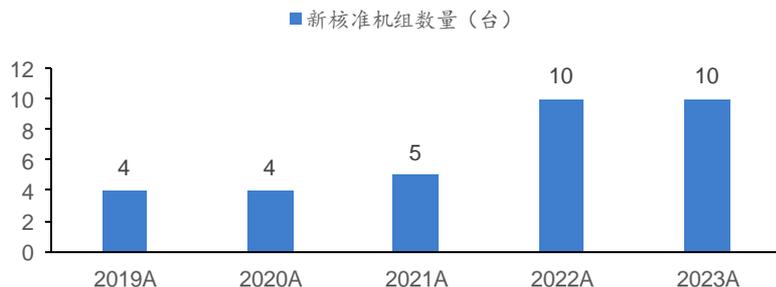
折旧完全后度电利润可翻倍（元/KWh）



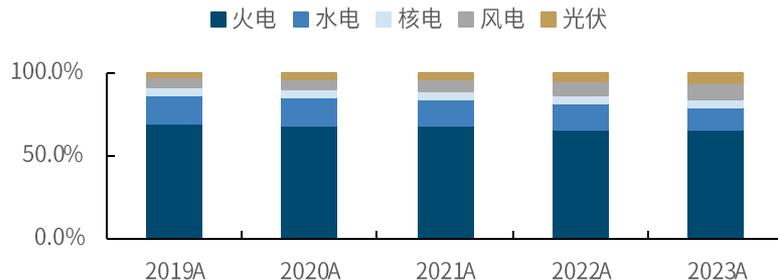
核电资产：稳健成长期，类水电具备长期投资价值（2）

- 2019年后核准重启，行业再入发展期
- ✓ 日本福岛事件影响消除+三代机首台套并网+“双碳”转型，核准重启。
- 未来接棒火电成为稳定的“基荷电源”，电量占比若向世界平均水平看齐，应接近10%。

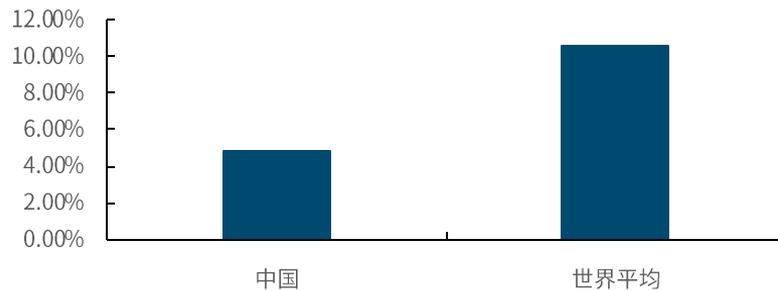
19年后核准重启



核准+建设期影响下，核电于双碳转型的贡献更多体现在“十五五”后



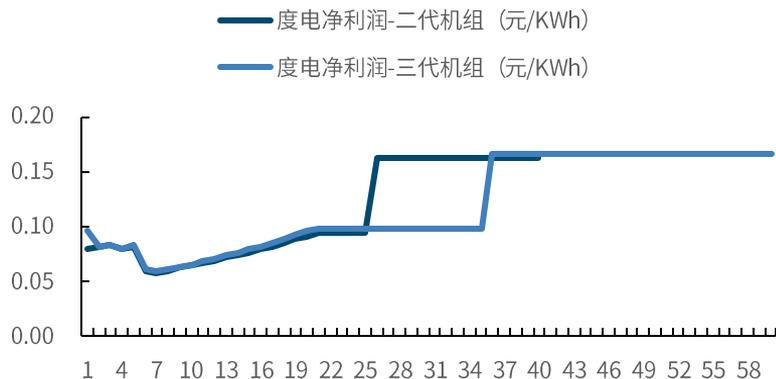
核电电量占比对标世界平均仍有提升空间



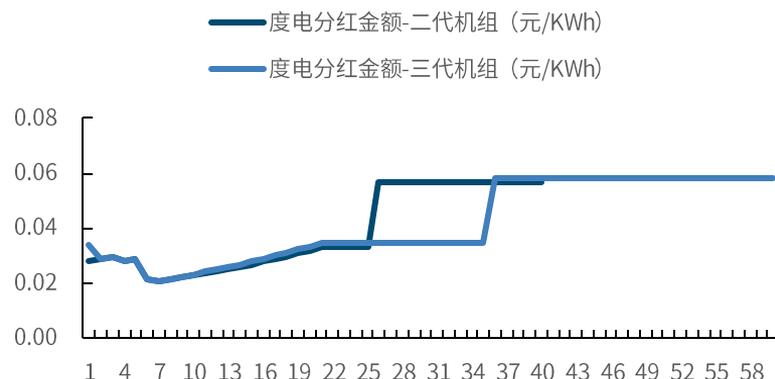
核电资产：稳健成长期，类水电具备长期投资价值（3）

- 还贷20年+折旧25/35年完毕后度电利润翻倍。投运前5年免收乏燃料处理费，并享受税收三免三减半，第6年起计提乏燃料处理费增加运行成本。伴随贷款还完、折旧完毕，度电利润有翻倍空间。
- 公司分红承诺锚定分红比例，资本开支高峰期依然可随度电利润提升获得度电分红绝对值提升。

