

公用事业与环保行业 2024 年投资策略

火电盈利模式重塑，关注核电、水电等现金牛资产

超配

核心观点

电力：新一轮电改启动，火电盈利模式重塑，关注核电、水电等现金牛资产。新一轮电改主要任务聚焦于加快构建新型电力系统，关注电力体制改革及绿电发展、消纳带来投资机遇。

火电：新型电力系统中的定位由主体电源逐步向基础保障性电源和系统调节性电源并重转型，这将驱动火电运营及盈利模式发生变化，火电盈利更加稳定，经营性净现金流有望维持较好水平，分红能力得到提升。

新能源：装机规模有望持续增长，当前电价、消纳问题引起市场担忧；为保障新能源消纳和提升新能源利用水平，需加快灵活性资源开发，而电力体制改革将激发不同时间尺度的灵活性资源释放，灵活性改造后的火电机组、储能等灵活性资源有望受益于新型电力系统建设推进。

核电：核电机组核准常态化，核电作为电力系统基荷和全寿期温室气体排放量最少的发电技术之一，装机规模有望持续增长。受益于核电运营特性，核电企业现金流相对充沛，分红比例稳中有升。目前我国以华龙一号为代表的三代核电技术日益成熟，四代核电首堆已投入商运，按照我国“热堆-快堆-聚变堆”战略，可控核聚变有望成为新热点，带动聚变装备需求增长。

水电：充沛现金流和稳健业绩支撑高分红高股息，降息背景下配置价值凸显。装机提升、电价提升、财务费用及折旧减少、风光储一体化发展是水电业绩核心增长点。十四五期间内龙头水电装机有一定提升空间。考虑水电成本低廉、电力供需紧平衡趋势延续，市场化交易推进下水电电价有望逐渐提升。

燃气：全国多地加快建立上下游天然气价格联动机制，下游居民和非居民用气价格将随上游价格联动调整，打通天然气顺价；发改委重新核定跨省天然气管道运输价格，管道运输价格整体水平有所下降。2023 年国内天然气生产量和消费量持续增长，国际天然气价格水平同比下降，顺价机制有望修复天然气价差，燃气公司利润有望增厚。

环保：化债推进、资本开支高峰已过叠加提价预期助力水务运营类价值重估，建议关注生态修复板块投资机会。2023 年下半年以来地方政府化债加速推进，环保公司的应收账款有望加速收回，进而带来现金流和经营情况改善。近两年国家出台政策助推水价市场化，全国各地区水价有望进一步上涨，进而为水务运营公司带来业绩增量。我国生态修复市场空间广阔，政策驱动行业持续发展，行业龙头有望充分受益。

投资策略：1. 煤电容量电价机制政策出台及辅助服务市场不断完善，火电盈利趋于稳健，推荐全国大型火电企业**华能国际、国电电力、华电国际**；2. 电力体制改革将推动不同时间尺度的灵活性资源释放，火电灵活性改造及储能有望持续稳步发展，推荐抽蓄和电化学储能龙头**南网储能**，推荐工商业能源服务商龙头**南网能源**、分布式光伏运营商**芯能科技**、以配售电业务为基础发力综合能源的**三峡水利**；3. 核电核准常态化，装机容量持续稳定增长，推荐核电龙头标的，静待投产高峰业绩与现金流双提升的**中国核电**；5. 全球降息背景下高分红的水电股防御属性凸显，推荐业绩稳健性和成长性兼具的水电龙头**长江电力**；6. 燃气顺价机制打通，城燃价差有望修复，推荐城燃龙头标的**新奥股份**；天然气下游新兴需求释放，推荐布局特种气体和商业航天的**九丰能源**；7. 政策支持下生态修复市场广阔，推荐技术和运营优势

行业研究 · 行业投资策略

公用事业

超配 · 维持评级

证券分析师：黄秀杰 021-61761029 huangxiujie@guosen.com.cn S0980521060002	证券分析师：郑汉林 0755-81982169 zhenghanlin@guosen.com.cn S0980522090003
证券分析师：李依琳 010-88005029 liyilin1@guosen.com.cn S0980521070002	联系人：崔佳诚 021-60375416 cuijiacheng@guosen.com.cn

市场走势



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

相关研究报告

《公用环保 202312 第 4 期-山西电力现货市场正式运行，江苏、广东 2024 年电力市场年度交易结果梳理》——2023-12-24
 《公用环保 202312 第 3 期-绿证核发启动，各地峰谷电价政策梳理》——2023-12-17
 《公用环保 202312 第 2 期-《空气质量持续改善行动计划》出台，各地 2024 年电力市场交易方案梳理》——2023-12-10
 《公用环保 2023 年 12 月投资策略-长江大保护持续推进，甲烷减排发展有望提速》——2023-12-03
 《公用环保 202311 第 4 期-产品碳足迹管理体系加快建设，政策推动新型储能并网和调度应用》——2023-11-26

突出的蒙草生态。

风险提示：相关政策不及预期；用电量增速下滑；电价下调；竞争加剧。

重点公司盈利预测及投资评级

公司代码	公司名称	投资评级	昨收盘(元)	总市值(亿元)	EPS		PE	
					2023E	2024E	2023E	2024E
600011.SH	华能国际	买入	8.00	1,256	1.01	0.90	7.9	8.9
600027.SH	华电国际	买入	5.33	545	0.51	0.61	10.5	8.7
600795.SH	国电电力	买入	4.28	763	0.41	0.49	10.4	8.7
600995.SH	南网储能	买入	9.88	316	0.35	0.41	28.2	24.1
003035.SZ	南网能源	买入	5.28	200	0.15	0.25	35.2	21.1
603105.SH	芯能科技	买入	11.46	57	0.48	0.64	23.9	17.9
600116.SH	三峡水利	买入	7.56	145	0.31	0.47	24.4	16.1
600900.SH	长江电力	买入	23.68	5,794	1.24	1.35	19.1	17.5
601985.SH	中国核电	买入	7.68	1,450	0.56	0.61	13.7	12.6
600803.SH	新奥股份	买入	16.89	523	1.98	2.45	8.5	6.9
605090.SH	九丰能源	买入	28.23	177	2.16	2.59	13.1	10.9
300355.SZ	蒙草生态	买入	3.76	60	0.25	0.36	15.0	10.4

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

内容目录

电力：新一轮电改启动重塑火电盈利模式，关注核电、水电等现金牛资产	8
新一轮电改启动，加快构建新型电力系统	8
火电：容量电价政策出台及辅助服务市场逐步成熟，盈利有望趋于稳定	11
新能源：发展稳步向前，绿电消纳或迎来破局	16
核电：机组核准常态化，密切关注核聚变发展	28
水电：低利率和降息背景下配置价值凸显	39
燃气：天然气上下游联动机制建立，城燃盈利能力有望修复	49
国内产能提升加速，天然气价格较年初有所回落	49
多地启动天然气上下游价格联动机制，城燃毛差有望修复	52
天然气应用热点有望释放需求增量	54
环保：关注水务运营和生态修复板块的机遇	56
板块回顾：2023 年环保板块跑赢大盘 3pct	56
业绩回顾：业绩表现平稳，资本开支减少带来现金流改善	56
未来展望：化债推进及资本开支减少叠加提价预期助力价值重估	59
投资价值：低估值叠加现金流改善，运营资产或迎来价值重估	65
投资建议	67
风险提示	67

图表目录

图 1: 新型电力系统四大基本特征	9
图 2: 新型电力系统建设“三步走”发展路径	10
图 3: 新型电力系统图景展望	10
图 4: 2023 年以来火电公司盈利显著改善	11
图 5: 秦皇岛港动力煤价格走势	11
图 6: 广州港印尼煤价格走势	11
图 7: 2023 年上半年不同辅助服务类别补偿收入占比情况	15
图 8: 2023 年上半年不同电源主体辅助服务收入占比情况	15
图 9: 国内风电光伏装机容量及占比情况 (单位: 万千瓦)	17
图 10: 国内风电光伏发电量及占比情况 (单位: 亿千瓦时)	17
图 11: 23 年 5 月 1-3 日山东现货日前市场电价 (元/MWh)	18
图 12: 23 年 5 月 1-3 日山东现货实时市场电价 (元/MWh)	18
图 13: 2023 年 1-10 月国内弃风率、弃光率情况	18
图 14: 2022-2024 年江苏绿电交易电量情况	19
图 15: 2022-2024 年江苏绿电交易电价情况	19
图 16: 中长协+现货组合交易策略图示	19
图 17: 高比例新能源接入电网导致系统电力转动惯量减小	20
图 18: 新能源占比越高, 调频能力越差	20
图 19: 电力市场建设释放灵活性示意图	20
图 20: 火电灵活性改造主要涉及的子系统示意图	21
图 21: 湖北省《关于征求工商业分时电价机制有关意见的通知》中峰谷时段设置	23
图 22: 2023 年 12 月各地峰谷价差情况 (元/kwh)	24
图 23: 电池级碳酸锂价格走势 (万元/吨)	25
图 24: 国内电力储能电芯报价 (元/Wh)	25
图 25: 国内储能系统及 EPC 中标均价情况 (元/Wh)	25
图 26: 国内电化学储能累计装机功率情况	27
图 27: 国内电化学储能累计装机能量情况	27
图 28: 2023 年上半年国内电化学储能运行情况	27
图 29: 我国历年核电装机容量变化情况 (MWe)	28
图 30: 我国运行核电机组数量变化情况 (台)	28
图 31: 我国历年核电发电量变化情况 (亿千瓦时)	28
图 32: 我国运行核电机组数量变化情况 (台)	28
图 33: 2012 年以来我国历年核准核电机组数量	31
图 34: 石岛湾高温气冷堆示范工程全貌	32
图 35: 中国核电电力行业营业成本构成	32
图 36: 中国广核销售电力行业营业成本构成	32
图 37: 中国核电和中国广核 2023 年前三季度现金流情况 (亿元)	33

图 38: 中国核电和中国广核股息率变化情况	33
图 39: 我国核电链温室气体排放构成	33
图 40: 核电链的总温室气体排放	33
图 41: 不同电力技术全寿期碳排放当量 (g/kWh)	34
图 42: 2050 年全球核电装机预测	35
图 43: ITER 建设实景	36
图 44: 中国承担 ITER 计划采购包情况	36
图 45: 中国磁约束聚变发展路线图	36
图 46: CRAFT 装置 1/8 真空室及总体安装实验平台	37
图 47: 聚变-裂变混合堆原理示意图	38
图 48: 2023 年水电 (申万) 指数跑赢沪深 300 指数 24.5pct	39
图 49: 2023 年 259 个申万三级行业中水电涨跌幅排名 31 位	39
图 50: 2023 年水电板块每日涨跌幅走势和相对大盘的超额收益走势	40
图 51: 2019-2023 年长江三峡水库日入库流量 (立方米/秒)	41
图 52: 2021-2023 年乌东德和白鹤滩水库以及雅砻江日流量	41
图 53: 我国 2011-2022 年水电年发电量情况	41
图 54: 我国 2019-2023 年水电月发电量情况	41
图 55: 2012 年-2023 年 11 月底全国水电装机容量变化情况	42
图 56: 截至 2023 年 11 月全国各电源装机容量占比情况	42
图 57: 2010-2023 年水电行业营收和利润情况	43
图 58: 2010-2023 年水电行业现金流情况	43
图 59: 2023 年下半年长江三峡水库水位同比 2022 年下半年偏高	43
图 60: 我国 2011 年至今常规水电装机容量和未来预测	44
图 61: 2011-2023 年 11 月底全国各电源装机变化情况	44
图 62: 2018 年-2022 年云南省市场化交易电价	45
图 63: 2021-2023 年云南省每月累计市场化交易电价	45
图 64: 2010-2022 年水电行业和沪深 300 指数现金分红率	47
图 65: 2010-2022 年水电行业股息率与国债收益率对比	47
图 66: 2010-2023 年水电板块收盘价走势和累计超额收益走势	48
图 67: 2010-2023 年水电板块 PE (TTM) 走势和中美国债收益率走势	48
图 68: 我国历年天然气消费总量变化情况	49
图 69: 我国历年天然气产量变化情况	50
图 70: 2022 年分省份天然气生产量热度图 (亿立方米)	50
图 71: 2021 年分省份天然气消费量热度图 (亿立方米)	50
图 72: 我国历年天然气进口量变化情况	51
图 73: 中国 LNG 出厂价格全国指数 (元/吨)	51
图 74: 中国进口现货 LNG 到岸价格 (近月, 美元/百万英热单位)	51
图 75: 我国天然气基础设施分布情况	52
图 76: 2023 年重卡分燃料上险量情况	54
图 77: 海南商业航天发射场航拍图	55
图 78: 朱雀二号火箭发射	55

图 79: 氦气产业链梳理	55
图 80: 2023 年环保 (申万) 指数跑输沪深 300 指数 3.4pct	56
图 81: 2023 年 31 个申万二级行业中环保涨跌幅排名第 17 位	56
图 82: 2010-2023 年环保行业营收和净利润变化情况	57
图 83: 2010-2023 年环保行业毛利率和净利率情况	57
图 84: 2010-2023 年环保行业经营性现金流变化情况	57
图 85: 2010-2023 年环保行业资本开支变化情况	57
图 86: 2010-2023 年水务板块营收和利润情况	58
图 87: 2010-2023 年水务板块毛利率和净利率情况	58
图 88: 2010-2023 年水务板块现金流情况	58
图 89: 2010-2023 年水务板块资本开支情况	58
图 90: 2017 年 12 月 2018 年 3 月末 PPP 推出管理库项目数和投资额行业分布情况	60
图 91: 中央对地方转移支付中林业草原两项资金预算情况	61
图 92: 2011-2021 年国内环境污染治理投资总额情况	61
图 93: 2017-2021 年我国草种进口情况 (万吨)	62
图 94: 2023 年全国草种产量预测 (万吨)	62
图 95: 2006 年-2022 年 1 月中国 36 城市居民生活用水服务价格 (不含污水处理费、水费附加等) ...	63
图 96: 2010-2022 年水务板块分红率多数时间高于沪深 300	65
图 97: 2010-2023 年水务板块股息率	65
图 98: 2010-2022 年水务板块营收和净利润变化情况	66
图 99: 当前水务板块 PE 和 PB 处于历史底部区间	66
表 1: 电力体制改革主要政策文件梳理	8
表 2: 《关于建立煤电容量电价机制的通知》主要内容梳理	12
表 3: 各省级电网煤电容量电价表	13
表 4: 各省煤电容量电价带来的度电收益情况	13
表 5: 不同电价及有无容量电价情形下煤电机组度电净利润情况	14
表 6: 各类电力辅助服务品种补偿机制	15
表 7: 各区域深度调峰辅助服务补偿标准情况	16
表 8: 不同调节资源灵活性特征比较	22
表 9: 2023 年以来各省发布分时电价政策	23
表 10: 全国各地新能源配储政策梳理	25
表 11: 2023 年 1-9 月我国核电运行情况	28
表 12: 我国在建核电机组情况	30
表 13: ITER 相关设备生厂商	38
表 16: 几大电力公司在建及规划的水电站情况	44
表 17: 2021 年以来水风光互补政策梳理	46
表 18: 水电公司十四五期间分红承诺	46
表 19: 天然气上下游价格联动机制政策梳理	52
表 20: 天然气管道运输价格	54

表 21: 2023 年环保行业涨跌幅排名前十的个股情况	56
表 22: 2017-2023 年水务运营子板块重点个股经营性现金流量净额变化情况	59
表 23: 2020-2022 年水务运营子板块重点个股分红率和股息率情况	59
表 24: 2023 年下半年以来地方政府“化债”相关政策和动态	60
表 25: 近年来推动生态修复治理的政策梳理	61
表 26: 近年来推动草（种）业发展的政策梳理	62
表 27: 国内草原碳汇项目梳理	63
表 28: 2004 年以来全国各地供水调价相关政策和动态	64
表 29: 上海市居民用户水价调整情况（立方米、元/立方米）	64
表 30: 2018 年至今我国水务公司居民水价调整情况	65

电力：新一轮电改启动重塑火电盈利模式，关注核电、水电等现金牛资产

新一轮电改启动，加快构建新型电力系统

自 2002 年 5 号文发布以来，电力体制改革持续推进，在电力市场、电力市场主体多元化、电价市场化、电力交易市场化、输配电价改革等方面取得积极进展。当前，随着“双碳”目标政策推进，新能源装机容量和发电量占比持续提升，对电力系统平衡带来挑战，亟需采取市场化机制促进电力系统平衡，保障新能源消纳和“双碳”目标政策有效落地。

2023 年 7 月 11 日，中央深改委第二次会议召开，审议通过了《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》（以下简称《意见》）等文件，会议强调要深化电力体制改革，加快构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，保障国家能源安全。此次《意见》出台意味着新一轮电改启动，主要任务聚焦于构建新型电力系统。

表 1：电力体制改革主要政策文件梳理

时间	文件	发布机构	主要内容
2002 年 2 月	《关于印发电力体制改革方案的的通知》（国发〔2002〕5 号）	国务院	实施厂网分开，重组发电和电网企业；实行竞价上网，建立电力市场运行规则和政府监管体系，初步建立竞争、开放的区域电力市场，实行新的电价机制；制定发电排放的环保折价标准，形成激励清洁能源发展的新机制；开展发电企业向大用户直接供电的试点工作，改变电网企业独家购买电力的格局；继续推进农村电力管理体制的改革。
2015 年 3 月	《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9 号）	中共中央、国务院	在进一步完善政企分开、厂网分开、主辅分开的基础上，按照管住中间、放开两头的体制架构，有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本放开配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划；推进交易机构相对独立，规范运行；继续深化对区域电网建设和适合我国国情的输配体制研究。
2023 年 7 月	《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》	中央深改委	加快构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，更好推动能源生产和消费革命，保障国家能源安全。 科学合理设计新型电力系统建设路径，在新能源安全可靠替代的基础上，有计划分步骤逐步降低传统能源比重。要健全适应新型电力系统的体制机制，推动加强电力技术创新、市场机制创新、商业模式创新。要推动有效市场同有为政府更好结合，不断完善政策体系，做好电力基本公共服务供给。

资料来源：中国政府网，国信证券经济研究所整理

新型电力系统含义及特征：根据《新型电力系统发展蓝皮书》，新型电力系统是以确保能源电力安全为基本前提，以满足经济社会高质量发展的电力需求为首要目标，以高比例新能源供给消纳体系建设为主线任务，以源网荷储多向协同、灵活互动为坚强支撑，以坚强、智能、柔性电网为枢纽平台，以技术创新和体制机制创新为基础保障的新时代电力系统，具备安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合四大基本特征。