投运前6年税收优惠+免收乏燃料处置费



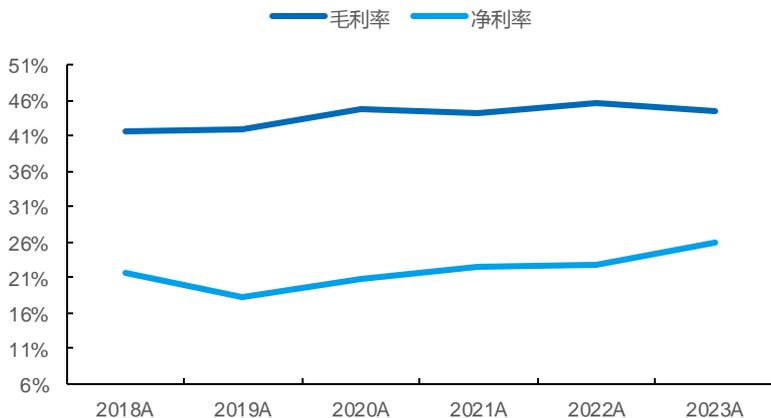
分红比例不变，度电分红绝对值随利润提升



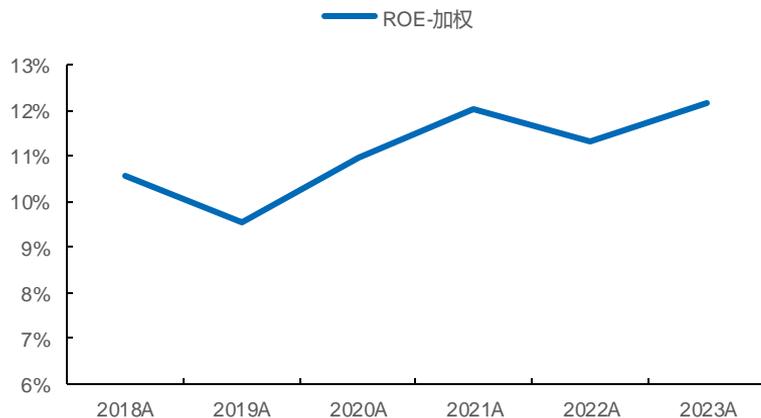
中国核电：自上而下考核指引发展，当前看重盈利表现

- 2020年提出“双碳”转型，能源央企带头开发。集团背负装机考核指标，下放至新能源开发平台。
- 2023年提出“一利五率”考核，重视央企经营质量。2022年度中央企业改革三年行动考核中，获A等级央企68家（占比69.4%），能源央企30家，中核集团上榜。
- 2024年提出“央国企市值管理”考核。

中国核电毛利率、净利率近年来稳步提升



中国核电加权ROE总体提升



中国核电：24年起进入连续投产期

- 中国核电漳州1号完成热试，预计2H24并网。24年公司核电装机容量预计同比+5%。
- 公司5台机组27年集中投运。自19年核准重启以来，19~20年年核准新机组4台，21年《政府工作报告》提出“积极有序发展核电”，同年核准5台机组；22年两批次共核准10台机组，超出预期，核电机组审批和开工的节奏明显加快。

中国核电计划商运时间表

核电机组	装机容量（万千瓦）	土建	设备安装	调试阶段	并网阶段	计划商运时间
漳州能源1号机组	121.2			√		2024年
漳州能源2号机组	121.2		√			2025年
江苏核电田湾7号机组	126.5		√			2026年
海南核电小堆机组	12.5		√			2026年
江苏核电田湾8号机组	126.5	√				2027年
三门核电3号机组	125.1	√				2027年
三门核电4号机组	125.1	√				2027年
辽宁核电徐大堡4号机组	127.4	√				2027年
辽宁核电徐大堡3号机组	127.4		√			2027年
辽宁核电徐大堡1号机组	129.1	√				2028年
漳州能源3号机组	121.2					2029年
合计	1,263.2					

24年中国核电的核电装机容量预计同比+5%



中国核电：24年为乏燃料处理费新增计提小年

- 24年为中核乏燃料处理费新增计提小年。核电投运前五年（含投运当年）免于计提乏燃料费，因此在投运初期机组度电利润水平较高。自第六年起，按上网电量计提0.026元/KWh。23年为乏燃料计提大年，24年无新机组开始计提。
- 中国核电多台二代机组临近折旧到期。考虑二代机组平均25年的折旧期限，27年将有秦山二核#1、秦山三核#1机组折旧到期，28年将有秦山三核#2号机组到期。

存量折旧到期将缓解中国核电27年5台联投带来的成本压力



中国核电在运机组开始计提乏燃料处理费年份

核电	堆型	首次并网年份	开始计提乏燃料处理费年份
浙江省			
三门核电			
三门1号机组	AP-1000	2018/6/30	2023/1/1
三门2号机组	AP-1000	2018/8/24	2023/1/1
江苏省			
田湾核电			
田湾4号机组	VVER-1000	2018/10/27	2023/1/1
田湾5号机组	VVER-1000	2020/8/8	2025/1/1
福建省			
福清核电			
福清5号机组	HPR-1000	2020/11/27	2025/1/1

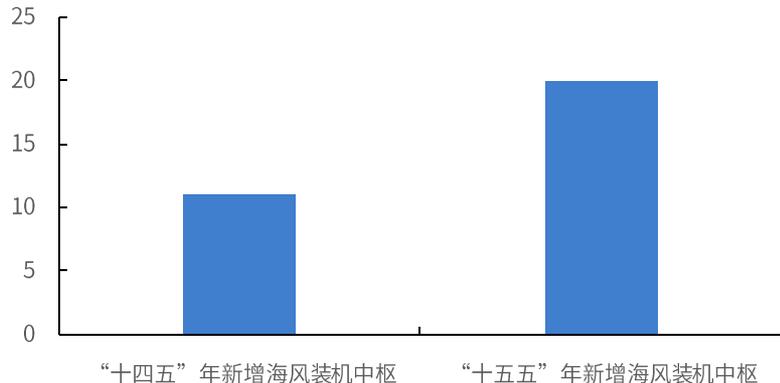
27~29年中国核电将有4台机组折旧到期

核电	堆型	首次并网年份	折旧到期年份
浙江省			
秦山一核			
秦山一期1号机组	CNP-300	1991/12/15	2016/12/8
方家山1号机组	CPR-1000	2014/11/4	2039/10/29
方家山2号机组	CPR-1000	2015/1/12	2040/1/6
秦山二核			
秦山二期1号机组	CNP-650	2002/2/6	2027/1/31
秦山二期2号机组	CNP-650	2004/3/11	2029/3/5
秦山二期3号机组	CNP-650	2010/8/1	2035/7/26
秦山二期4号机组	CNP-650	2011/11/25	2036/11/18
秦山三核			
秦山三期1号机组	CANDU-6	2002/11/9	2027/11/3
秦山三期2号机组	CANDU-6	2003/6/12	2028/6/5

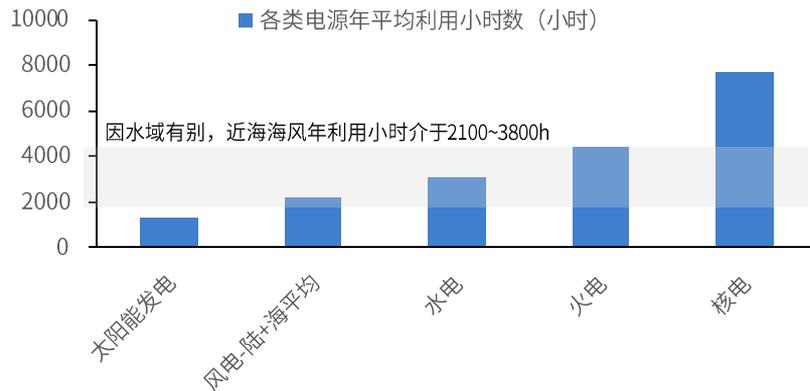
海风资产：快速成长期，又一类优质电源

- 禀赋视角看：海风为优质电源。不同于陆风利用效率最高的时段集中在冬春两季、光伏集中在夏秋两季，海风全年保持较高的风速，具备成为清洁稳定电源的潜力（类核电定位）。
- 海风项目储备充足，深远海空间开启。据CWEA统计，“十四五”期间中国沿海省份海上风电规划容量约5000万千瓦，“十五五”期间中国海上风电新增装机总规模约在1亿千瓦，其中很大比例的项目将位于深远海海域。

预计国内“十五五”海风年新增装机中枢将超过20GW



海风全天出力，利用小时数可逼近火电



海风资产：新增海风即将脱离补贴

海风价格机制一览

当年核准口径									
	2009-2014年	2015-2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年及以后
潮间带		0.75元/KWh	不高于项目所在资源区陆上风电指导价		核准指导价不再含国补（已处在竞配阶段，“指导价”逐步体现为各省竞配规则中的价格指引） 其中：广西22年海风示范项目竞配文件：平价上网 其中：广东23年竞配文件：平价上网				
近海	特许权招标	0.85元/KWh	不高于0.8元/KWh (海上风电指导价)	不高于0.75元/KWh (海上风电指导价)	平价上网				
陆风-I类资源区			0.34元/KWh	0.29元/KWh					
陆风-II类资源区			0.39元/KWh	0.34元/KWh					
陆风-III类资源区			0.43元/KWh	0.38元/KWh					
陆风-IV类资源区			0.52元/KWh	0.47元/KWh					
政策名称		《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》	《关于完善风电上网电价政策的通知》						
当年并网口径									
	2009-2014年	2015-2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年及以后
国家层面政策-国补									
2018年底前核准项目		按当年核准价格				按并网年份核准指导价（不含国补）			
1M2前核准项目		按当年核准价格				并网价不再含国补（部分含省补）			并网价无补贴（除上海）
政策名称			《关于完善风电上网电价政策的通知》	《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》					
地方层面政策-省补									
广东-2018年底前核准、省管项目					补贴1500元/KW	补贴1000元/KW	补贴500元/KW	无补贴	
山东					补贴800元/KW，补贴规模200万千瓦，免配储	补贴500元/KW，补贴规模340万千瓦，免配储	补贴300元/KW，补贴规模160万千瓦	无补贴	
浙江					补贴0.03元/KWh，补贴规模60万千瓦，补贴10年	补贴0.0015元/KWh，补贴规模150万千瓦，补贴10年	无补贴		
上海-2019-2021年投运项目			奖励0.1元/KWh，项目年奖金不超过5000万元，连续5年	奖励0.1元/KWh，项目年奖金不超过5000万元，连续5年	奖励0.1元/KWh，项目年奖金不超过5000万元，连续5年	无补贴			无补贴
上海-2022-2026年投运的深远海、离岸50km近海项目					奖励500元/KW，项目年奖金不超过5000万元，分5年拨付	奖励500元/KW，项目年奖金不超过5000万元，分5年拨付	奖励500元/KW，年奖金不超过5000万元，分5年拨付	奖励500元/KW，项目年奖金不超过5000万元，分5年拨付	
阶段划分	特许权阶段	国补阶段-固定价，燃煤基准价以上部分国补补齐	国补阶段-竞配，燃煤基准价以上部分国补补齐			省补阶段-竞配，四省含省补			无补贴阶段（除上海）-竞配
					无补贴阶段（除上海）-竞配				