安全高效：煤电为保障电力安全的“压舱石”，新能源发电通过可靠支撑能力提升转变为主体电源，多时间尺度储能协同运行为电力系统动态平衡提供支撑。

清洁低碳：以风光新能源为主的可再生能源将逐步成为主体电源，终端能源消费主体将逐步向电能转变，逐步完善绿电消费激励约束机制，扩大绿电、绿证交易

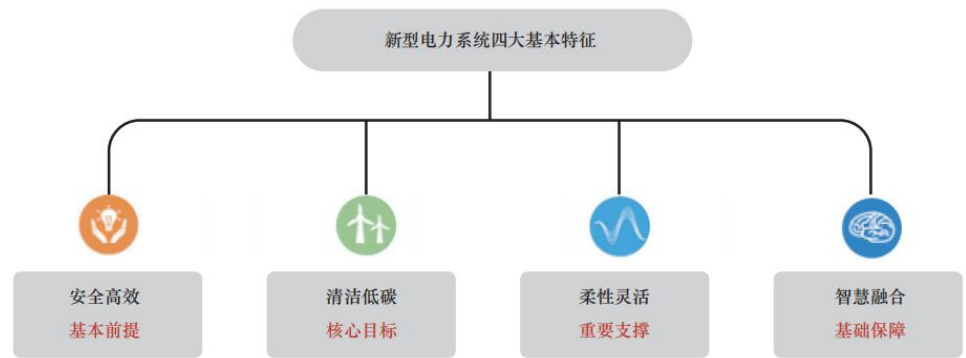
规模，体现绿电环境价值。

柔性灵活：灵活发电技术、灵活储能技术、柔性交直流等新型输电技术广泛应用，骨干网架柔性灵活性提高，为高比例新能源接入系统和外送消纳提供支撑；用户侧主体具有源、荷双重属性，终端负荷特性转变为柔性、产销属性兼具，提升源网荷储灵活互动和需求侧响应能力；辅助服务市场、现货市场、容量市场持续完善并衔接融合，灵活调节性资源市场价值得到体现。

智慧融合：在电力系统各环节，广泛应用“云大物移智链边”等信息技术，逐步实现电力系统数字化、智慧化和网络化发展。

根据新型电力系统的内涵及特征，我们认为新型电力系统相较于以化石能源为主的传统电力系统的变化主要体现在：一是电源端风光可再生能源发电成为主体电源；二是电网端形态将向多元双向结构层次转变；三是负荷端转变为柔性、源荷属性兼具方向发展；四是运行特性由“源随荷动”向“源网荷储”互动转变。整体来看，新型电力系统带来的变化在新能源发展、安全、柔性灵活、智能化等方面对电力系统建设提出了新要求。

图1：新型电力系统四大基本特征



资料来源：《新型电力系统发展蓝皮书》，国信证券经济研究所整理

《新型电力系统发展蓝皮书》提出，新型电力系统建设分为加速转型期（当前-2030年）、总体形成期（2030-2045年）、巩固完善期（2045-2060年）三个阶段，根据《新型电力系统发展蓝皮书》，对新型电力系统建设三个阶段的主要路径整理如下：

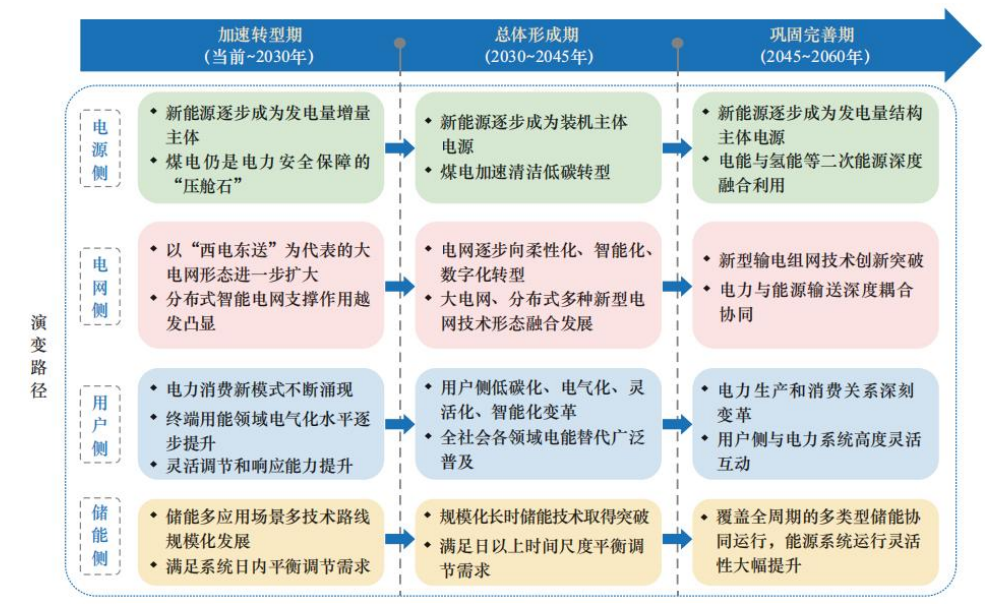
加速转型期（当前-2030年）：电源侧非化石能源发电快速发展，新能源逐步成为发电量增量主体，同时煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型；电网侧以西电东送为代表的跨省跨区通道规模进一步扩大，配电网有源化发展以及分布式智能电网快速发展；用户侧终端用能电气化水平持续增长，灵活调节和响应能力提升；储能侧多应用场景多技术路线规模化发展，重点满足系统日内平衡调节需求。此外，全国统一电力市场体系基本形成，促进新能源发展，并激发各类灵活性资源调节能力。

总体形成期（2030-2045年）：电源侧新能源逐渐成为主体电源，煤电加快清洁低碳转型；电网侧柔性化、智能化、数字化发展转型，常规直流柔性化改造、柔性交直流输电、直流组网等新型输电技术广泛应用，大电网、分布式智能电网等融合发展；用户侧低碳化、电气化、灵活化、智能化变革，全社会各领域电能替代广泛普及，虚拟电厂等用户侧优质调节资源参与电力需求响应市场化交易；储能侧规模化长时储能技术取得重大突破，满足日以上平衡调节需求。

巩固完善期（2045-2060年）：电源侧新能源逐步成为发电量结构主体电源，电能与氢能等二次能源深度融合利用，煤电等传统电源转型为系统调节性电源，新一代先进核电技术实现规模化应用；电网侧低频输电、超导直流输电等新型技术实现规模化发展，交直流互联的大电网与主动平衡区域电力供需、支撑能源综合利用的分布式智能电网等多种电网形态广泛并存，打造出输电—输气一体化的“超导能源管道”；用户侧构建以电氢协同为主的终端用能形态，与电力系统高度灵活互动；储能侧储电、储热、储气、储氢等覆盖全周期的多类型储能协同运行，大幅提升能源系统运行灵活性。

预计未来新型电力系统成型后，电源侧以新能源为主体、多种电源协同互补发展，电网侧柔性化、智能化、大电网与分布式电网并存融合发展，用电侧负荷柔性、绿电消费比例高及灵活调节能力强，储能侧多时间尺度、多类型储能协同运行，保障电力系统动态平衡。

图2：新型电力系统建设“三步走”发展路径



资料来源：《新型电力系统发展蓝皮书》，国信证券经济研究所整理

图3：新型电力系统图景展望

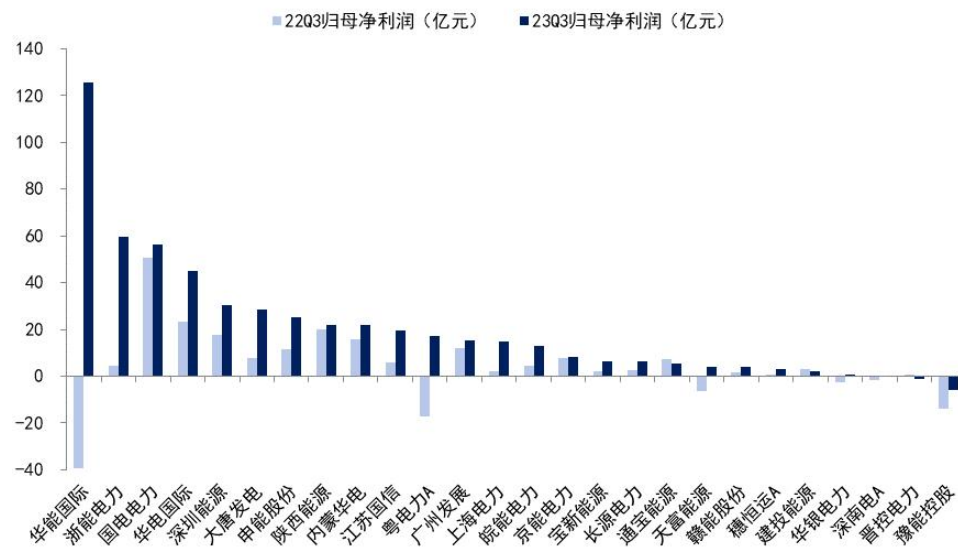


资料来源：《新型电力系统发展蓝皮书》，国信证券经济研究所整理

火电：容量电价政策出台及辅助服务市场逐步成熟，盈利有望趋于稳定

电价上浮及煤价下降，火电公司盈利同比显著改善。2023年以来，随着1439号文政策推进，煤电市场化电价保持顶格上浮20%的态势，同时煤炭市场供需变化致煤价下行，煤电燃料成本压力缓解，电价端保持上浮态势以及成本端煤价下行，火电板块盈利显著改善。2023年前三季度，多数火电公司实现盈利，其中华能国际、浙能电力、粤电力A等公司盈利增幅较大。

图4：2023年以来火电公司盈利显著改善



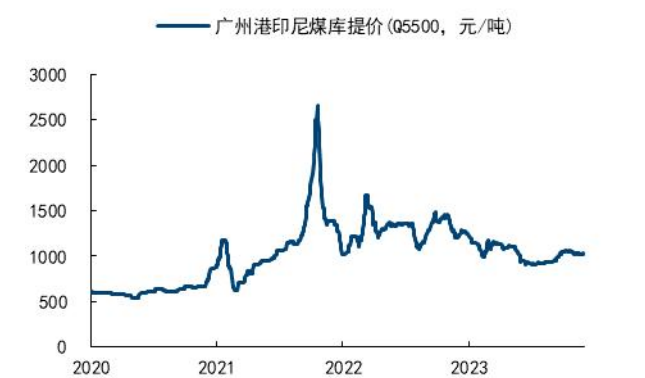
资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图5：秦皇岛港动力煤价格走势



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图6：广州港印尼煤价格走势



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

新型电力系统加快建设背景下，火电定位由主体电源逐步向基础保障性电源和系统调节性电源并重转型，未来电力系统中火电将主要发挥支撑、调节作用，这将驱动火电运营及盈利模式发生变化，预计未来火电收入将来自于电能量价值、辅助服务、容量电价以及参与电力现货交易等，收入来源更为多元，这使得火电盈利更加稳定，经营性净现金流维持较好水平，分红能力得到提升，推动火电板块估值重塑。

◆ **煤电容量电价政策出台，推动煤电固定成本回收及实现稳定盈利**

煤电容量电价政策出台，为煤电带来新的收入来源。2023年11月10日，国家发改委、国家能源局印发《关于建立煤电容量电价机制的通知》（以下简称《通知》），明确规定了容量电价实施范围、容量电价水平确定、容量电费分摊以及容量电费考核等内容。《通知》明确规定：

煤电容量电价实施范围：煤电容量电价机制适用于合规在运的公用煤电机组。燃煤自备电厂、不符合国家规划的煤电机组，以及不满足国家对于能耗、环保和灵活调节能力等要求的煤电机组，不执行容量电价机制，具体由国家能源局另行明确。

容量电价水平的确定：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。其中，用于计算容量电价的煤电机组固定成本实行全国统一标准，为每年每千瓦330元；通过容量电价回收的固定成本比例，综合考虑各地电力系统需要、煤电功能转型情况等因素确定，2024~2025年多数地方为30%左右，部分煤电功能转型较快的地方适当高一些，为50%左右。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%。根据《通知》规定，2024-2025年国内多数省份煤电容量电价为100元/千瓦·年（含税），河南、湖南、重庆、四川、青海、云南、广西的煤电容量电价为165元/千瓦·年（含税），根据各省份火电装机容量测算，容量电价规模超千亿元，且考虑各省利用小时数情况，测算得出云南、河南、广西等省份的度电容量电价收益相对更大。

容量电费分摊：煤电机组可获得的容量电费，根据当地煤电容量电价和机组申报的最大出力确定，煤电机组分月申报，电网企业按月结算。新建煤电机组自投运次月起执行煤电容量电价机制。各地煤电容量电费纳入系统运行费用，每月由工商业用户按当月用电量比例分摊，由电网企业按月发布、滚动清算。

容量电费考核：正常在运情况下，煤电机组无法按照调度指令（跨省跨区送电按合同约定）提供申报最大出力的，月内发生两次扣减当月容量电费的10%，发生三次扣减50%，发生四次及以上扣减100%。

煤电容量电价机制有助于煤电盈利稳定，有利于新建煤电机组回收投资成本，促进火电灵活性改造。新型电力系统建设背景下，煤电正逐渐由主体电源向灵活支撑电源转变，相应可能出现利用小时数下降导致煤电机组成本难以有效回收，影响煤电机组项目收益及煤电机组投资积极性；煤电容量电价有助于煤电机组回收固定成本，降低煤电机组因煤炭价格变化而产生的盈利波动，整体盈利趋于稳健，助力煤电经营发展模式顺利转变。《通知》在确定容量电价回收固定成本比例时，将煤电转型较慢、机组利用小时数较高的地方安排得低一些，煤电转型较快、机组利用小时数较低的地方安排得适当高一些，有利于煤电加快功能转型，有利于新建煤电机组回收投资成本。

终端用户电价稳定，对可再生能源电价带来一定影响。煤电容量电价机制建立主要为电价结构调整，煤电总体价格水平稳定，电量电价或小幅下降，这将带动水电、核电、新能源等其他电源参与市场交易部分电量电价同比下行，工商业用户终端用电成本总体有望保持稳定，而水电、核电、新能源等电源市场化交易电价下行将在一定程度上影响项目收益。

表2：《关于建立煤电容量电价机制的通知》主要内容梳理

政策类别	主要内容
实施范围	煤电容量电价机制适用于合规在运的公用煤电机组。燃煤自备电厂、不符合国家规划的煤电机组，以及不满足国家对于能耗、环保和灵活调节能力等要求的煤电机组，不执行容量电价机制，具体由国家能源局另行明确。
容量电价水平的确定	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。其中，用于计算容量电价的煤电机组固定成本实行全国统一标准，为每年每千瓦330元；通过容量电价回收的固定成本比例，综合考虑各地电力系统需要、煤电功能转型情况等因素确定，2024~2025年多数地

方为 30%左右，部分煤电功能转型较快的地方适当高一些，为 50%左右。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%。

煤电机组可获得的容量电费，根据当地煤电容量电价和机组申报的最大出力确定，煤电机组按月申报，电网企业按月结算。新建煤电机组自投运次月起执行煤电容量电价机制。各地煤电容量电费纳入系统运行费用，每月由工商业用户按当月用电量比例分摊，由电网企业按月发布、滚动清算。

容量电费分摊

对纳入受电省份电力电量平衡的跨省跨区外送煤电机组，送受双方应当签订年度及以上中长期合同，明确煤电容量电费分摊比例和违约责任等内容。其中：（1）配套煤电机组，原则上执行受电省份容量电价，容量电费由受电省份承担。向多个省份送电的，容量电费可暂按受电省份分电比例分摊，鼓励探索按送电容量比例分摊。（2）其他煤电机组，原则上执行送电省份容量电价，容量电费由送、受方合理分摊，分摊比例考虑送电省份外送电量占比、高峰时段保障受电省份用电情况等因素协商确定。

对未纳入受电省份电力电量平衡的跨省跨区外送煤电机组，由送电省份承担其容量电费。

正常在运情况下，煤电机组无法按照调度指令（跨省跨区送电按合同约定，下同）提供申报最大出力的，**月内发生两次扣减当月容量电费的 10%，发生三次扣减 50%，发生四次及以上扣减 100%。**

容量电费考核

煤电机组最大出力申报、认定及考核等规则，由国家能源局结合电力并网运行管理细则等规定明确。最大出力未达标情况由电网企业按月统计，相应扣减容量电费。对自然年内月容量电费全部扣减累计发生三次的煤电机组，取消其获取容量电费的资格。

应急备用煤电机组的容量电价，由省级价格主管部门会同能源主管部门按照回收日常维护成本的原则制定，鼓励采取竞争性招标等方式确定。应急备用煤电机组调用时段电量电价，按同时段最短周期电力市场交易电价水平确定。应急备用煤电机组具体范围及管理办法由国家能源局另行明确。

资料来源：国家发改委、国家能源局，国信证券经济研究所整理

表3：各省级电网煤电容量电价表

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

资料来源：国家发改委、国家能源局，国信证券经济研究所整理

表4：各省煤电容量电价带来的度电收益情况

省份	2022 年火电装机容量 (万千瓦)	2022 年利用小时数 (小时)	容量电价(元/千瓦·年, 含税)	容量电价 (亿元)	度电收益 (元/kwh)
北京	1137	3886	100	11.37	0.026
天津	1896	3689	100	18.96	0.027
河北	5383	4222	100	53.83	0.024
山西	7842	4490	100	78.42	0.022
内蒙	10503	5007	100	105.03	0.020
辽宁	3835	3402	100	38.35	0.029
吉林	1855	3442	100	18.55	0.029
黑龙江	2531	3297	100	25.31	0.030
上海	2528	3627	100	25.28	0.028
江苏	10437	4439	100	104.37	0.023
浙江	6534	4720	100	65.34	0.021
安徽	5853	4894	100	58.53	0.020
福建	3681	4370	100	36.81	0.023

江西	3026	4832	100	30.26	0.021
山东	11753	4416	100	117.53	0.023
河南	7272	3626	165	119.99	0.046
湖北	3563	4623	100	35.63	0.022
湖南	2588	4129	165	42.70	0.040
广东	10650	4163	100	106.50	0.024
广西	2757	3927	165	45.49	0.042
海南	750	3839	100	7.50	0.026
重庆	1645	4766	165	27.14	0.035
四川	1837	4325	165	30.31	0.038
贵州	3793	3866	100	37.93	0.026
云南	1535	3001	165	25.33	0.055
陕西	5080	4825	100	50.80	0.021
甘肃	2313	5081	100	23.13	0.020
青海	393	4062	165	6.48	0.041
宁夏	3304	4918	100	33.04	0.020
新疆	6924	5126	100	69.24	0.020

资料来源:国家发改委、国家能源局, 国信证券经济研究所整理

分不同电价情形下测算容量电价对煤电机组盈利的影响, 主要假设如下:

- 1) 煤电机组装机容量为 100 万千瓦, 年利用小时数为 4500 小时, 煤电机组投资成本为 4 元/W, 度电折旧为 0.0593 元/kwh;
- 2) 电价取沿海省份不含税电价为 0.44 元/kWh;
- 3) 发电煤耗为 300g/kwh, 5500 大卡动力煤价格为 900 元/吨, 运费及储存成本为 100 元/吨, 对应入炉标煤价格为 1245 元/吨, 度电燃料成本为 0.3736 元/kwh;
- 4) 维护、员工薪酬等成本为 0.05 元/kwh, 度电费用为 0.03 元/kwh;
- 5) 容量电价补贴为 100 元/kw.