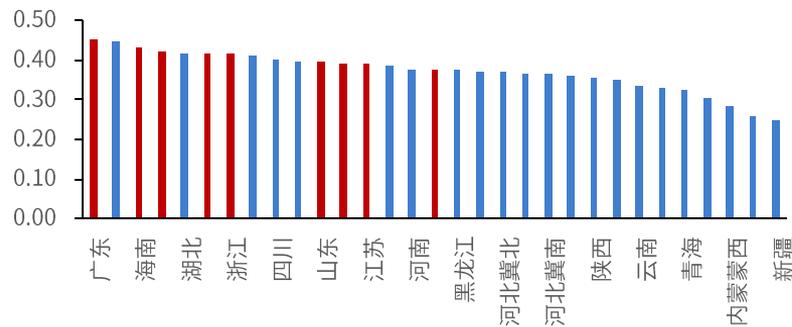
- 过分超前于降本进程的竞价不利于装机落地，竞配方案已弱化价格竞争。
- 海风所在沿海地区为负荷中心，消纳能力较好，本地电价较高。海风建于东部沿海省份沿岸，从燃煤基准价设置可见本身是用电需求旺盛、电价相对较高地区，具备更强的就地消纳能力。

广东省23年海风竞配方案已弱化价格竞争

2018.12	2023.05
《广东省海上风电项目竞争配置办法（试行）》	《广东省2023年海上风电项目竞争配置工作方案》
在国家规定的我省海上风电上网电价基础上，上网电价降低1分/千瓦时及以内的，每降低0.05分/千瓦时得1分；上网电价降低1分/千瓦时以上至2分/千瓦时，超出1分/千瓦时的部分，每降低0.1分/千瓦时得1分；上网电价降低2分/千瓦时以上，超出2分/千瓦时的部分，每降低2分/千瓦时得1分。	上网电价不作为本轮竞配因素，参与配置的海风项目上网电价执行燃煤发电基准价0.45元/度。采取综合评分法(地市/省评分为70/30分，附加分为20分)对申报主体进行评选，放弃省海风补贴的最高加5分。此外，2021年国补退出后，广东实行省补，对2023年/2024年全容量并网的省管海域项目每千瓦分别补贴1000元/500元。

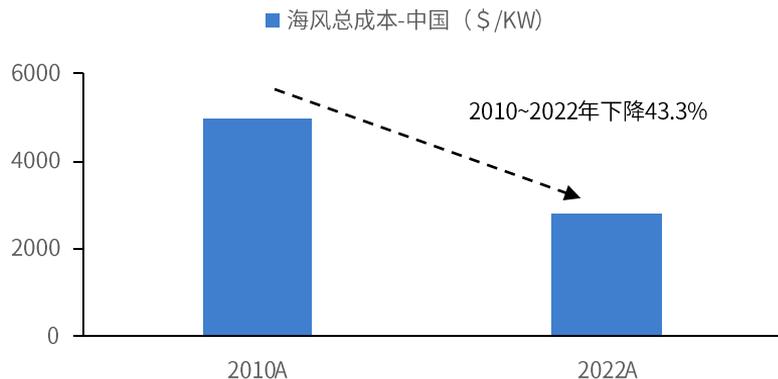
海风所在东部沿海地区电价较高

各省燃煤发电基准价格（元/KWh）

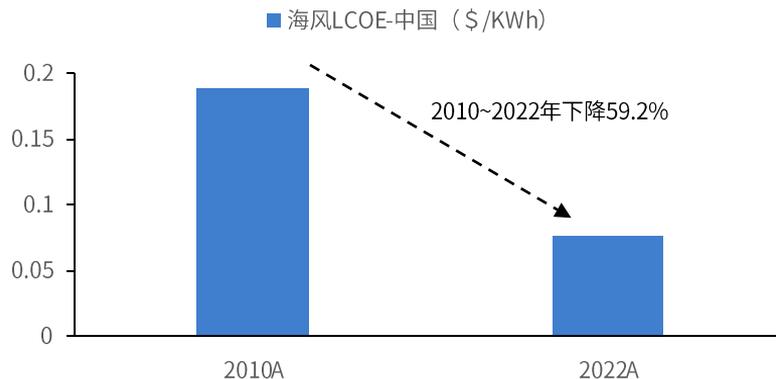


- 成本视角看：近10年以来技术更迭与产业链规模效应带来行业降本，中国引领了这一进程。根据IRENA可再生能源报告中对中/欧海风成本的汇总，在按装机容量加权平均水平下，2010~2022年间国内海风总成本降幅达43.3%；风机大型化、离岸距离扩大、塔筒升高等升级趋势下利用率提升，带来更大的度电成本降幅（达59.2%）。

近10年中国引领海风降本进程

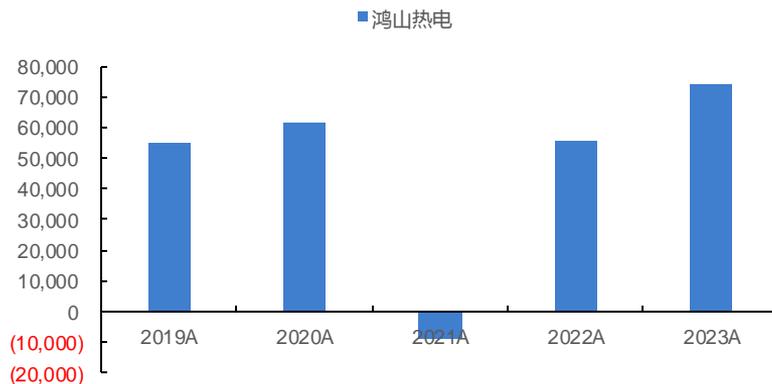


利用率提升，度电成本降幅更大



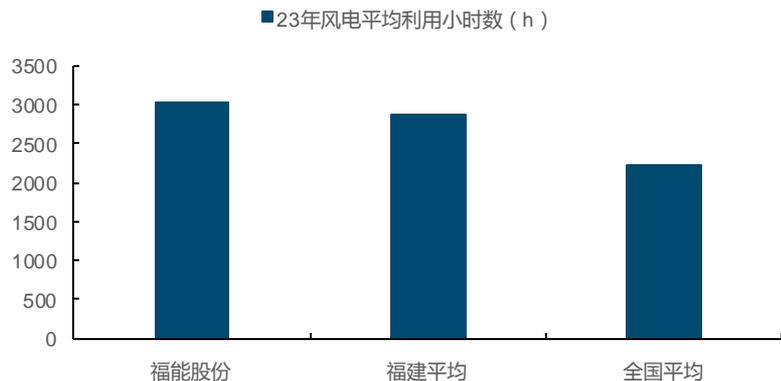
- 存量火电主要为热电联产、含基数转让合同的气电。公司火电板块核心资产为鸿山热电联产机组，以及晋江气电机组。前者近年来除21年外均保持较高的利润水平，主因供热顺价相对顺畅；后者通过电量基数转让合同降低了高气价背景下的亏损风险。

鸿山热电于22年高煤价背景下仍实现较好利润（万元）

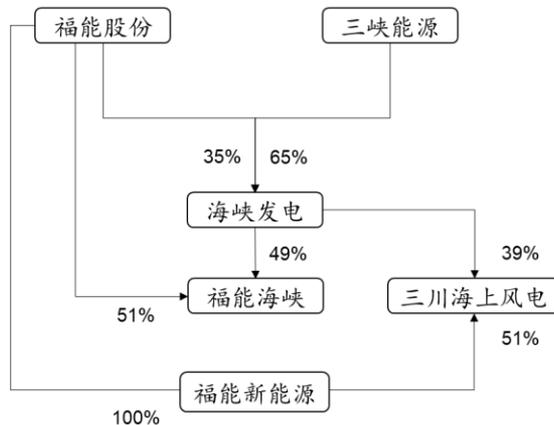


- 存量装机风资源优秀。公司风电项目位于风资源较优的地区，截至2023年底，公司控股投运总装机180.9万千瓦，规模位居福建省前列。风电项目不弃风限电，利用小时数高。2023年公司风电平均利用小时数达3038小时，较全国风电平均利用小时数高出813小时。
- 公司与三峡能源交叉持股建设海风。23年福建海风一批次竞配项目中公司和三峡集团联合体中标合计95万千瓦，分别为长乐外海K区项目（55万千瓦）和莆田湄洲湾外海项目（40万千瓦）。