综合以上假设, 测算得出煤电机组的容量电价为 0.0222 元/kwh, 上网电价较基准电价上浮 15%情形时, 有容量电价下该煤电机组的度电净利润为 0.0153 元/kwh, 与电价上浮 20%且无容量电价时的度电净利润相当。

表5: 不同电价及有无容量电价情形下煤电机组度电净利润情况

	电价上浮 20%		电价上浮 15%		电价上浮 10%	
	无容量电价	有容量电价	无容量电价	有容量电价	无容量电价	有容量电价
发电容量 (万千瓦)	100	100	100	100	100	100
利用小时数 (小时)	4500	4500	4500	4500	4500	4500
发电量 (亿千瓦时)	45	45	45	45	45	45
电价 (元/kwh)	0.528	0.528	0.506	0.506	0.484	0.484
供电煤耗 (g/kwh)	300	300	300	300	300	300
入炉标煤价格 (元/吨)	1245	1245	1245	1245	1245	1245
度电燃料成本 (元/kwh)	0.3736	0.3736	0.3736	0.3736	0.3736	0.3736
火电项目投资 (亿元)	40	40	40	40	40	40
当年折旧 (亿元)	2.7	2.7	2.7	2.7	2.67	2.7
度电折旧 (元/kwh)	0.0593	0.0593	0.0593	0.0593	0.0593	0.0593
其他成本 (元/kwh)	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
度电成本合计 (元/kwh)	0.4829	0.4829	0.4829	0.4829	0.4829	0.4829
度电费用 (元/kwh)	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
容量补贴 (元/千瓦·年)	-	100	-	100	-	100
补偿容量 (万千瓦)	-	100	-	100	-	100
容量补贴收益 (亿元)	-	1	-	1	-	1
度电容量补贴收益 (元/kwh)	-	0.0222	-	0.0222	-	0.0222
度电净利润 (元/kwh)	0.0151	0.0373	-0.0069	0.0153	-0.0289	-0.0067

资料来源: 国家能源局, 国信证券经济研究所整理

◆ 辅助服务市场不断完善，助力火电发展转型

电力辅助服务规则明确，促进电力系统综合调节能力提升，增加可再生能源消纳水平。2021年12月，国家能源局印发《电力辅助服务管理办法》，扩大电力辅助服务主体和丰富辅助服务品种，健全价格形成机制市场化以及完善用户分担共享机制，明确电力辅助服务补偿机制，激励各类主体提供辅助服务，推动辅助服务市场发展。此后，多个地区出台电力辅助服务实施细则，实现《电力辅助服务管理办法》政策有效落地。电力辅助服务市场不断完善，为火电等主体带来增量收入来源，有助于推动火电向基础保障性和灵活支撑电源转型。

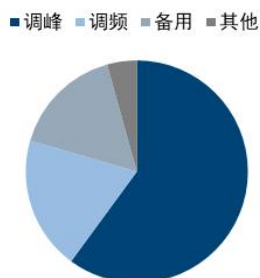
表6: 各类电力辅助服务品种补偿机制

电力辅助服务分类	具体品种	补偿方式	固定补偿参考因素
有功平衡服务	一次调频		电网转动惯量需求和单体惯量大小
	二次调频	义务提供、固定补偿	常规机组: 维持电网频率稳定过程中实际贡献量; 其他
	调峰	市场化方式 (集中竞价、公开竞价)	并网主体: 改造成本和维持电网频率稳定过程中实际贡献量
	备用	招标/挂牌/拍卖、双边协商)	社会平均容量成本、提供有偿辅助服务的投资成本和由于提供电力辅助服务而减少的有功发电量损失
无功平衡服务	转动惯量爬坡		
	自动电压控制		按低于电网投资新建无功补偿装置和运行维护的的成本的原则
事故应急及恢复服务	调相	义务提供、固定补偿、市场化方式	稳控投资成本、错失参与其他市场的机会成本和机组启动成本
	稳定切机	(公开招标/挂牌/拍卖、双边协商)	用户损失负荷成本
	稳定切负荷		投资成本、维护费用、黑启动期间运行费用以及每年用于黑启动测试和人员培训费用
	黑启动		

资料来源:《电力辅助服务管理办法》，国信证券经济研究所整理

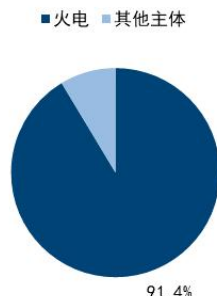
辅助服务市场逐渐成熟，火电获取调峰调频和备用收益。火电参与辅助服务主要为提供调峰、备用等辅助品种，多个地区出台电力辅助服务实施细则，明确火电机组深度调峰的补偿标准，为火电机组参与调峰辅助服务提供激励，促进火电机组参与调峰辅助服务。2023年7月，国家能源局三季度例行新闻发布会上披露，截至6月底，全国参与电力辅助服务的装机约20亿千瓦；2023年上半年，全国电力辅助服务费用共278亿元，占上网电费的比例为1.9%。其中，调峰补偿167亿元，占比60.0%；调频补偿54亿元，占比19.4%；备用补偿45亿元，占比16.2%；火电企业获得补偿254亿元，占比91.4%。相较于2022年全年煤电企业获取辅助服务补偿收益约320亿元，预计2023年火电企业有望从辅助服务中获取更多收益。

图7: 2023年上半年不同辅助服务类别补偿收入占比情况



资料来源: 国家能源局, 国信证券经济研究所整理

图8: 2023年上半年不同电源主体辅助服务收入占比情况



资料来源: 国家能源局, 国信证券经济研究所整理

表7：各区域深度调峰辅助服务补偿标准情况

时间	地区/省份	政策文件	发布机构	深度调峰补偿标准
2020.9	东北地区	《东北电力辅助服务市场运营规则》	国家能源局东北监管局	非供热期：纯凝火电机组 40%<负荷率≤50%，热电机组 40%<负荷率≤48%，0-0.4 元/kwh；全部火电机组负荷率≤40%，0.4-1 元/kwh。供热期：纯凝火电机组 40%<负荷率≤48%，热电机组 40%<负荷率≤50%，0-0.4 元/kwh；全部火电机组负荷率≤40%，0.4-1 元/kwh。
2022.6	广东	《南方区域电力辅助服务管理实施细则》	国家能源局南方监管局	额定容量 40%~50%，99 元/兆瓦时；额定容量 30%~40%，792 元/兆瓦时；30%以下，1188 元/兆瓦时。
	广西			额定容量 40%~50%，49.5 元/兆瓦时；额定容量 30%~40%，396 元/兆瓦时；30%以下，594 元/兆瓦时。
	云南			额定容量 40%~50%，82.8 元/兆瓦时；额定容量 30%~40%，662.4 元/兆瓦时；30%以下，993.6 元/兆瓦时。
	贵州			额定容量 40%~50%，81 元/兆瓦时；额定容量 30%~40%，648 元/兆瓦时；30%以下，972 元/兆瓦时。
	海南			额定容量 40%~50%，74.4 元/兆瓦时；额定容量 30%~40%，595.2 元/兆瓦时；30%以下，892.8 元/兆瓦时。
2022.7	华北地区	《华北区域电力辅助服务管理实施细则》（征求意见稿）	国家能源局华北监管局	对火电机组因电网运行需要或新能源消纳需求提供深度调峰服务造成的比基本调峰少发的电量，机组出力在 50%-40%额定容量部分，按照 100 元/MWh 进行补偿；机组出力在 40%额定容量以下部分按照 250 元/MWh 进行补偿。
2022.9	华东地区	《华东区域电力辅助服务管理实施细则》（模拟运行稿）	国家能源局华东监管局	负荷率在 50%-60%之间，20 元/MWh；负荷率在 40%-50%之间，40 元/MWh；负荷率在 30%-40%之间，160 元/MWh；负荷率在 30%以下，320 元/MWh。
2023.9	华中地区	《华中区域电力辅助服务管理实施细则》	国家能源局华中监管局	45%≤负荷率<50%，250 元/MWh；40%≤负荷率<45%，350 元/MWh；35%≤负荷率<40%，500 元/MWh；30%≤负荷率<35%，600 元/MWh；负荷率<30%，700 元/MWh。

资料来源：各区域能源监管局官网，国信证券经济研究所整理

随着未来新能源装机规模持续增加，未来国内电力辅助服务费用规模有望进一步增长。根据国际经验，电力辅助服务费用一般在全社会总电费的 3%以上，据此可以预期的是，未来国内辅助服务费用规模有望超过千亿规模，较当前国内电力辅助服务费用规模有较大增长空间。

新能源：发展稳步向前，绿电消纳或迎来破局

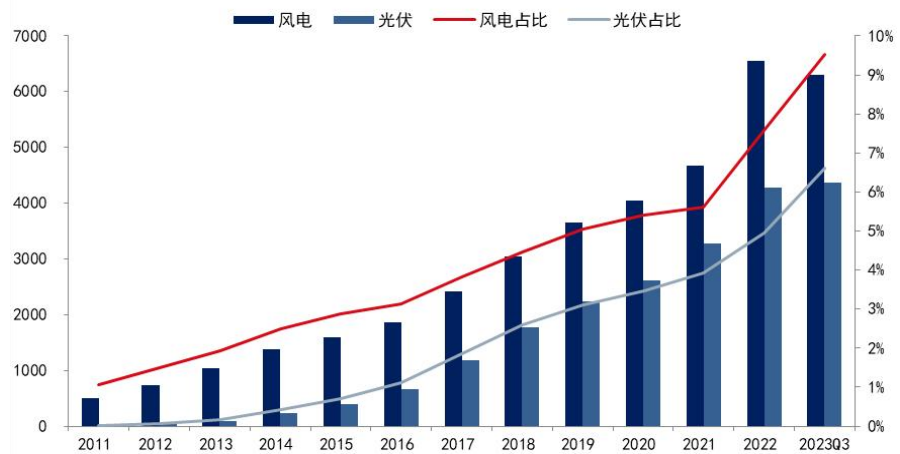
风光装机量及发电量持续增长，占比不断提高。国家能源局数据显示，截至 2023 年 10 月，全国累计发电装机容量 28.13 亿千瓦，同比增长 12.6%。其中，风电装机容量 4.04 亿千瓦，同比增长 15.6%，占总装机的比重为 14.4%；太阳能发电 5.36 亿千瓦，同比增长 47.0%，占总装机的比重为 19.0%。发电量数据来看，2023 年前三季度，全国发电量 66219 亿千瓦时，同比增长 4.2%。其中风力发电量 6305 亿千瓦时，占总发电量的 9.5%；太阳能发电量 4369 亿千瓦时，占总发电量的 6.6%。根据《2030 年前碳达峰行动方案》，到 2030 年国内风光总装机容量达到 12 亿千瓦以上，非化石能源消费比重达到 25%左右；根据电力圆桌项目课题组《构建新型电力系统路径研究》预测，2030 年风光发电量占比将达到 22.5%。整体而言，“双碳”目标政策下，风光新能源装机容量及发电量将持续提升，在新型电力系统加快构建的背景下，电源侧新能源将逐步发展成为主体电源。

图9: 国内风电光伏装机容量及占比情况 (单位: 万千瓦)



资料来源: 国家能源局, Wind, 国信证券经济研究所整理

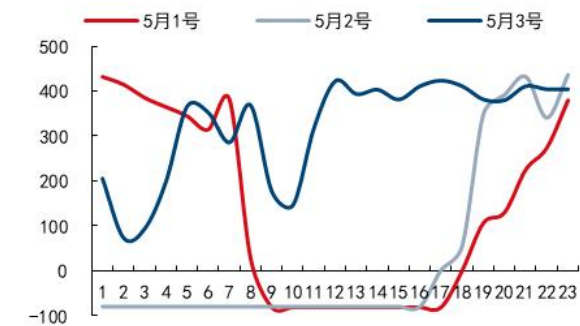
图10: 国内风电光伏发电量及占比情况 (单位: 亿千瓦时)



资料来源: 国家能源局, 国家统计局, 国信证券经济研究所整理

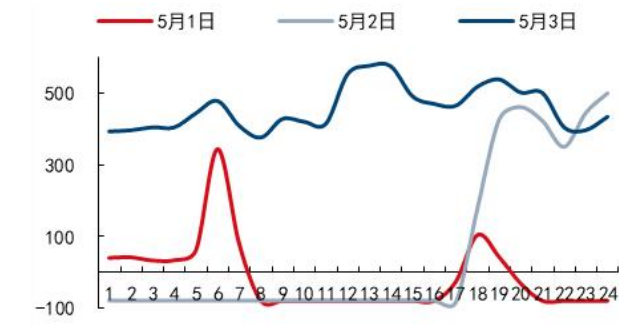
资源与需求空间逆向分布以及新能源出力与用电负荷变化时间错配, 电价、消纳问题引起市场担忧。由于我国风光新能源资源分布与电力需求存在空间错配, 以及风光新能源出力与用电负荷在时间上的错配, 导致随着新能源并网规模持续增加, 西部一些地区的风光新能源大发时段存在电量供过于求的情况, 风光新能源消纳面临挑战, 弃风弃光率开始上升, 新能源参与市场化交易电量的电价呈下行趋势, 部分地区电力现货市场出现负电价现象, 对项目收益率带来一定影响。

图 11: 23 年 5 月 1-3 日山东现货日前市场电价 (元/MWh)



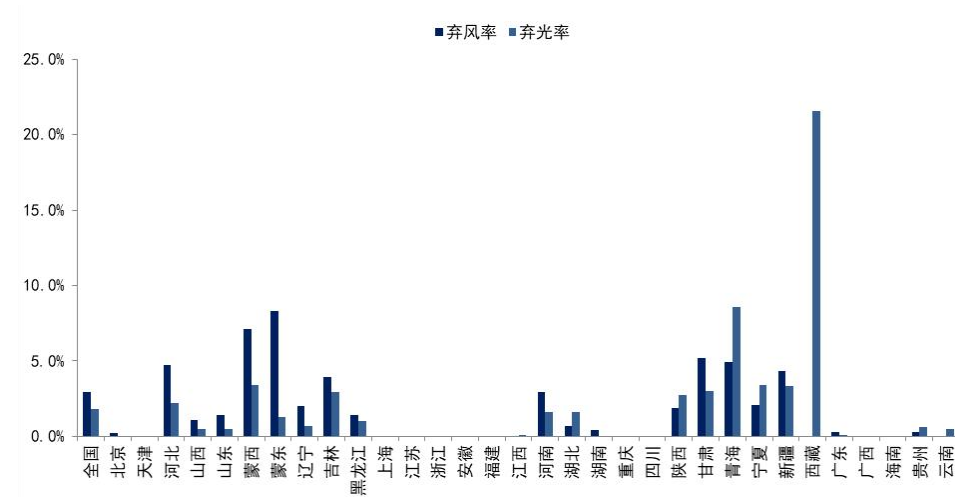
资料来源: 山东电力交易中心, 国信证券经济研究所整理

图 12: 23 年 5 月 1-3 日山东现货实时市场电价 (元/MWh)



资料来源: 山东电力交易中心, 国信证券经济研究所整理

图 13: 2023 年 1-10 月国内弃风率、弃光率情况



资料来源: 全国新能源消纳监测预警中心, 国信证券经济研究所整理

◆ 绿电市场、碳交易市场和电力市场融合, 电价端促进绿电收益率维持合理水平

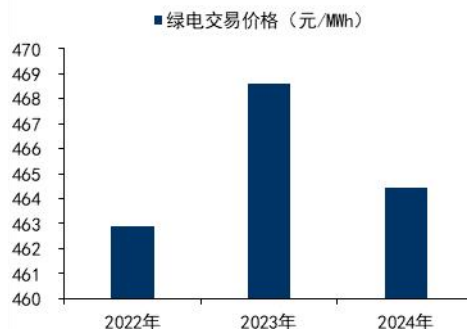
绿电市场和碳市场融合促进绿电需求, 提升绿电溢价。由于当前绿电交易市场供需偏紧, 绿电交易较燃煤标杆电价存有溢价, 体现出绿电的环境价值。预计未来随着平价上网的新能源项目增加, 绿电交易的市场供给将逐渐增加, 而同时政策推动“能耗双控”向“碳排放双控”转变, 以及出口型、互联网、高耗能公司对绿电的需求增加, 绿电需求有望持续释放, 绿电溢价有望保持。同时, 未来随着发电设施碳排放基准值不断调低, 以及更多行业纳入到碳交易市场之中, 碳排放权交易价格或迎来上行, 推动绿电消纳水平提升的同时增加绿电企业收益。以江苏为例, 2024 年江苏绿电交易电量 31.72 亿千瓦时, 同比增长 78.80%; 绿电交易价格为 464.44 元/MWh, 较 2023 年同期小幅下降 4.14 元/MWh, 较江苏省煤电基准价上浮 18.78%, 维持较好的溢价水平。

图 14: 2022-2024 年江苏绿电交易电量情况



资料来源: 江苏电力交易中心, 国信证券经济研究所整理

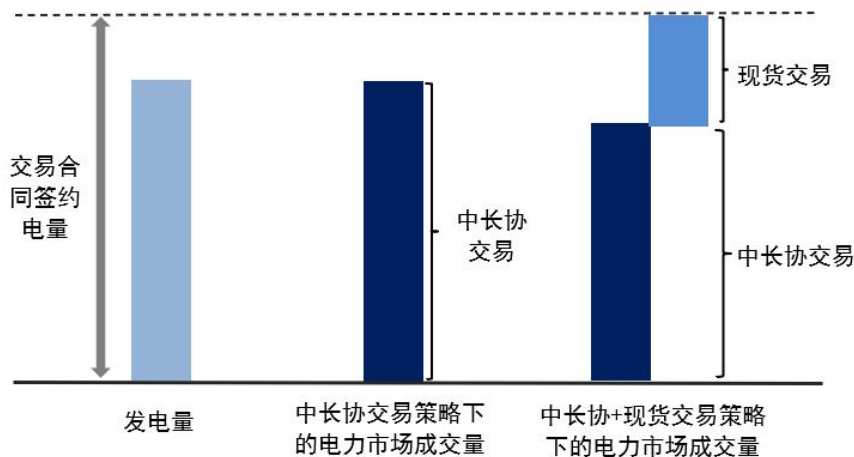
图 15: 2022-2024 年江苏绿电交易电价情况



资料来源: 江苏电力交易中心, 国信证券经济研究所整理

绿电企业可将中长协交易与现货交易进行组合, 提升交易电价。过往绿电企业在电力交易市场中主要扮演者卖方的角色, 一般签订中长期交易合同, 电价可能较燃煤标杆电价出现折价, 而若参与到电力现货市场中, 甚至可能出现“负电价”现象。然而, 当前绿电企业在电力交易市场中的角色出现转变, 绿电企业通过成立售电公司同时拥有卖方、买方双重角色, 绿电企业可以在电力市场交易中多签署中长期交易的合同电量, 一方面在电力现货价格较低或负电价时, 从电力市场购入现货电量, 按照中长协电价执行中长期交易合同电量, 从而实现更高的成交价格; 另一方面, 但现货价格市场价格更高时, 可以先将用于中长协合同履约的电量在现货市场进行交易, 实现更高的电力交易价格。