公司风电平均利用小时数高于福建平均



与三峡共同开发福建海风



2

调节资源投资：关注新能源消 纳新形势

新能源消纳新形势：风光利用率阶段性承压

三北地区光伏利用率下滑趋势较为显著

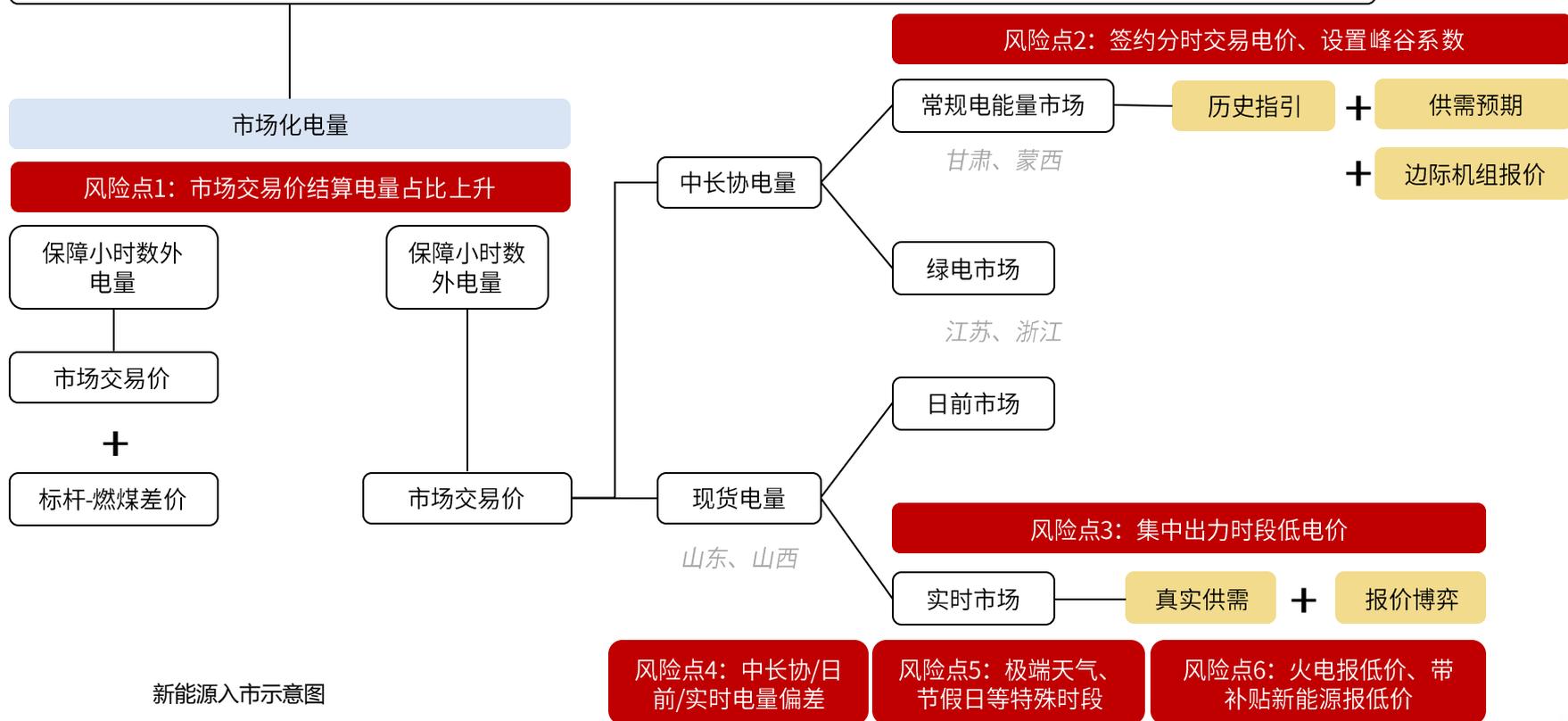
	21年光伏利用率	22年光伏利用率	21~22年利用率变化	23年光伏利用率	22~23年利用率变化
甘肃	99%	98.20%	-0.30%	95.00%	-3.20%
西藏	80%	80.00%	-0.20%	78.00%	-2.00%
河南	100%	99.50%	-0.40%	97.70%	-1.80%
湖北	100%	100%	0.00%	98%	-1.70%
陕西	98%	97.80%	-0.20%	96.50%	-1.30%
吉林	99%	98.20%	-0.70%	97.10%	-1.10%
宁夏	98%	97.40%	-0.10%	96.40%	-1.00%
蒙西	97%	97.40%	0.90%	96.60%	-0.80%
山西	99%	99.50%	0.40%	98.90%	-0.60%
河北	98%	98.00%	-0.20%	97.50%	-0.50%
新疆	98%	97.20%	-1.10%	96.90%	-0.30%
全国	98%	98.30%	0.30%	98.00%	-0.30%
海南	100%	100%	0.00%	100%	-0.20%
云南	100%	99.50%	-0.30%	99.40%	-0.10%
江西	100%	100%	0.00%	100%	-0.10%
广东	100%	100%	0.00%	100%	-0.10%
辽宁	100%	99.30%	-0.30%	99.30%	0.00%
贵州	100%	99.40%	-0.20%	99.40%	0.00%
北京	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
上海	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
江苏	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
浙江	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
安徽	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
福建	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
湖南	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
重庆	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
四川	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
广西	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
天津	100%	100%	0.10%	100%	0.00%
蒙东	99%	98.60%	-0.80%	98.70%	0.10%
黑龙江	100%	98.90%	-0.70%	99.10%	0.20%
青海	86%	91.10%	4.90%	91.40%	0.30%
山东	99%	98.50%	-0.60%	99.30%	0.80%

风电利用率下滑情况总体好于光伏

	21年风电利用率	22年风电利用率	21~22年利用率变化	23年风电利用率	22~23年利用率变化
河南	98%	98.20%	-0.10%	96.80%	-1.40%
河北	95%	95.60%	0.20%	94.30%	-1.30%
湖北	100%	100%	0.00%	99%	-1.00%
宁夏	98%	98.50%	0.90%	97.80%	-0.70%
辽宁	98%	98.50%	0.50%	98.00%	-0.50%
山东	99%	97.90%	-0.60%	97.60%	-0.30%
广东	100%	99.90%	-0.10%	99.60%	-0.30%
北京	100%	100%	0.00%	100%	-0.10%
海南	100%	100%	0.00%	100%	-0.10%
天津	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
上海	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
江苏	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
浙江	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
安徽	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
福建	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
重庆	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
四川	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
西藏	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
广西	100%	100%	0.00%	100%	0.00%
贵州	100%	99.70%	0.20%	99.70%	0.00%
江西	100%	99.90%	0.00%	100.00%	0.10%
云南	100%	99.90%	0.00%	100.00%	0.10%
蒙西	91%	92.90%	1.80%	93.20%	0.30%
黑龙江	98%	98.20%	0.10%	98.60%	0.40%
新疆	93%	95.40%	2.70%	95.80%	0.40%
全国	97%	96.80%	-0.10%	97.30%	0.50%
山西	98%	98.30%	0.80%	98.90%	0.60%
吉林	97%	95.20%	-1.90%	96.00%	0.80%
陕西	98%	95.80%	-1.90%	96.80%	1.00%
甘肃	96%	93.80%	-2.10%	95.00%	1.20%
青海	89%	92.70%	3.40%	94.20%	1.50%
湖南	99%	97.40%	-1.60%	99.70%	2.30%
蒙东	98%	90.00%	-7.60%	96.70%	6.70%

新能源消纳新形势：新能源入市比例提升

新能源分类——集中式电站

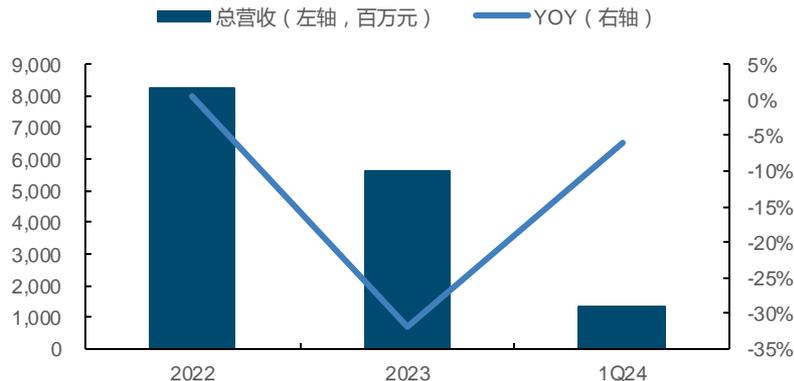


新能源入市示意图

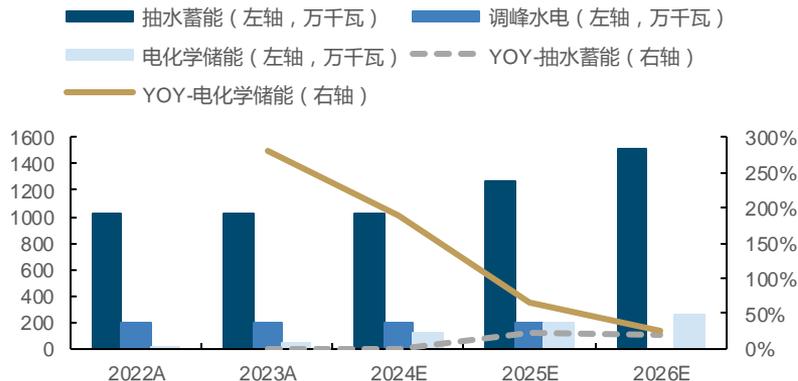
南网储能：核价影响消除，新机投运，迈向市场化（1）

- 核价同比影响2H24消除。5M23基于“633号文”对存量抽蓄电站完成核价，低于原值，因此造成23年/1Q24公司营收同比-31.9%/-6%。当前抽蓄执行固定容量电价，电价风险较小。
- 25年预计240万千瓦抽蓄机组投运，按公司规划电化学独储24/25年预计年增800MW。广东现货已转正运行，供需总体宽松带来更大的套利空间，已投独储以受租赁费为主，未来将逐步转向赚取峰谷价差。