图 16: 中长协+现货组合交易策略图示

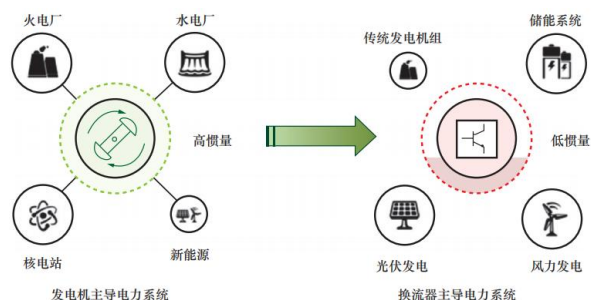


资料来源: 国信证券经济研究所整理

◆ 灵活性资源开发加快推进, 有利于绿电消纳水平提升

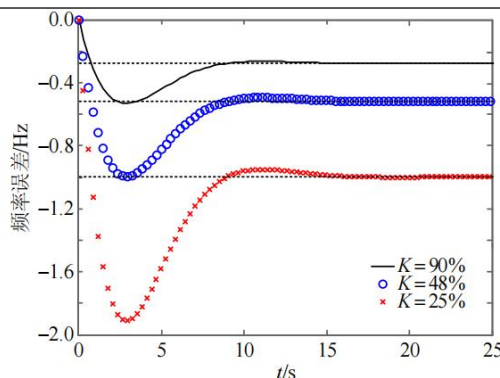
为适应新能源逐步成为主体电源, 新型电力系统建设提速, 灵活调节资源开发利用有望加快。由于新能源具有波动性、随机性特征, 高比例新能源电量接入电网后, 将导致电力系统转动惯量减小、频率调节能力降低等问题, 快速消耗电力系统灵活调节资源, 且新能源发电设备易产生脱网问题, 电力系统平衡和安全问题更加突出, 影响新能源消纳。为有效支撑新能源发展, 预计源网荷储一体化发展的新型电力系统建设进程有望加快。随着新能源接入电网比例不断提升, 灵活性调节资源容量逐步短缺, 灵活调节资源需求有望加快释放, 推动灵活调节资源市场规模扩张。

图 17: 高比例新能源接入电网导致系统电力转动惯量减小



资料来源:《新型电力系统发展蓝皮书》, 国信证券经济研究所整理

图 18: 新能源占比越高, 调频能力越差



资料来源: 张剑云、李明节,《新能源高渗透的电力系统频率特性分析》, 中国电机工程学报, 2020 (11), 国信证券经济研究所整理

市场机制调整可释放系统的灵活性潜力, 促进电力系统灵活性提升。通过持续完善辅助服务市场、电力现货市场、容量市场体制机制, 为灵活性资源参与电力系统调节提供补偿、激励和保障合理收益, 激发不同时间尺度的灵活性资源潜力充分释放。当前, 随着新一轮电改启动, 国内辅助服务、容量市场以及电力现货市场机制不断完善, 未来将推动灵活性资源加快开发利用, 提升新能源消纳水平, 保障电力系统安全稳定运行。

图 19: 电力市场建设释放灵活性示意图



资料来源: 中国电力圆桌项目课题组《电力系统灵活性提升: 技术路径、经济性与政策建议》, 国信证券经济研究所整理

灵活性资源可分为电源侧、用户侧及储能侧三大类别, 其中电源侧灵活性资源包括灵活性改造后的煤电机组、气电、水电、核电等, 需求侧的灵活性资源包括可中断负荷、电动汽车、微电网等, 储能侧的灵活性资源包括抽水蓄能、电化学储能等, 常见的灵活性资源为经灵活性改造后的煤电机组、抽水蓄能、电化学储能、用户侧可调节负荷等。

从维护电力系统稳定运行所需的辅助服务来看, 深度调峰、调频、爬坡以及备用等需求相对较高, 综合各类灵活性资源特性以及投资成本, 灵活性改造后的火电机组在深度调峰场景下具有优势, 而提供调频、爬坡等辅助服务的优质灵活性资源则为储能。因而, 预计随着新型电力系统建设推进, 火电灵活性改造及储能

产业有望迎来发展机遇。

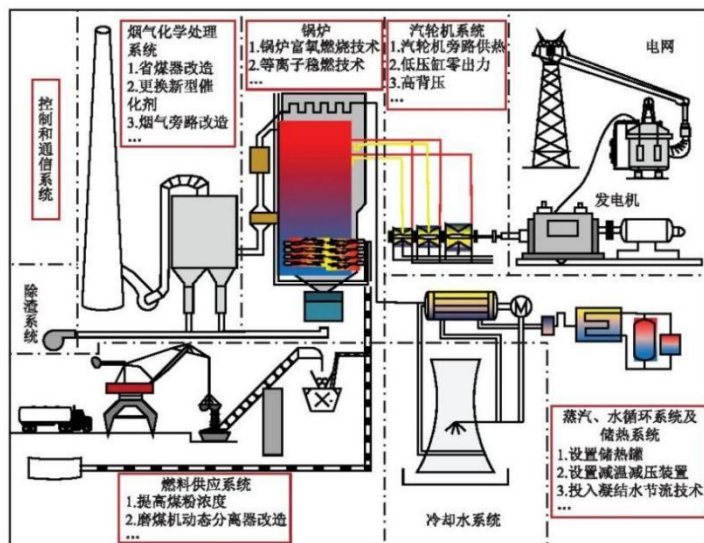
火电盈利有望向辅助服务和容量电价收入转型，火电机组灵活性改造需求释放。

“双碳”目标政策推进背景下，火电调用机会或受到严格控制，电量收入受损。而随着辅助服务市场的成熟，容量电价相关政策的推出及电价传导机制的形成和完善，辅助服务收入和容量电价收入为火电带来增量收入来源。通过灵活性改造，火电机组可以增强辅助服务能力，在容量补偿与调峰深度挂钩的情况下还获取更多容量补偿，实现合理的收益水平。

灵活性改造目标明确，夯实火电转型调节性电源基础。国家发改委、国家能源局发布的《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》提出，存量煤电机组灵活性改造应改尽改，“十四五”期间完成 2 亿千瓦，增加系统调节能力 3000—4000 万千瓦，促进清洁能源消纳。“十四五”期间，实现煤电机组灵活制造规模 1.5 亿千瓦。《“十四五”现代能源体系规划》提出，力争到 2025 年，煤电机组灵活性改造规模累计超过 2 亿千瓦；重点对 30 万千瓦及以下煤电机组进行灵活性改造，对于调峰困难地区研究推动 60 万千瓦亚临界煤电机组灵活性改造。电力规划设计总院发布《中国电力发展报告 2023》显示，“十四五”前两年，煤电“三改联动”改造规模合计超过 4.85 亿千瓦，完成“十四五”目标约 81%。其中节能降碳改造 1.52 亿千瓦、灵活性改造 1.88 亿千瓦、供热改造 1.45 亿千瓦

火电灵活性改造主要包括改善机组调峰能力、爬坡速度、启停时间等方面。目前，我国灵活性改造主要关注调峰深度，以降低机组最小出力为主要的改造目标，而爬坡速度和启停时间相对关注较少。火电灵活性改造涉及电厂内部多个子系统，可能需要对机组设备本体进行改造或新建辅助设备。根据改造对象的不同，包括主机（锅炉、汽轮机、发电机，以锅炉和汽轮机为主）改造和辅助设备（燃料供应系统、水、汽循环、烟气系统及后处理、控制和通信系统等）改造。不同类别的机组，灵活性改造的内容有所差异，纯凝机组主要是低负荷稳燃、宽负荷脱硝等，涉及制粉系统、燃烧系统以及脱硝装置等的改造；热电联产机组主要是热电解耦，涉及机组本体改造和新增储热设备等。

图 20：火电灵活性改造主要涉及的子系统示意图



资料来源：郭通, 李永刚, 徐姗姗等.《考虑多主体博弈的火电机组灵活性改造规划》. 电工技术学报, 2020, 35(11): 2448-2459. , 国信证券经济研究所整理

火电灵活性改造市场空间较大，设备商显著受益。根据 2020 年中电联发布的《煤电机组灵活性运行政策研究》，煤电灵活性改造单位千瓦调峰容量成本约在 500 元-1500 元之间，按 1000 元/千瓦改造成本计算；同时根据《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》要求，存量煤电机组灵活性改造应改尽改，“十四五”期间完成 2 亿千瓦，增加系统调节能力 3000-4000 万千瓦，按每年改造调峰容量 800 万千瓦计算，火电灵活性改造平均每年市场空间约为 80 亿元。整体而言，火电灵活性改造推进，制粉系统、燃烧系统、脱硝系统以及储热设备等火电灵活性改造的设备供应商有望受益于火电灵活性改造推进。

储能是一种优质的调节资源。储能可实现削峰填谷和平滑负荷，可有效提升新能源利用效率。储能具有启停时间短、爬坡速率快以及调频精度高等优势，调节能力突出，可在电力系统运行中发挥调峰、调频、调压、备用、黑启动、惯量响应等多种功能，对于提升新能源效率具有重要意义，预计未来随着新型电力系统建设推进，储能产业有望迎来快速发展。

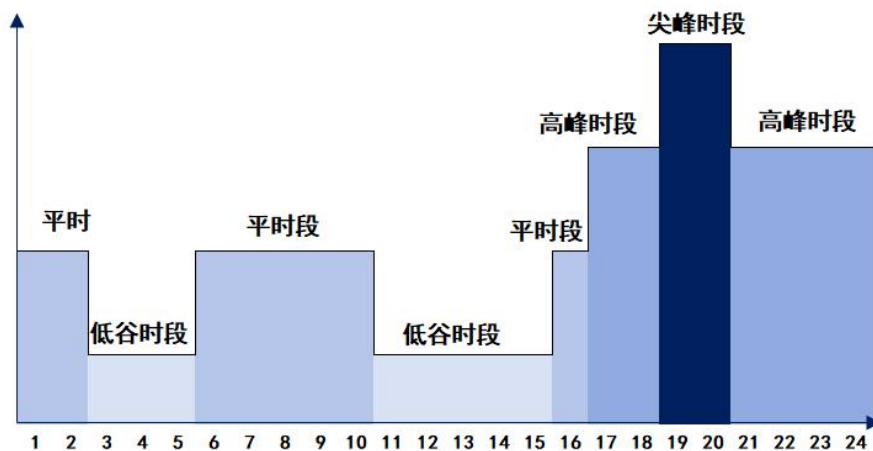
表8: 不同调节资源灵活性特征比较

灵活性调节资源类别		运行范围 (%)	爬坡速率 (Pn/min)	启停时间 (h)	
电源侧	常规煤电	未改造	50-100	1-2%	6-10
		已改造	30-100	3-6%	4-5
	燃煤热电	未改造	80-100	1-2%	6-10
	联产	已改造	50-100	3-6%	4-5
	气电		20-100	8%	2
储能	常规可调节水电		0-100	20%	<1
	核电		30-100	2.5-5%	-
	抽水蓄能		-100-100	10-50%	<0.1
	电化学储能		-100-100	100%	<0.1
	绿氢		-	-	-
	需求响应		用电负荷 3-5%	瞬时	0
需求侧	微电网		-	-	-
	电动汽车		-	-	-

资料来源：中国电力圆桌项目课题组《电力系统灵活性提升：技术路径、经济性与政策建议》，国信证券经济研究所整理

峰谷时段设置变化，驱动储能需求释放。随着风光新能源装机容量持续增加，风光大发时间与用电负荷需求时间存在错配，为通过价格信号来促进新能源消纳，部分地区将风光大发时段设定为低谷时段，如 2023 年 11 月湖北省发改委出台的《关于征求工商业分时电价机制有关意见的通知》中将 2:00-5:00、10:00-15:00 共 8 小时划为低谷时段。在低谷时段，风光新能源发电量较大、电价较低且用电负荷相对较小，储能系统可进行充电而在电价相对较高的高峰、尖峰时段放电，促进新能源消纳的同时实现峰谷价差套利，提升储能项目的经济性水平。因而，可以预计的是，随着未来更多地区峰谷时段设置出现变化，将驱动储能需求释放，推动储能装机容量增加。

图 21：湖北省《关于征求工商业分时电价机制有关意见的通知》中峰谷时段设置



资料来源：湖北省发改委，国信证券经济研究所整理

政策持续完善分时电价机制，峰谷价差拉大。2021 年 7 月，国家发改委印发《关于进一步完善分时电价机制的通知（发改价格〔2021〕1093 号）》提出，合理确定峰谷电价价差和建立尖峰电价机制，从而更好引导用户削峰填谷、改善电力供需状况和促进新能源消纳。1093 号文执行以来，各地政府部门陆续出台完善分时电价机制政策，调整峰谷时段设置及峰谷电价，工商业峰谷电价差有所加大。

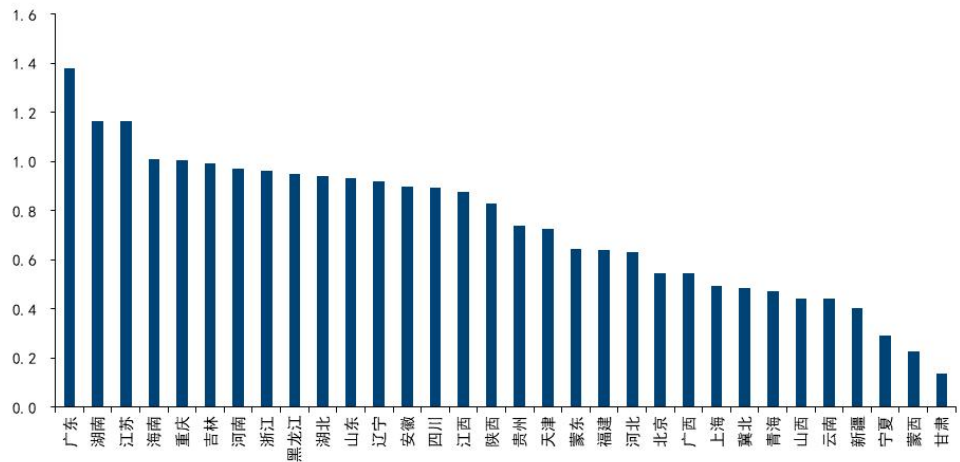
表 9：2023 年以来各省发布分时电价政策

颁布日期	执行日期	省份	时间	高峰时段	高峰电价	平时时段	低谷时段	低谷电价
2023/1/4	2023/4/1	宁夏	全年	7:00—9:00、17:00—23:00	上浮 50%	0:00—7:00、23:00—0:00	9:00—17:00	下浮 50%
2023/4/24	2023/6/1	四川	全年	10:00—12:00、15:00—21:00	上浮 60%	7:00—10:00、12:00—15:00、21:00—23:00	23:00—次日 7:00	下浮 60%
2023/6/28	2023/8/1	贵州	全年	10:00—13:00、17:00—22:00	上浮 60%	8:00—10:00、13:00—17:00、22:00—00:00;	00:00—8:00	下浮 60%
2023/7/31	2023/9/1	广西	全年	11:00—13:00、17:00—23:00	上浮 50%	7:00—11:00、13:00—17:00	23:00—24:00、00:00—7:00	下浮 50%
2023/8/18	2023/9/1	北京单一制（不满 1 千伏）	全年		上浮 71%			下浮 64%
		北京单一制（1 千伏以上）	全年	10:00—13:00；17:00—22:00	上浮 80%	7:00—10:00；13:00—17:00；22:00—23:00	23:00—次日 7:00	下浮 70%
		北京两部制	全年		上浮 60%			下浮 60%
2023/8/25	2023/9/1	辽宁	全年	07:30—10:30、16:00—21:00	上浮 50%	5:00—7:30、10:30—11:30、12:30—16:00、21:00—22:00	11:30—12:30、22:00—05:00	下浮 50%
2023/8/30	2023/10/1	新疆	全年	8:00—11:00、19:00—24:00	上浮 75%	11:00—13:00、17:00—19:00、0:00—4:00	4:00—8:00、13:00—17:00	下浮 75%
2023/11/9	2023/11/15	青海（电解、钢铁、铁合金业）	全年	7:00—9:00、17:00—23:00	上浮 63%		9:00—17:00	下浮 65%
		青海（其他工商业）	全年	8:00—11:00、18:00—23:00			0:00—8:00	
2023/11/10	2024/1/1	云南	全年	9:00—12:00、17:00—22:00	上浮 50%	7:00—9:00、12:00—17:00、22:00—23:00	23:00—次日 7:00	下浮 50%
2023/11/28	2024/1/1	福建	全年	10:00—12:00、15:00—20:00、21:00—22:00	上浮 58%	8:00—10:00、12:00—15:00、20:00—21:00、22:00—24:00	0:00—8:00	下浮 63%
2023/12/7	2024/1/1	山东	1月-2月、12月	16:00—21:00		0:00—10:00、15:00—16:00、21:00—24:00	10:00—15:00	
			3月-5月	17:00—22:00	上浮 70%	0:00—10:00、15:00—17:00、22:00—24:00	10:00—15:00	下浮 70%
		6月-8月	16:00—22:00		6:00—16:00、22:00—24:00	00:00—6:00		

	9月-11月	16:00 - 21:00		0:00-10:00、15:00-16:00、21:00-24:00	10:00-15:00			
	6、7、8月	10:00-12:00、16:00-17:00、20:00-22:00		7:00-10:00、12:00-16:00、22:00-23:00	0:00-7:00、23:00-24:00			
2023/12/13	2024/1/1	河北	1月、11、12月	8:00-10:00、16:00-17:00、19:00-22:00	上浮 70%	0:00-1:00、7:00-8:00、10:00-12:00、14:00-16:00、22:00-24:00	1:00-7:00、12:00-14:00	下浮 70%
			2、3、4、5月、9、10月	8:00-10:00、16:00-22:00				

资料来源：各省发改委，国信证券经济研究所整理

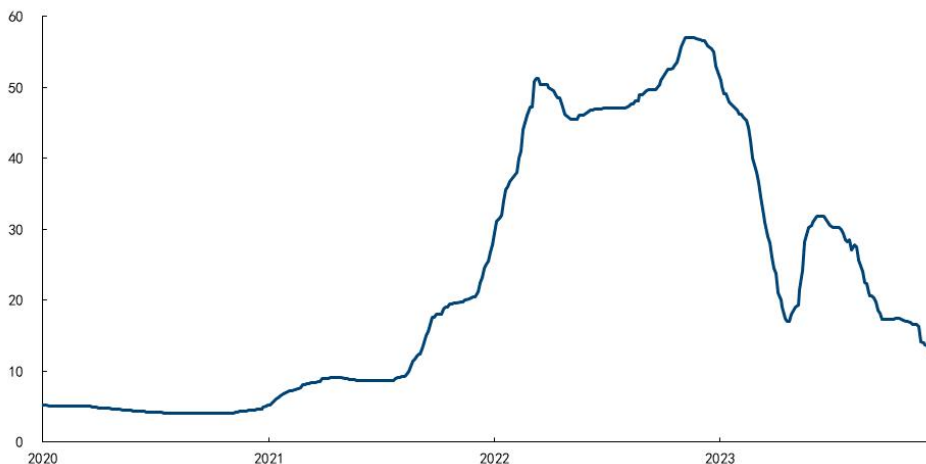
图22：2023年12月各地峰谷价差情况（元/kwh）



资料来源：各地发改委，国信证券经济研究所整理

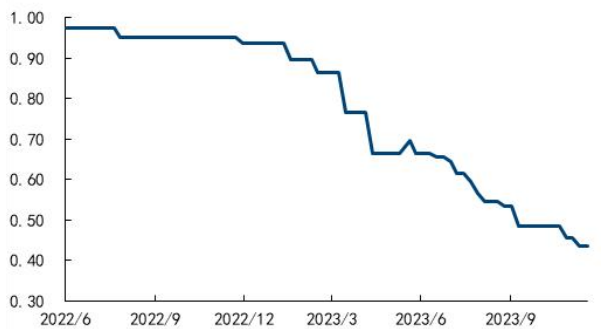
碳酸锂价格走低，储能系统成本下降，有助于提升储能项目经济性。由于供需格局变化，国内电池级碳酸锂价格走低，目前电池级碳酸锂价格降至 10 万元/吨左右，较 2022 年的价格高位已大幅下降。碳酸锂作为储能电池的主要成本项之一，其价格下跌将会导致储能系统投资成本下降。鑫椏锂电数据显示，截至 2023 年 12 月 8 日，国内电力储能电芯报价为 0.435 元/Wh，较年初的 0.935 元/Wh 下降 53.5%。随着储能电芯价格走低，国内储能系统、EPC 价格亦有下降，CNESA 数据显示，2023 年 11 月国内储能项目系统、EPC 中标均价分别为 0.80、1.42 元/Wh，分别较 2022 年 12 月的 1.59、1.94 元/Wh 下降 49.7%、27.1%。

图 23: 电池级碳酸锂价格走势 (万元/吨)



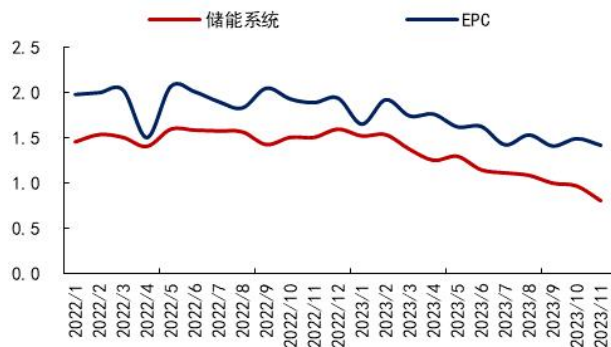
资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

图 24: 国内电力储能电芯报价 (元/Wh)



资料来源: 鑫椏锂电, 国信证券经济研究所整理

图 25: 国内储能系统及 EPC 中标均价情况 (元/Wh)



资料来源: CNESA, 国信证券经济研究所整理

多地出台政策要求新能源项目配套建设储能系统, 促进储能装机容量增加。新能源发电装机规模快速增长, 兼以新能源发电随机性、波动性的特点, 使得新能源可能会存有消纳问题, 对电网稳定性带来冲击。为提升新能源消纳水平和降低新能源大规模并网对电网系统稳定性的影响, 多地政府部门出台相关政策要求新建风光新能源项目配套建设储能系统。从各地出台的新能源配储政策来看, 多数地区要求新能源配储比例在 10%以上, 配储时长在 2h 以上。随着各地政策要求新能源项目配套建设储能系统, 预计将推动储能装机容量提升。

表 10: 全国各地新能源配储政策梳理

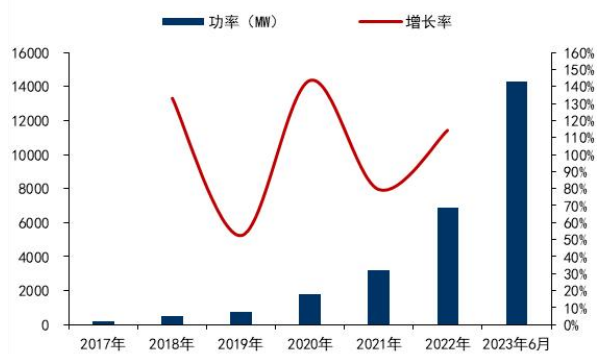
省份	发布单位	发布时间	文件名	配储比例	配储时长
安徽	安徽省能源局	2022/3/29	《关于征求 2022 年第一批次光伏发电和风电项目并网规模竞争性配置方案意见的函》	≥5%	≥2h
福建	福建省发改委	2021/5/24	《关于因地制宜开展集中式光伏试点工作的通知》	≥10%	-
甘肃	甘肃省发改委	2021/5/28	《关于“十四五”第一批风电、光伏发电项目开发建设有关事项的通知》	≥10%(河西地区); ≥5%(其他地区)	≥2h
贵州	贵州省能源局	2022/11/2	《关于推动煤电新能源一体化发展的工作措施(征求意见稿)》	≥10%	≥2h

海南	海南省发改委	2021/3/15	《关于开展 2021 年度海南省集中式光伏发电平价上网项目工作的通知》	10%	-
河北	河北省发改委	2021/12/31	《关于下达河北省 2021 年风电、光伏发电市场化并网项目计划的通知》	≥10%	≥4h
河北	河北省能源局	2021/10/9	《关于做好 2021 年风电、光伏发电市场化并网规模项目申报工作的补充通知》	≥10%	≥3h
河南	河南省发改委	2021/6/24	《关于 2021 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》	15%	2h
湖北	湖北省发改委	2021/6/7	《湖北省 2021 年新能源项目建设工作方案（征求意见稿）》	≥10%	≥2h
湖南	湖南省发改委	2021/10/13	《关于加快推动湖南省电化学储能发展的实施意见》	5-15%	≥2h
吉林	吉林省人民政府	2022/12/1	《吉林省新能源产业高质量发展战略规划（2022-2030 年）》	≥15%	≥2h
江苏	江苏省发改委	2021/9/28	《关于我省 2021 年光伏发电项目市场化并网有关事项的通知》	≥8%	≥2h
江西	江西省能源局	2021/3/19	《关于做好 2021 年新增光伏发电项目竞争优选有关工作的通知》	≥10%	≥1h
辽宁	辽宁省发改委	2022/5/13	《2022 年光伏发电示范项目建设方案（征求意见稿）》	15%	≥3h
内蒙古	内蒙古政府	2022/12/19	《自治区支持新型储能发展若干政策（2022-2025）》	≥15%	≥2h
宁夏	宁夏发改委	2021/7/14	《自治区发展改革委关于加快促进储能健康有序发展的通知》	≥10%	≥2h
青海	青海省能源局	2021/1/29	《支持储能产业发展的若干措施（试行）》	≥10%	≥2h
山西	山西省能源局	2021/9/25	2021 年竞争性配置风电、光伏发电项目评审结果	10%	-
陕西	陕西省发改委	2021/6/24	《陕西省新型储能建设方案（暂行）（征求意见稿）》	10%	-
上海	上海市发改委	2022/1/11	金山海上风电场一期项目竞争配置工作方案的通知	≥20%	≥4h
天津	天津市发改委	2021/6/7	《2021-2022 年风电、光伏发电项目开发建设和 2021 年保障性并网有关事项的通知》	10%（光伏）， 15%（风电）	-
新疆	新疆发改委	2022/3/4	《《服务推进自治区大型风电光伏基地建设操作指引（1.0 版）》》	20%	≥2h
广西	广西能源局	2021/10/9	《2021 年市场化并网陆上风电、光伏发电及多能互补一体化项目建设方案的通知》	15%-20%	2h
广东	广东省发改委	2023/5/30	《广东省促进新型储能电站发展若干措施》	10%	1h

资料来源：各地政府官网，国信证券经济研究所整理

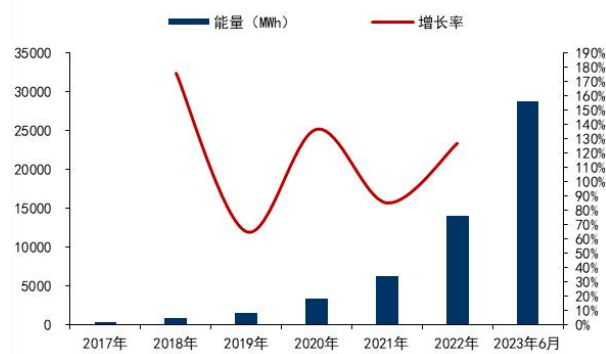
国内电化学储能装机快速增加，未来有望持续增长。根据中国电力企业联合会发布的《2023 年上半年度电化学储能电站行业统计数据》报告，截至 2023 年 6 月，国内电化学储能累计装机功率/能量分别为 14.30GW/28.77GWh，2017-2022 年期间国内电化学储能装机功率/能量的年复合增长率分别为 101.6%/114.3%。未来随着政策推动绿电项目配套建设储能项目以及储能项目经济性提升，预计国内电化学储能项目装机规模有望持续快速增长。

图26: 国内电化学储能累计装机功率情况



资料来源:《2023年上半年度电化学储能电站行业统计数据》, 国信证券经济研究所整理

图27: 国内电化学储能累计装机能量情况

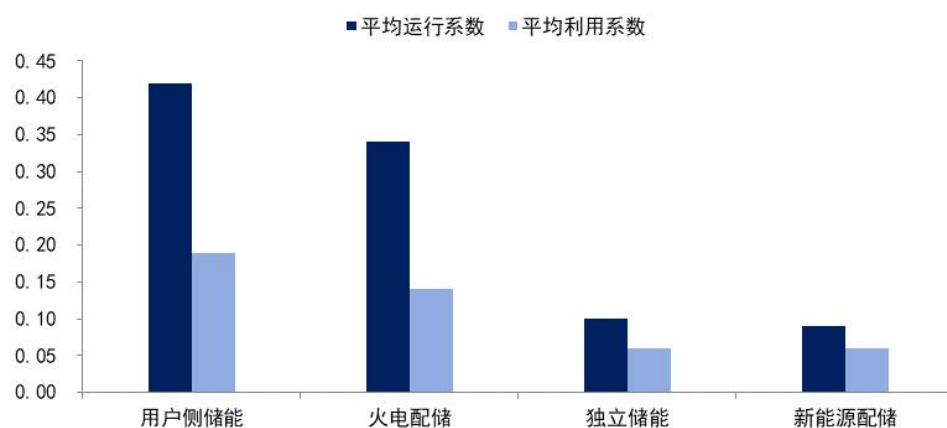


资料来源:《2023年上半年度电化学储能电站行业统计数据》, 国信证券经济研究所整理

用户侧储能、火电配储运行较为充分，独立储能、新能源配储运行水平有待进一步提升。根据中电联发布的《2023年上半年度电化学储能电站行业统计数据》报告，2023年上半年，用户侧储能、火电配储、独立储能、新能源配储的平均运行系数（统计期间运行小时数/统计期间小时数）分别为0.42、0.34、0.10、0.09，平均利用系数（统计期间实际传输电量（包括充电量和放电量）折合成额定功率时的运行小时数/统计期间小时数）分别为0.19、0.14、0.06、0.06。

政策推动新型储能并网和调度应用，储能运行水平有望持续提升。2023年11月，国家能源局印发《关于促进新型储能并网和调度运用的通知（征求意见稿）》，明确提出以市场化方式促进新型储能调用，加快推进完善新型储能电站参与电能市场 and 辅助服务市场有关细则，丰富交易品种，考虑电力供需情况，通过合理扩大现货市场限价区间、建立容量补偿机制等市场化手段，促进新型储能电站“一体多用、分时复用”，进一步丰富新型储能电站的市场化商业模式。未来政策出台丰富储能盈利机制，有助于提升储能运行水平和装机规模增长。

图28: 2023年上半年国内电化学储能运行情况

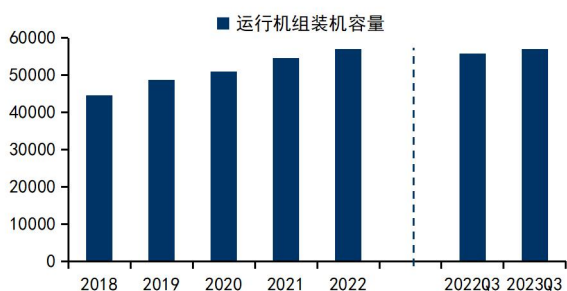


资料来源:《2023年上半年度电化学储能电站行业统计数据》, 国信证券经济研究所整理

核电：机组核准常态化，密切关注核聚变发展

核电装机和发电量同比增长，利用小时数有所提高。截至 2023 年 9 月，我国在运核电机组共 55 台，额定装机容量 56993.34MWe，其中广西防城港核电厂 3 号机组于 3 月 25 日投入商运，山东石岛湾 1 号高温气冷堆 12 月 6 日投入商运。1-9 月，全国运行核电机组累计发电量 3227.92 亿千瓦时，同比提高 6.29%，占全国累计发电量的 4.87%，核电设备平均利用小时数 5746 小时，同比提高了 230 小时，平均机组能力因子 91.45%，同比提高 0.60pct¹。

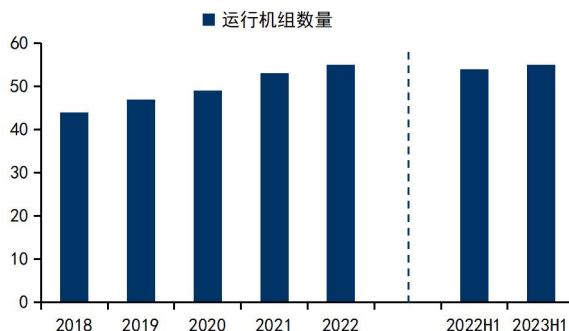
图 29：我国历年核电装机容量变化情况（MWe）



注：包括已并网但未投入商业运行的机组

资料来源：中国核能行业协会《全国核电运行情况》，国信证券经济研究所整理

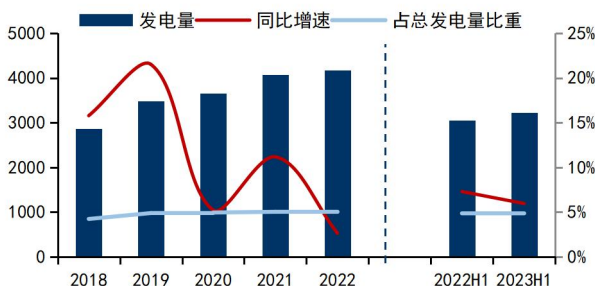
图 30：我国运行核电机组数量变化情况（台）



注：包括已并网但未投入商业运行的机组

资料来源：中国核能行业协会《全国核电运行情况》，国信证券经济研究所整理

图 31：我国历年核电发电量变化情况（亿千瓦时）



注：统计投入商运机组的发电量

资料来源：中国核能行业协会《全国核电运行情况》，国信证券经济研究所整理

图 32：我国运行核电机组数量变化情况（台）



注：统计投入商运机组的发电量，2018 年能力因子实为设备平均利用率

资料来源：中国核能行业协会《全国核电运行情况》，国信证券经济研究所整理

表 11：2023 年 1-9 月我国核电运行情况

在运核电厂	省份	业主	机组	堆型	装机容量 (MWe)	发电量 (亿 kWh)	上网电量	利用小时数	能力因子
泰山核电厂	浙江	中核集团	1 号机组	压水堆 CNP300	350	20.86	19.45	5960.4	92.89
大亚湾核电厂	广东	中广核	1 号机组	压水堆 M310	984	65.26	62.46	6632.11	99.99
			2 号机组	压水堆 M310	984	64.59	61.82	6564.02	99.27