公司23年业绩受政策性减收影响



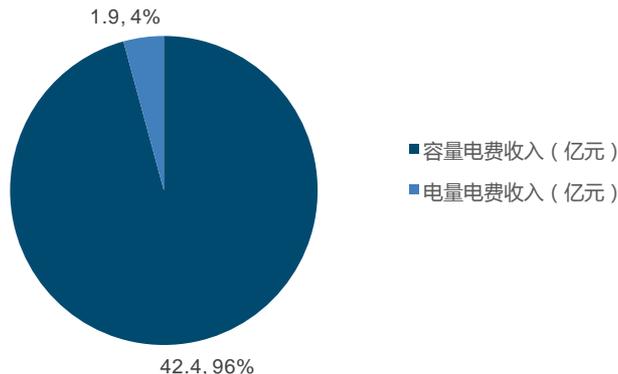
25年抽蓄新站投运，独储装机规划量大



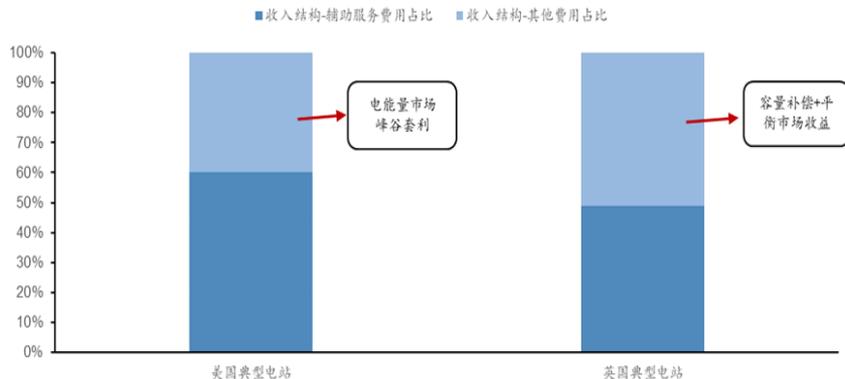
南网储能：核价影响消除，新机投运，迈向市场化（2）

- 当前，抽蓄容量电费收入占比近96%。
- ✓ 虽然新两部制鼓励抽蓄通过赚取抽发价差获得一定的电量收入，但由于当前现货省份仍较少，当前核价周期套利空间锁死在 $0.25 \times$ 当地燃煤基准价。且辅助服务市场尚未建立，导致固定收入占比较高。
- ✓ 在我国抽蓄作为电网侧调节资产的定位，决定其备用、保障的意义更加突出，固定收入占比高具有合理性，但基于各类调节资源公平竞争的原则，最终也将入市。
- 我国采用集中式电力市场组织模式，未来抽蓄通过峰谷套利获益的收入占比将提升。
- ✓ 2023年11月广东省发改委发布《关于2024年电力市场交易有关事项的通知》，明确首次提出开展抽蓄电站报量报价参与现货市场的试点交易，其抽水电价、上网电价按照分时现货节点电价执行，现抽蓄容量电费保持不变。

核价完成后，23年南网储能抽蓄业务收入结构里容量电费收入占比近96%



海外市场模式上，抽蓄电站市场化收入占主导



3 投资建议与风险提示

1、“保供”主题择短期进攻机会

随着国民经济稳步复苏，用电需求持续增长。短期内，复苏推进叠加迎峰度夏的电力保供需求将使得缺电省份的电力供需趋紧，从而带来相关保供主体电源的“量”、“价”齐升，成为短期内的“进攻”方向。

(1) 云南：受电解铝产能提升拉动用电量影响的云南地区今年电力供需趋紧，水电作为省内重要调节性电源变现能力强、量价齐升，推荐关注华能水电；此外，由于云南大风季与枯水期匹配、享受枯期高市场电价，建议关注资产质量优的省内风电公司云南能投。

(2) 浙江：浙江经济外向度超过60%、有望受益于24年全球制造业共振复苏，且人均可支配收入较高带来更高的人均居民用电量，最高用电负荷增速高于用电量增速、凸显火电顶峰出力需求，2025年之前省内电力供需仍有较大缺口，推荐关注省内火电龙头浙能电力。

2、“固收+”策略择长期优质资产

中长期看，公用事业属性资产的一个最显著的特点便是稳定性和防御性，尤其是其中因成本稳定、电价稳定、电量稳增长等原因而中长期业绩确定性较强的资产，即使在经济下行时期也能保持较稳定的现金流，这也是其提供稳定分红的重要基础。

(1) 煤+电联营：火电难以公用事业化的本质原因是计划电和市场煤的矛盾，而煤电联营可有效提升企业控本能力，获得估值提升空间，我们建议关注火电装机具备成长性、且未来有望完全实现用煤自供型煤电一体化的“煤转火”企业新集能源。

(2) 核电：核电成本结构稳定，具备较高的潜在分红能力，我们推荐关注远期度电利润和分红有望显著提升的中国核电。

(3) 海风：我们建议关注拥有火电+海风资产组合的福能股份。

3、新能源消纳新形势下的调节资源投资

建议关注核价影响消除、新机投运、迈向市场化的储能系统集成商南网储能。

- 5家建议关注公司包括:

“固收+”之保供：短期确定性较高的“进攻”方向（1）云南：华能水电、云南能投。（2）浙江：浙能电力。“固收+”之低波红利：中长期确定性较高的稳定增长方向（1）煤+电联营：新集能源。（2）核电：中国核电。

- 新增装机容量不及预期；
- 下游需求景气度不高、用电需求降低导致利用小时数不及预期；
- 电力市场化进度不及预期；
- 电力供需格局趋缓导致市场化电价向下波动；
- 煤价回升影响火电企业盈利；
- 新能源入市进程推进对存量电站盈利带来不利影响等。

特别声明

国金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。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于C3级(含C3级)的投资者使用；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，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

获取更多研究服务，欢迎访问国金研究小程序



最新研报

会议路演

研究专题