¹ 中国核能行业协会《全国核电运行情况》

泰山第二核电厂	浙江	中核集团	1号机组	压水堆 CNP600	670	43.35	40.66	6470.26	99.96
			2号机组	压水堆 CNP600	650	38.74	36.33	5959.86	93.31
			3号机组	压水堆 CNP600	660	40.38	37.92	6117.71	94.06
			4号机组	压水堆 CNP600	660	42.99	40.29	6513.43	99.97
岭澳核电厂	广东	中广核	1号机组	压水堆 M310	990	60.5	57.96	6111.11	94.03
			2号机组	压水堆 M310	990	50.8	48.64	5131.31	79.36
			3号机组	压水堆 CPR1000	1086	70.22	66.1	6465.93	100
			4号机组	压水堆 CPR1000	1086	63.95	60.23	5888.58	90.85
泰山第三核电厂	浙江	中核集团	1号机组	重水堆 CANDU6	728	41.27	38.09	5669	88.95
			2号机组	重水堆 CANDU6	728	46.34	42.64	6365	100
田湾核电厂	江苏	中核集团	1号机组	压水堆 VVER-1000	1060	62.56	58.33	5901.87	91.4
			2号机组	压水堆 VVER-1000	1060	63.94	59.54	6032.53	100
			3号机组	压水堆 VVER-1000	1126	52.12	48.47	4628.79	79.92
			4号机组	压水堆 VVER-1000	1126	65.55	60.54	5821.32	100
			5号机组	压水堆 M310+	1118	61.07	57.3	5462.2	86.6
			6号机组	压水堆 M310+	1118	69.97	65.76	6258.21	99.32
红沿河核电厂	辽宁	中广核/国家电投	1号机组	压水堆 CPR1000	1118.79	66.11	62.12	5909.4	94.98
			2号机组	压水堆 CPR1000	1118.79	62.62	58.94	5597.02	89.94
			3号机组	压水堆 CPR1000	1118.79	61.47	57.75	5494.08	87.75
			4号机组	压水堆 CPR1000	1118.79	58.29	54.83	5209.88	85.03
			5号机组	压水堆 CPR1000	1118.79	65.03	60.92	5812.74	99.82
			6号机组	压水堆 CPR1000	1118.79	58.03	54.36	5186.44	82.59
宁德核电厂	福建	中广核	1号机组	压水堆 CPR1000	1089	55.56	51.97	5102.06	79.6
			2号机组	压水堆 CPR1000	1089	68.94	64.68	6330.13	99.51
			3号机组	压水堆 CPR1000	1089	69.33	65.15	6366.75	99.99
			4号机组	压水堆 CPR1000	1089	63.92	60	5869.91	95.35
福清核电厂	福建	中核集团	1号机组	压水堆 M310	1089	71.16	66.88	6534.11	100
			2号机组	压水堆 M310	1089	60.57	56.89	5561.96	90.54
			3号机组	压水堆 M310	1089	58.52	55	5373.29	89.92
			4号机组	压水堆 M310	1089	61.69	58.02	5665.02	88.47
			5号机组	压水堆 HPR1000	1161	65.71	61.51	5659.79	89.33
			6号机组	压水堆 HPR1000	1161	54.34	50.88	4680.2	74.47
阳江核电厂	广东	中广核	1号机组	压水堆 CPR1000	1086	69.92	65.91	6438.51	99.49
			2号机组	压水堆 CPR1000	1086	63.17	59.44	5817.07	92.04
			3号机组	压水堆 CPR1000+	1086	62.67	59	5770.85	89.22
			4号机组	压水堆 CPR1000+	1086	71.49	67.1	6582.9	99.99
			5号机组	压水堆 ACPR1000	1086	67.16	63.04	6184.43	97.06
			6号机组	压水堆 ACPR1000	1086	61.07	57.5	5623.8	87.86
方家山核电厂	浙江	中核集团	1号机组	压水堆 CNP1000	1089	65.79	61.9	6041.52	93.63
			2号机组	压水堆 CNP1000	1089	70.27	66.21	6452.45	100
三门核电厂	浙江	中核集团	1号机组	压水堆 AP1000	1251	79.23	74.17	6333.34	98.21
			2号机组	压水堆 AP1000	1251	80.69	75.41	6449.92	100
海阳核电厂	山东	国家电投	1号机组	压水堆 AP1000	1253	72.14	67.32	6027.16	90.53
			2号机组	压水堆 AP1000	1253	72.12	67.33	5756.18	89.03
台山核电厂	广东	中广核	1号机组	压水堆 EPR	1750	10.57	9.85	604	10.5
			2号机组	压水堆 EPR	1750	102.7	95.89	5868.57	91.45
昌江核电厂	海南	中核集团	1号机组	压水堆 CNP650	650	36.35	33.77	5592.95	87.74
			2号机组	压水堆 CNP650	650	41.18	38.24	6334.77	99.95
防城港核电厂	广西	中广核	1号机组	压水堆 CPR1000	1086	61.29	57.21	5643.48	89.16
			2号机组	压水堆 CPR1000	1086	62.22	58.14	5729.2	87.99
			3号机组	压水堆 HPR1000	1187.6	52.15	48.91	4391.34	97.31
石岛湾核电厂	山西	华能集团	1号机组	高温气冷堆	211	0	0	0	/

注：防城港 3 号机组 2023 年 3 月 25 日商运，2023 年调试期间累计发电量 8.02 亿度，上网电量 7.47 亿度；2023 年前三季度石岛湾核电厂 1 号机组调试期间累计发电量 2.15 亿度，上网电量 1.58 亿度

资料来源：中国核能行业协会《全国核电运行情况（2023 年 1-9 月）》、国信证券经济研究所整理

台山核电站 1 号机组恢复并网发电，核电健康有序发展。我国三代核电 ERP 首堆台山核电站 1 号机组于 2023 年一季度开始年度换料大修，并调整增加了部分检查和试验相关工作，为 EPR 机组长期稳定运行积累数据和经验。目前，台山 1 号机

组已完成上述工作，机组各项参数满足核安全法规和电厂技术规范要求，并于 11 月 27 日并网发电。2023 年 1-9 月，除台山 1 号机组外，我国商业运行核电机组能力因子均在 70%以上，台山 1 号机组恢复并网发电后，中国广核发电量增长压制因素有所释放。

中核集团在建机组规模居首。目前我国已开工在建核电机组共 26 台，总装机容量 30297MW，其中廉江 1、2 号机组、陆丰 6 号机组、海阳 4 号机组、三门四号机组于年内陆续开工。分业主单位看，中核集团共 11 台，总装机 11415MW；中广核共 7 台，总装机 8412MW；国家电投共 6 台，总装机 8074MW；华能集团共 2 台，总装机 2396MW。

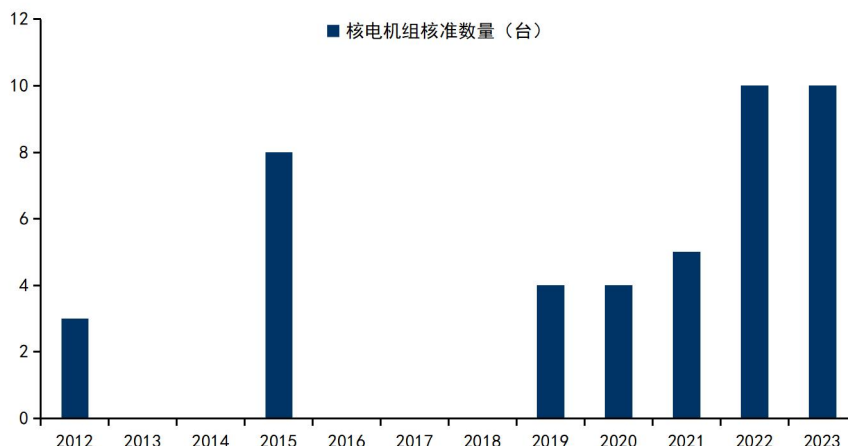
表 12: 我国在建核电机组情况

在运核电厂	省份	业主	机组	堆型	装机容量 (MWe)	开工时间
霞浦示范快堆	福建	中核集团	1 号机组	钠冷快堆 CFR600	643	2017. 12. 29
			2 号机组	钠冷快堆 CFR600	643	2020. 12. 27
漳州核电厂	福建	中核集团	1 号机组	压水堆 HPR1000	1212	2019. 10. 16
			2 号机组	压水堆 HPR1000	1212	2020. 09. 04
廉江核电厂	广东	国家电投	1 号机组	压水堆 CAP1000	1250	2023. 09. 29
			2 号机组	压水堆 CAP1000	1250	2023. 4. 15
陆丰核电厂	广东	中广核	5 号机组	压水堆 HPR1000	1200	2022. 09. 08
			6 号机组	压水堆 HPR1000	1200	2023. 08. 26
太平岭核电厂	广东	中广核	1 号机组	压水堆 HPR1000	1202	2019. 12. 26
			2 号机组	压水堆 HPR1000	1202	2020. 10. 15
防城港核电厂	广西	中广核	4 号机组	压水堆 HPR1000	1188	2016. 12. 23
国和一号示范工程	山东	国家电投	1 号机组	压水堆 CAP1400	1534	-
			2 号机组	压水堆 CAP1400	1534	-
昌江核电厂	海南	华能集团	3 号机组	压水堆 HPR1000	1198	2021. 03. 31
			4 号机组	压水堆 HPR1000	1198	2021. 12. 28
		中核集团	小堆示范工程	压水堆 ACP100	125	2021. 07. 13
田湾核电厂	江苏	中核集团	7 号机组	压水堆 VVER-1200	1265	2021. 05. 19
			8 号机组	压水堆 VVER-1200	1265	2022. 02. 25
徐大堡核电厂	辽宁	中核集团	3 号机组	压水堆 VVER-1200	1274	2021. 07. 27
			4 号机组	压水堆 VVER-1200	1274	2022. 05. 19
海阳核电厂	山东	国家电投	3 号机组	压水堆 CAP1000	1253	2022. 07. 07
			4 号机组	压水堆 CAP1000	1253	2023. 04. 22
三澳核电厂	浙江	中广核	1 号机组	压水堆 HPR1000	1210	2020. 12. 31
			2 号机组	压水堆 HPR1000	1210	2021. 12. 30
三门核电厂	浙江	中核集团	3 号机组	压水堆 CAP1000	1251	2022. 06. 28
			4 号机组	压水堆 CAP1000	1251	2023. 03. 22

资料来源：中国核能行业协会《全国核电运行情况（2023 年 1-9 月）》、国信证券经济研究所整理

全年核准 10 台机组，核电核准常态化。2023 年 7 月 31 日，国务院常务会议核准中核集团辽宁徐大堡 1、2 号机组（CAP1000，单机容量 1291MW）、中广核福建宁德 5、6 号机组（华龙一号，单机容量 1210MW）、华能集团山东石岛湾扩建一期 1、2 号机组（华龙一号，单机容量 1200MW）得到核准。12 月 29 日，国务院常务会议核准中广核广东太平岭 3、4 号机组（华龙一号，单机容量 1209MW）、中核集团浙江金七门 1、2 号机组（华龙一号，单机容量 1215MW）。至此，2023 年总计核准 10 台核电机组，于 2022 年持平，自 2019 年核电核准重启以来，先后有 33 台机组得到核准，核电核准走向常态化。

图 33: 2012 年以来我国历年核准核电机组数量



资料来源：国务院常务会议，国信证券经济研究所整理

根据核安全局审批进度，目前国家电投广西白龙核电厂 1、2 号机组（压水堆 CAP1000）、中广核广西防城港核电厂 5、6 号机组（华龙一号）、中广核三澳核电厂二期工程 3、4 号机组（华龙一号）环境影响报告书（选址阶段）均已于 2023 年上半年获批复，未来有望得到核准。

多种核能综合利用方式取得进展。核能综合利用主要包括供热、供汽、同位素生产、海水淡化、核能制氢等形式。目前，秦山核电、海阳核电、红沿河核电已开始供热，田湾核电供汽项目有望在 2023 年底建成，秦山核电产业化生产医用同位素项目已进入实施阶段。

三代核电技术日益成熟，开启四代核电技术商运。华龙一号作为中核集团和中广核研发的百万千瓦级压水堆核电机组，具有完全自主知识产权，是我国核电发展的主力机型。2023 年 12 月 6 日，全球首座第四代核电站山东荣成石岛湾高温气冷堆核电站商业示范工程圆满完成 168 小时连续运行考验，当日正式投入商业运行，标志着中国在第四代核电技术研发和应用领域达到世界领先水平。此外，中核集团的四代核电霞浦示范快堆 1 号于 2017 年 12 月 29 日开工建设，堆型为 CFR600，额定容量 643MWe，预期最快于 2023 年底建成投产；中科院上海应用物理研究所的 2MWt 液态燃料钍基熔盐实验堆（TMSR-LF1）环境影响报告书（运行阶段）已获生态环境部批复。

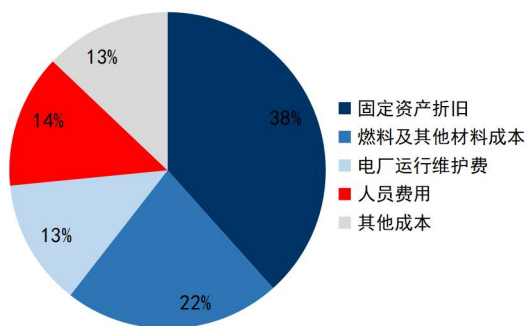
图 34: 石岛湾高温气冷堆示范工程全貌



资料来源: 中核集团, 国信证券经济研究所整理

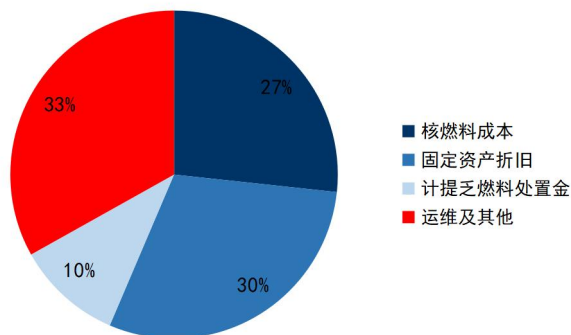
核电企业现金流充沛, 股息支付率相对较高。核电项目投运后, 核电运营商可通过电费收入获取较可观的经营性现金流入, 而营业成本中燃料及其他材料成本占比不到 30%, 折旧成本占比约在 30%-40%。而核电站使用寿命一般长于折旧年限, 且可进一步延寿, 折旧完成后核电盈利能力有望进一步提升。得益于核电运行特征, 中国核电和中国广核均保持较高的股利支付率, 股息率也呈现稳中有升的态势。

图 35: 中国核电电力行业营业成本构成



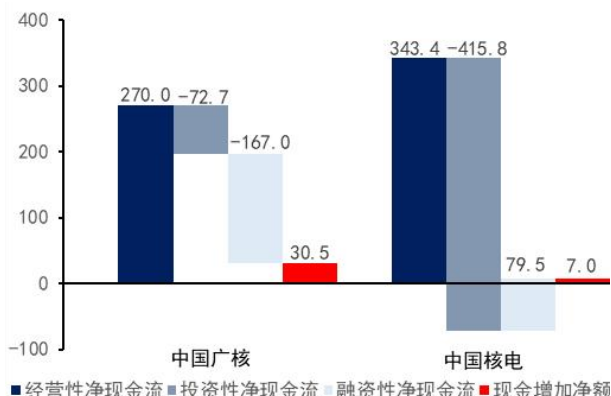
资料来源: Wind, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图 36: 中国广核销售电力行业营业成本构成



资料来源: Wind, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图37: 中国核电和中国广核 2023 年前三季度现金流情况 (亿元)



资料来源: Wind, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图38: 中国核电和中国广核股息率变化情况

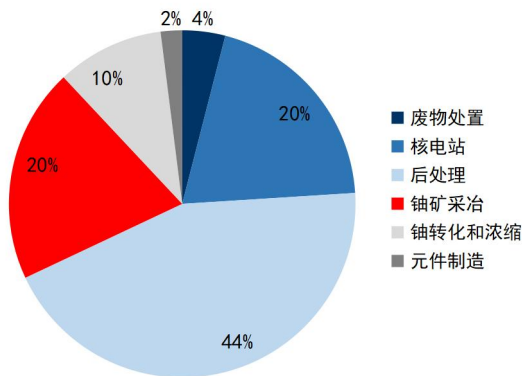


资料来源: Wind, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

22 国缔结三倍核电约定, 核电在实现碳中和过程中发挥重要作用

核电链是温室气体排放最小的电能链之一。中国工程院的研究显示, 核电链的总温室气体排放约 11.9gCO₂/kWh, 政府间气候变化委员会 (IPCC) 指出, 在考虑铀矿采冶及核电站退役管理后, 核电依然是全生命周期碳排放最小的发电技术之一, 仅略高于风电。

图39: 我国核电链温室气体排放构成



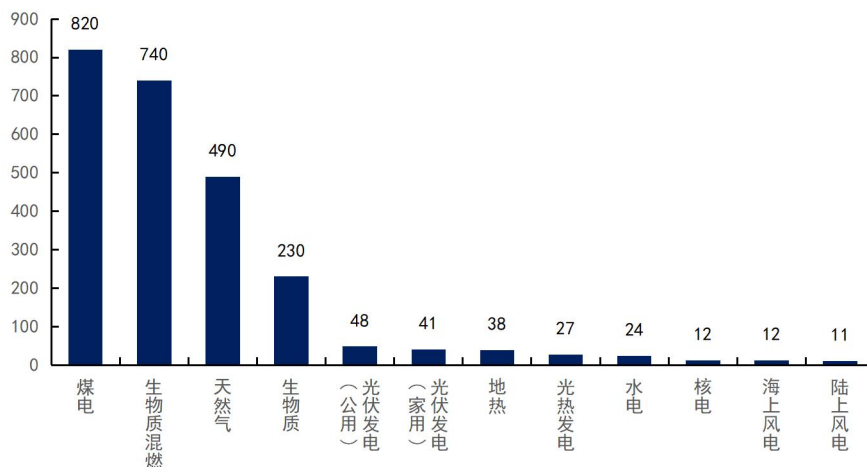
资料来源: 第二届中国核能高质量发展大会暨深圳国际核能产业创新博览会《中国核能现代化发展之路》, 国信证券经济研究所整理

图40: 核电链的总温室气体排放

核电链的总温室气体排放(g CO ₂ /kWh)			
设施	材料	能源	合计
铀矿采冶	0.459	1.83	2.33
铀转化和铀浓缩	0.84	0.314	1.15
扩散厂退役	0.079	-	0.079
燃料元件制造	0.00787	0.21	0.218
核电站	0.451	1.96	2.41
后处理	-	5.29	5.29
废物处置	-	0.433	0.433
总计	1.87	10.037	11.91

资料来源: 第二届中国核能高质量发展大会暨深圳国际核能产业创新博览会《中国核能现代化发展之路》, 国信证券经济研究所整理

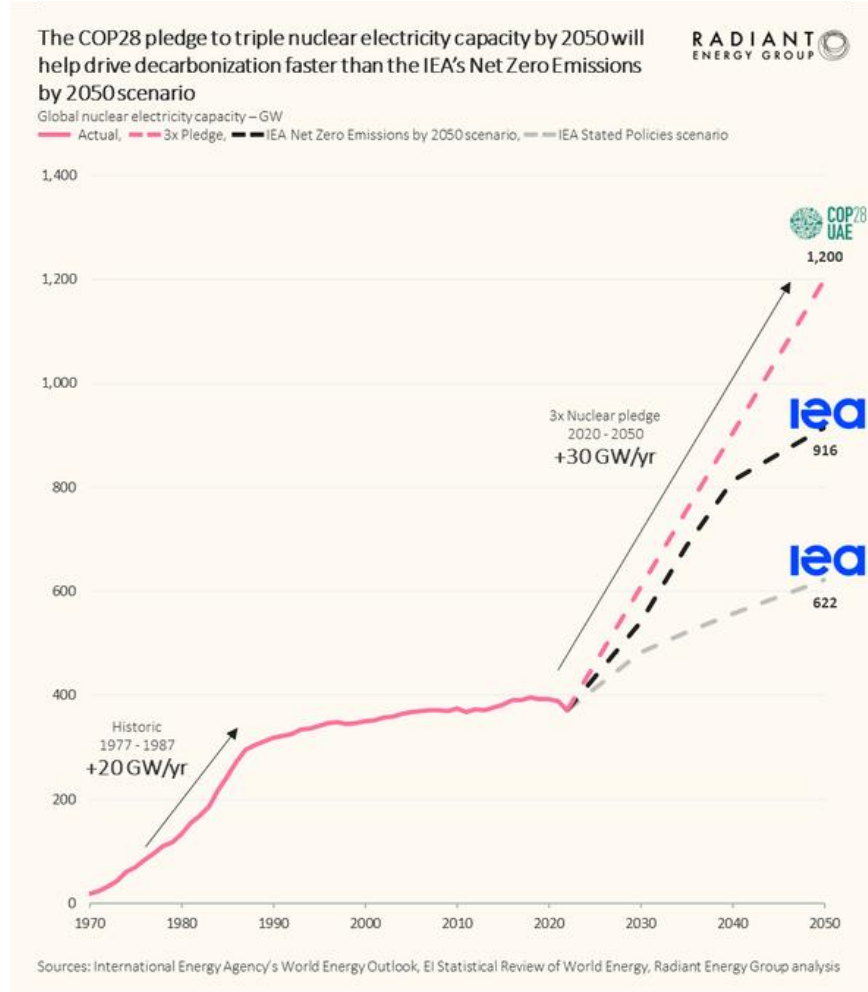
图 41：不同电力技术全寿期碳排放当量（g/kWh）



资料来源：第二届中国核能高质量发展大会暨深圳国际核能产业创新博览会《中国核能现代化发展之路》，国信证券经济研究所整理

多国共同签署核电三倍计划，核电在实现碳中和中发挥重要作用。经合组织核能署、世界核协会、政府间气候变化委员会（IPCC）等国际机构所做的分析预测：全球到 2050 年要实现温升 1.5 度以内或者在当年实现碳中和，核电装机需要增加两倍。12 月 2 日，在《联合国气候变化框架公约》第二十八次缔约方大会（COP28）上，多个国家要求 2050 年前，将世界核电产能提高到 2020 年水准的 3 倍，以帮助全球达成净零排放的目标。美国、日本以及多个欧洲国家表示，核能在达成碳中和目标过程中扮演着重要角色。目前，已经有 22 个国家加入了这一宣言，分别是美国、保加利亚、加拿大、捷克、芬兰、法国、加纳、匈牙利、日本、韩国、摩尔多瓦、蒙古、摩洛哥、荷兰、波兰、罗马尼亚、斯洛伐克、斯洛文尼亚、瑞典、乌克兰、阿联酋和英国。

图 42: 2050 年全球核电装机预测



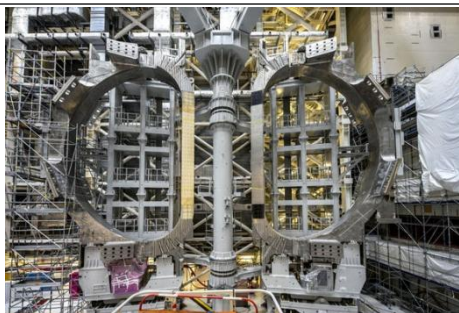
资料来源: Radiant energy group, 国信证券经济研究所整理

核聚变受到广泛关注，聚变设备或迎发展机遇

核聚变，即轻原子核结合成较重原子核，发生质量亏损并释放巨大能量的过程。核聚变发电技术作为一种清洁能源，具有能量密度高、功率大、原料来源广泛和安全性较裂变发电更高等优势，因此被广泛认为是能源问题的最终答案，得到世界各国的重点关注和持续研究。

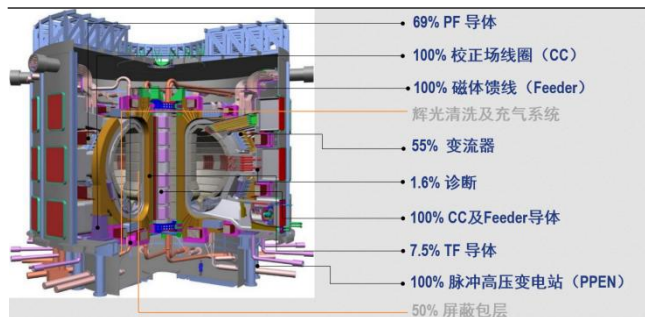
ITER 计划领航，世界各国加快推进核聚变研究。目前世界上最具代表性的核聚变试验堆是国际热核聚变实验堆（ITER），建成后将为示范堆和商用堆的设计提供技术支持。ITER 的建设场址为法国卡达拉舍；2006 年，欧、日、俄、中、美、韩、印七方在布鲁塞尔签署合作建造 ITER 的政府间协议启动实施 ITER 计划。ITER 高 29 米，直径 28 米，重 2300 吨，最初预计 2016 年投入实验，预计总投资为 50 亿欧元。ITER 的主要科学目标是通过感应驱动获得聚变功率 500MW、Q 大于 10、脉冲时间 500 秒的燃烧等离子体；使用非感应驱动产生聚变功率大于 350MW、Q 大于 5、燃烧时间持续 3000s 的等离子体。

图43: ITER 建设实景



资料来源: Scientific American, 国信证券经济研究所整理

图44: 中国承担 ITER 计划采购包情况



资料来源: 中国科学院等离子体物理研究所官网, 国信证券经济研究所整理

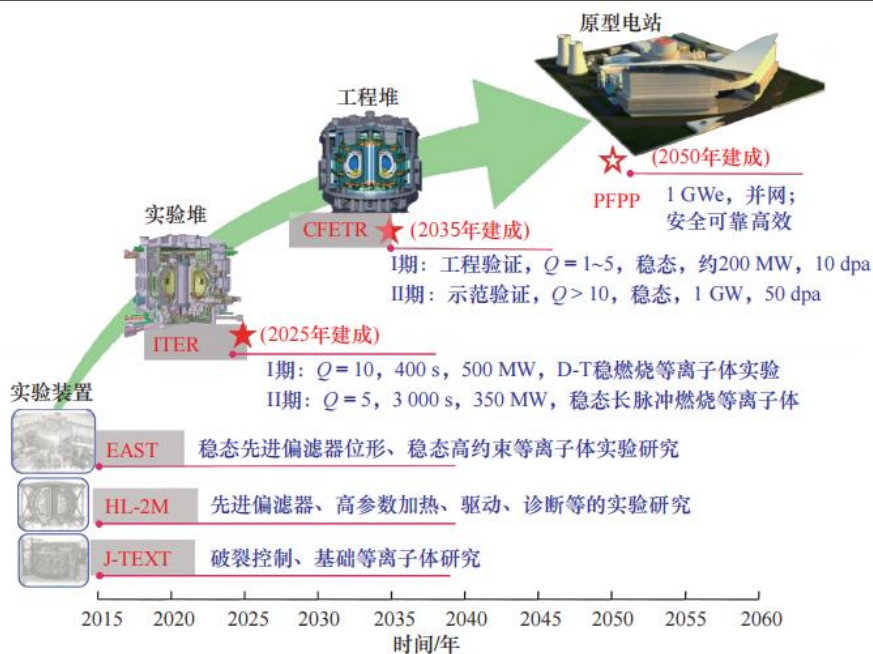
我国指定了核能利用“热堆-快堆-聚变堆”的三步走战略。并对磁约束聚变制定了近期、中期和远期技术目标，分别为：

近期目标（2015-2021年）：建立近堆芯级稳态等离子体实验平台，吸收消化、发展与储备聚变工程试验堆关键技术，设计、预研聚变工程试验堆关键部件等；

中期目标（2031-2035年）：建设、运行聚变工程试验堆，开展稳态、高效、安全聚变堆科学研究；

远期目标（2035-2050年）：发展聚变电站，探索聚变商用电站的工程、安全、经济性。

图45: 中国磁约束聚变发展路线图



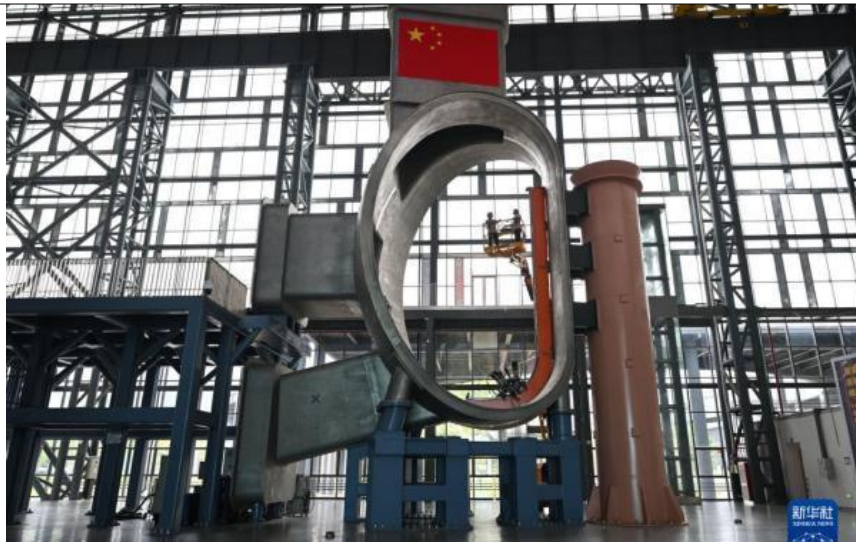
资料来源: 高翔, 万元熙, 丁宁等. 《可控核聚变科学技术前沿问题和进展》. 中国工程科学, 2018, 20 (03): 25-31., 国信证券经济研究所整理

目前,我国最具代表性的实验堆为中国核工业集团公司西南物理研究院(简称“西物院”)的“环流器三号装置”(HL-3)和中科院等离子体所的“东方超环”(EAST)装置。HL-3是我国目前规模最大、参数最高的先进托卡马克装置,2023年8月25日,HL-3首次实现1兆安等离子体电流下的高约束模式运行;EAST则是全球

首个非圆截面全超导托卡马克，已实现 403 秒高约束模等离子体、1056 秒完全非感应高温等离子体、百秒量级 1.2 亿度高温等离子体等成就，并被美国白宫聚变峰会简列为国际聚变研究五大进展之一。

中国聚变工程实验堆 (CFETR) 是我国自主设计和研制并联合国际合作的重大科学工程，2018 年 1 月 3 日，国家发改委宣布聚变堆主机关键系统综合研究设施 (CRAFT, 夸父) 在合肥集中建设，预计将在 2025 年底全面建成，CFETR 则预计在 2035 年建成并开始大规模科学实验。

图 46: CRAFT 装置 1/8 真空室及总体安装实验平台

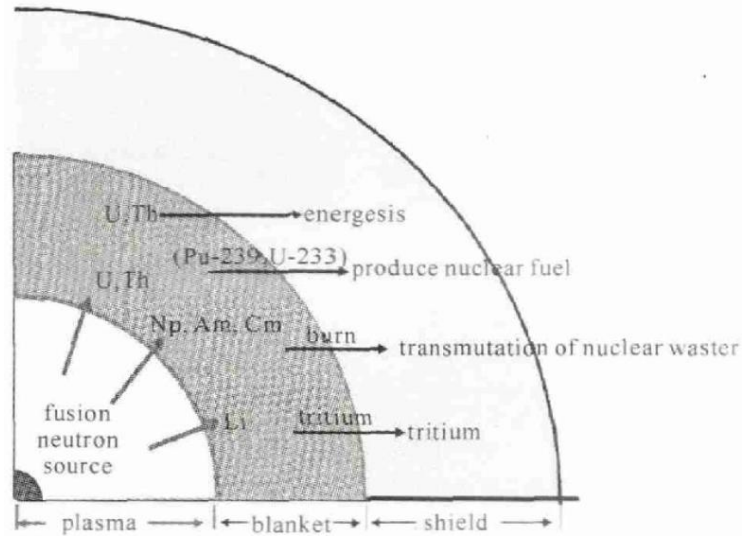


资料来源：新华社，国信证券经济研究所整理

除 CFETR 外，我国正在计划建造全球最大的热核生产装置 **Z-FFR 混合堆**，预计 2025 年完成所有建造工作，2028 年生产热核能，产出 5000 万安培的电流。2009 年至今已完成了 Z-FFR 全面深入的理论及部分实验研究，被认为概念正确，且没有物理、技术、工程、材料方面不可逾越的障碍。2021 年，用于验证 Z 箍缩聚变点火及放能的 50MA 电磁驱动聚变“十四五大科学装置”获得立项批复。2023 年 11 月 12 日，江西省人民政府与中核集团签订全面战略合作框架协议，在铀资源、综合矿业、核电厂址保护、聚变能源和新能源等十大方面开展合作。江西联创光电超导应用有限公司（下称联创光电超导）和中核聚变（成都）设计研究院有限公司签订了协议，双方计划联合建设**聚变-裂变混合实验堆项目**，采用全新技术路线，技术目标 Q 值大于 30，实现连续发电功率 100 MW，工程总投资预计超过 200 亿元。

混合堆有望首先成为首先落地的聚变能源装置。聚变-裂变混合堆包括聚变中子源和次临界包层，并可以根据需求在包层中装载不同的核燃料、慢化剂和冷却剂，通过合理布局用于裂变放能、生产易裂变燃料或嬗变放射性核废料，同时增殖氦来为聚变堆供气。混合堆同时发生聚变和裂变反应，通过核聚变产生大量高能中子，轰击燃料并发生核裂变，从而放大输出功率。与常规裂变堆相比，混合堆可以利用一般裂变难以利用的可裂变核素铀 238、钍 232，且氦的增殖效率更高，还能用来嬗变销毁裂变核电厂的核废料。而与聚变堆相比，混合堆对等离子体的性能和装置的性能要求更宽松，没有理论上不可逾越的障碍。

图 47: 聚变-裂变混合堆原理示意图



资料来源: 李茂生, 师学明, 刘荣等. 《次临界能源堆物理设计进展》, 国信证券经济研究所整理

核聚变获得广泛关注, 资本投入加快。根据核聚变工业协会的统计结果, 自 1992 年起至 2022 年底, 共有 43 家聚变公司创立, 其中仅 2022 年就有 9 家公司。这些公司分布于 12 个国家, 其中美国 25 家, 中国 2 家 (新奥科技和能量奇点) 全球聚变公司获得的总投资额达到 62.11 亿美元, 较上年增加了 14 亿美元; 其中, 私有资金达到 59.4 亿美元。

聚变公司成立, 聚变研究有望进一步提速。据中核集团新闻, 2023 年 12 月 29 日, 以“核力启航 聚变未来”为主题的可控核聚变未来产业推进会召开, 宣布成立了可控核聚变创新联合体, 并举行了中国聚变公司 (筹) 的揭牌仪式, 正式发布了第一批未来能源关键技术攻关任务。可控核聚变专业化公司的成立, 为实现可控核聚变奠定了基础, 有望推动产业快速发展。

聚变堆装备需求有望释放, ITER 供应商有望获得先发优势。由于聚变反应过程中, 产生的高温等离子体温度可达上亿摄氏度, 因此对面向等离子体的第一壁、偏滤器等关键部件性能产生了更高的要求。除此之外, 聚变反应以氢同位素氘和氚作为燃料, 其中氚作为一种放射性气体, 半衰期仅 12.4 年, 需要通过重水堆提取或通过锂-6 氚增殖等方式获取, 同时对输气管路、阀门等配套设施有一定的耐辐照等方面的性能要求。由于聚变研究首先需要建设聚变装置, 因此未来聚变堆装备需求有望得到释放。我国在 ITER 项目中负责 18 个采购包的实物贡献, 约占 9%, 为 ITER 供货的装备制造厂商积累了一定的技术和经验, 有望获得一定的新增订单。

表 13: ITER 相关设备生厂商

设备名称	产品作用	供应商公司	国产化程度
磁体支撑	支撑试验堆的核心装置, ITER 重要结构安全部件	贵州航天新力铸锻有限责任公司	100%由中国承担研发制造
校正场线圈	补偿环向场和极向场系统由于制造与安装过程带来的不可消除的磁场误差	合肥聚能电物理高技术开发有限公司	中国承担 ITER 装置所有 18 个校正场线圈的制造
馈线接口	磁体馈线是连接杜瓦内超导磁体与杜瓦外低温制冷系统、电源系统及控制系统的接口部件, 为 ITER 磁体系统提供冷却、电流、测控等	中广核工程有限公司 合肥科焊电物理设备制造有限公司	中国承担 ITER 所有 31 套磁体馈线制造
磁场线圈导体	提供托卡马克装置内纵向场和环向场	宝胜科技创新股份有限公司	中国承担 13 根纵场线圈和 126 根环向场线圈

			单元导体中 11 根的制造
包层第一壁	保护外围部件和设备免受高热流和高能粒子流的冲击。	贵州航天新力科技有限公司 中色（宁夏）东方集团有限公司	中国承担约 10% 的第一壁生产制造任务
偏滤器	偏滤等离子体外壳层内的带电离子，将其转化为中性粒子并抽走，减少来自器壁的杂质对中心等离子体的污染和排出能量	安泰科技股份有限公司 成都国光电气股份有限公司	

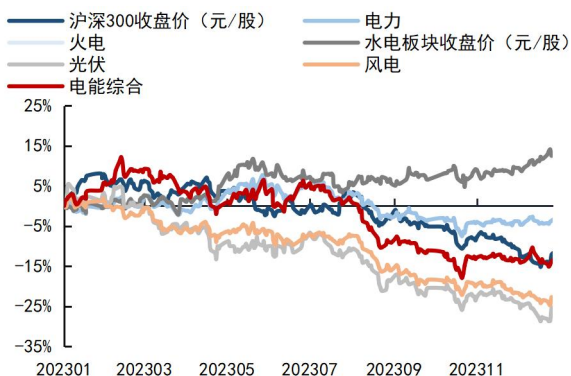
资料来源：中国国际核聚变能源计划执行中心官网、供应商公司官网、国信证券经济研究所整理

水电：低利率和降息背景下配置价值凸显

板块回顾：2023 年水电板块表现良好，跑赢大盘约 25pct

2023 年水电板块相对收益表现良好，跑赢大盘 24.5pct。2023 年 1 月 3 日至 12 月 29 日，申万水电行业指数累计上涨 12.72%，在 259 个申万三级行业分类中收益率排名第 31 位，跑赢沪深 300 指数 24.47pct，同期沪深 300 指数下跌 11.75%。

图 48：2023 年水电（申万）指数跑赢沪深 300 指数 24.5pct



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理 注：数据更新至 2023 年 12 月 29 日。

图 49：2023 年 259 个申万三级行业中水电涨跌幅排名第 31 位



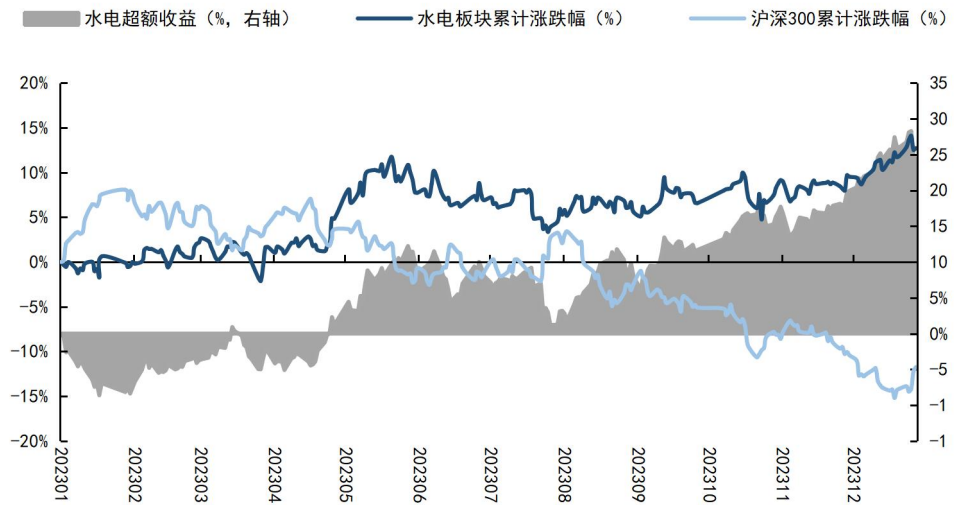
资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理 注：数据更新至 2023 年 12 月 29 日。

2023 年水电板块指数的表现可大体分为几个阶段：

- ◆ 1、2023/1/3-4/25，水电板块有所上涨，相对大盘累计超额收益为-0.2pct：这期间，水电板块指数累计上涨 1.7%，同期沪深 300 指数累计上涨 1.9%，主要因 1 季度市场对全年疫后经济复苏信心和预期较强，带动大盘上涨，资金从白马蓝筹股涌向成长股。
- ◆ 2、2023/4/25-5/29，水电板块上涨明显，相对大盘累计超额收益为 12.2pct：这期间，水电板块指数累计上涨 8.9%，同期沪深 300 指数累计下滑 3.2%，主要受益于：1) 4 月份密集披露年报和一季报时，水电龙头公司展现了高业绩稳定性、强利润调节性和高分红属性，如长江电力现金分红率从 2021 年 71% 大幅提至 2022 年历史最高点 94%，以及雅砻江水电在来水偏丰+两河口电站投产+锦官送苏电价上调的带动下实现 2023Q1 业绩大增 87%。2) 5 月份 PMI 数据显示经济活动有所走弱，水电股“类债券”的防御属性凸显。

- ◆ **3、2023/5/29-7/31, 水电板块有所下行, 相对大盘累计超额收益为-10.4pct:** 这期间, 水电板块指数累计下滑 5.7%, 同期沪深 300 指数累计上涨 4.7%, 主要系 4-7 月份来水偏枯, 对水电公司 2023Q2 的发电量带来不利影响, 短期对水电股价有一定冲击。
- ◆ **4、2023/7/31-12/29, 水电板块恢复上行, 相对大盘累计超额收益为 22.4pct:** 这期间, 水电板块指数累计上涨 7.9%, 同期沪深 300 指数累计下滑 14.5%。主要原因在于, 一方面, 8 月份来水开始改善, 在厄尔尼诺影响下市场对 2024 年来水继续改善的预期良好。另一方面, 下半年宏观经济仍有所承压, 叠加市场对全球降息存在一定预期, 低利率背景下水电股的投资价值愈加凸显。

图 50: 2023 年水电板块每日涨跌幅走势和相对大盘的超额收益走势



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理 注: 1. 涨幅度和超额收益为每日统计的累计数据; 2. 数据更新至 2023 年 12 月 29 日。

水电个股中, 2023 年表现靠前的为川投能源、华能水电、国投电力、长江电力。 2023 年 1 月 3 日至 12 月 29 日, 川投能源/国投电力/华能水电/长江电力累计上涨 27.15%/24.13%/23.79%/15.86%, 相较于沪深 300 指数, 跑赢 38.90/35.88/35.54/27.61pct。

表 14: 2023 年水电行业个股涨跌幅情况

行业	个股	股价(元/股)	累计涨跌幅 (%)	相较于大盘超额收益 (%)	前三季度归母净利润(亿元)	前三季度归母净利润增速 (%)
水电	600674.SH	川投能源	27.15%	38.90%	38.42	31.60%
	600886.SH	国投电力	24.13%	35.88%	60.52	46.67%
	600025.SH	华能水电	23.79%	35.54%	67.04	12.40%
	600900.SH	长江电力	15.86%	27.61%	215.24	13.62%
	000791.SZ	甘肃能源	5.68%	17.43%	5.59	52.69%
	600236.SH	桂冠电力	1.01%	12.76%	11.37	-64.66%
	000993.SZ	闽东电力	-1.83%	9.92%	3.21	50.20%
	002039.SZ	黔源电力	-6.92%	4.83%	2.76	-50.20%
	000601.SZ	韶能股份	-11.02%	0.73%	0.65	-48.39%
	000722.SZ	湖南发展	-29.39%	-17.64%	0.45	-49.48%

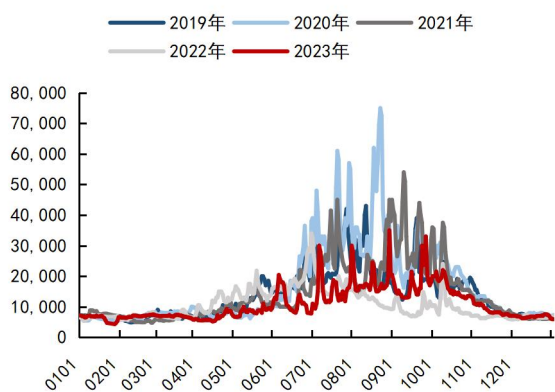
资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理 注: 数据更新至 2023 年 12 月 29 日。

业绩回顾：经营持续稳健，来水改善和电价上浮推动业绩提升

来水：2023 年上半年来水偏枯，三季度开始来水明显改善

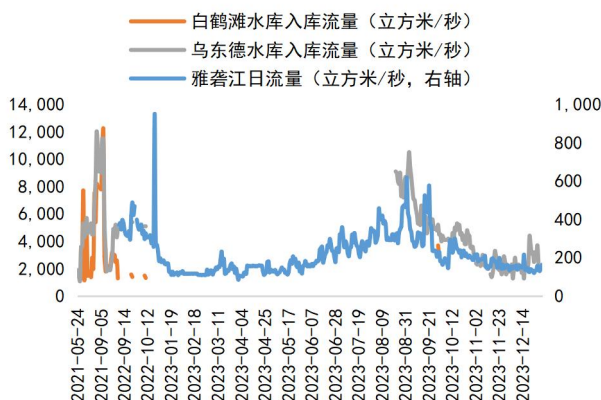
2023 年整体来水偏枯，三季度来水明显好转。2023 年上半年我国主要流域来水偏枯，如长江流域乌东德和三峡水库来水同比偏枯 23%/30%，澜沧江流域来水同比偏枯约 25%。2023 年 8 月以来，长江上游、大渡河、澜沧江等流域来水明显改善，3 季度长江乌东德和三峡水库来水同比偏丰 15%/36%，澜沧江来水偏丰 40-70%。但 2023 年 1-12 月来水整体仍偏枯，如长江溪洛渡和三峡电站平均入库流量同比变动-22%/+2%。

图 51：2019-2023 年长江三峡水库日入库流量（立方米/秒）



资料来源：Wind、中国长江三峡集团、国信证券经济研究所整理

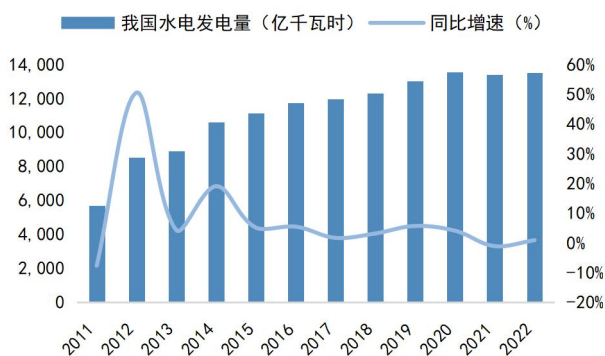
图 52：2021-2023 年乌东德和白鹤滩水库以及雅砻江日流量



资料来源：iFind、中国水利局、国信证券经济研究所整理

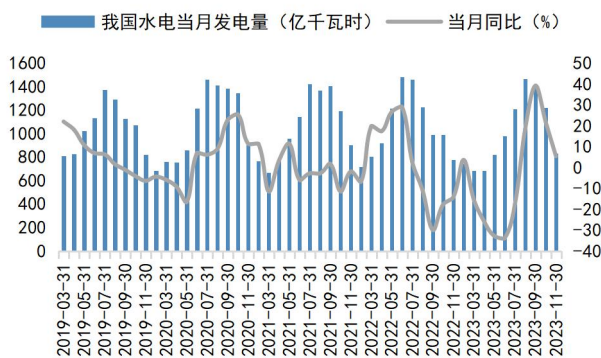
2023 上半年发电量同比减少，三季度起发电量回升。2023 年 1-11 月我国水电累计发电量为 1.06 万亿千瓦时，同比减少 6.20%；其中 1-6 月发电量为 0.45 万亿千瓦时，同比减少 22.90%；7-10 月发电量为 0.61 万亿千瓦时，同比增长 12.33%。

图 53：我国 2011-2022 年水电年发电量情况



资料来源：国家统计局、Wind、国信证券经济研究所整理

图 54：我国 2019-2023 年水电月发电量情况



资料来源：国家统计局、Wind、国信证券经济研究所整理 注：2023 年数据更新至 11 月底。

表 15: 2020 年至今全国水电月度发电量增速 (%)

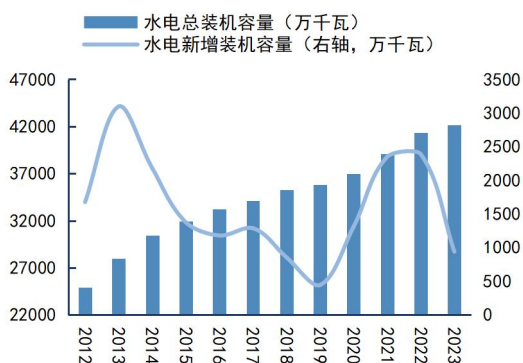
	2020	2021	2022	2023
1-2 月	-10.2%	6.4%	8.4%	-3.5%
3 月	-5.9%	-11.5%	19.8%	-15.5%
4 月	-9.2%	3.3%	17.4%	-25.9%
5 月	-16.5%	11.4%	26.7%	-32.9%
6 月	6.9%	-6.0%	29.0%	-33.9%
7 月	6.1%	-2.8%	2.4%	-17.5%
8 月	8.9%	-2.8%	-11.0%	18.5%
9 月	22.8%	1.7%	-30.0%	39.2%
10 月	25.4%	-11.5%	-17.7%	21.8%
11 月	11.3%	-1.9%	-14.2%	5.4%
12 月	11.3%	-6.8%	3.6%	-

资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理

装机: 2023 年乌东德和白鹤滩两座水电站完全投产, 全国水电装机小幅增长

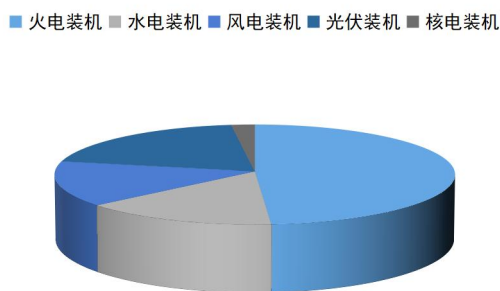
2023 年截至 11 月底, 全国水电装机累计 4.21 亿千瓦, 累计同比增长 2.70%; 水电装机在全国电力总装机中占比 14.77%, 同比下降 1.57pct, 占比下降主要因新能源装机相对较快增长。

图 55: 2012 年-2023 年 11 月底全国水电装机容量变化情况



资料来源: Wind、中电联、国信证券经济研究所整理

图 56: 截至 2023 年 11 月全国各电源装机容量占比情况

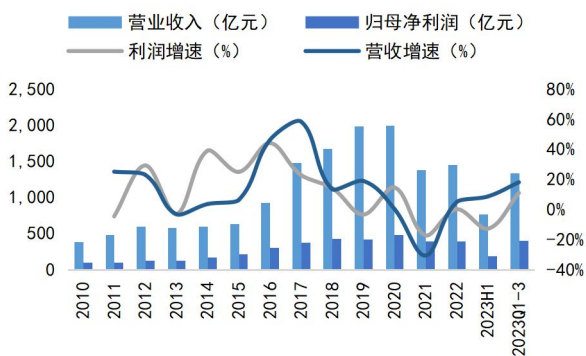


资料来源: Wind、中电联、国信证券经济研究所整理

业绩: 来水改善叠加电价上浮推动 2023Q3 水电板块业绩明显改善

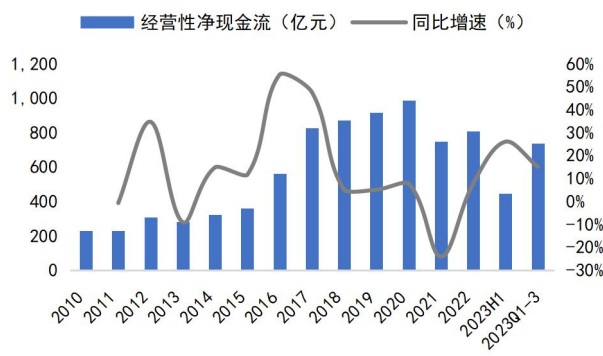
来水改善叠加落地电价上浮, 带动 2023Q3 水电板块业绩显著修复。2023 年前三季度, 申万水电板块营收为 1341.24 亿元, 同比增长 18.09%; 归母净利润为 405.25 亿元, 同比增长 10.96%, 一方面受益于长江上游、大渡河、澜沧江等流域来水明显改善带动发电量回升, 另一方面受益于雅砻江锦官电源组送苏落地电价上浮带动雅砻江水电业绩提升。

图57：2010-2023 年水电行业营收和利润情况



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

图58：2010-2023 年水电行业现金流情况



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

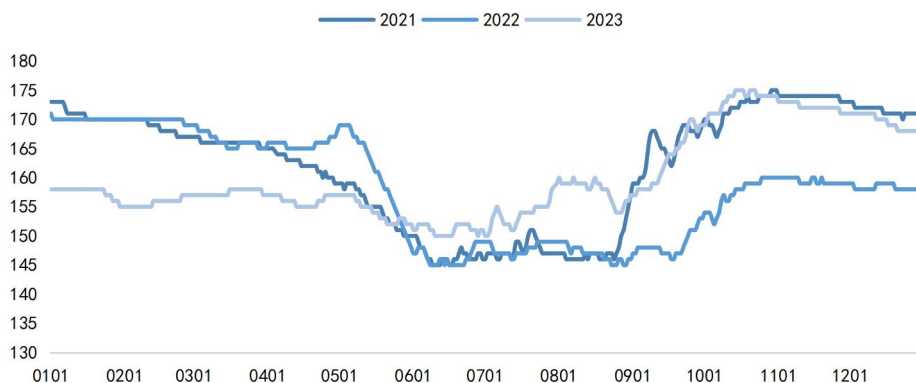
未来展望：2024 年来水或改善，十四五期间水电量价有增长空间

来水：厄尔尼诺下 2024 年降水量或增加，来水或继续改善

厄尔尼诺预计持续到 2024 年春，来水或持续改善。厄尔尼诺是全球气候异常的重要推手。厄尔尼诺影响下，长江流域降水可能会增多。2023 年 3 季度受厄尔尼诺和进入汛期影响，除红水河流域外主要流域来水由枯转丰。近日我国气象部门研判，当前已形成中等强度厄尔尼诺事件，预计峰值期在 2023 年 11 月至 2024 年 1 月，并将持续到 2024 年春季；预计今年冬季我国南方降水偏多。

2023 年多数电站水库蓄水进展良好，为 4 季度和 2024 年上半年发电量提供保障。截至 2023 年 10 月 20 日，长江电力六座梯级水库基本完成 2023 年度蓄水任务，均接近蓄满状态，总可用水量达 410 亿立方米，同比增加超 160 亿立方米；蓄能 338 亿千瓦时，同比增加超 90 亿千瓦时。2023 年 10 月 31 日，雅砻江两河口 108 亿立方米总库容的多年调节水库首次按计划蓄满，距离正常蓄水位 2865m 不到 4m。

图59：2023 年下半年长江三峡水库水位同比 2022 年下半年偏高



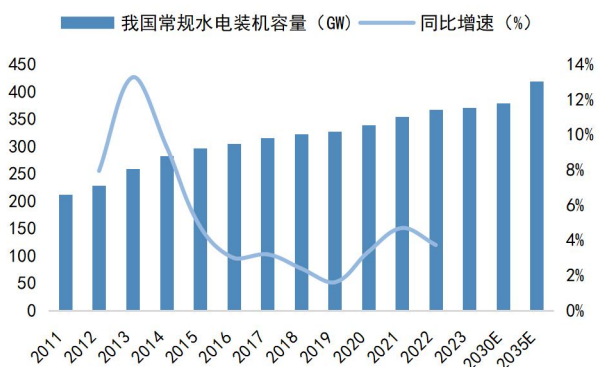
资料来源：iFind、中国水利局、国信证券经济研究所整理

装机：水电已步入低速平稳增长期，十四五期间内龙头装机有一定提升空间

我国水电开发步入中后期，优质存量大水电稀缺性凸显。目前我国水电资源开发进程已经过半，剩余水资源开发难度高、造价高。2021 年国务院印发的《2030 年前碳达峰行动方案》提出，“十四五”、“十五五”期间分别新增水电装机 0.4 亿千瓦左右。结合 2022 年国家能源局发布的“十四五现代能源体系规划”和中国水电发展远景规划，预计 2025 年和 2030 年我国常规水电装机分别达到 3.8 亿和 4.2 亿千瓦，对应 2022-2030 年 CAGR 为 1%。

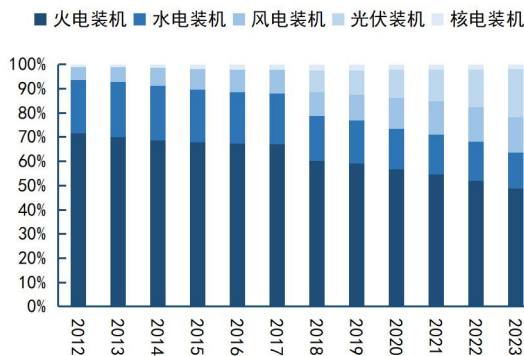
十四五期间内龙头水电装机有一定提升空间。十四五期间我国水电龙头的电站规划包括，国能集团玛尔挡电站（装机 2.32GW，预计 24 年投产）、华能水电托巴电站（装机 1.4GW，24-25 年投产）、国投电力印尼巴塘水电站（装机 0.5GW，25 年投产）、川投能源银江水电站（装机 0.39GW，25 年投产）等。

图 60：我国 2011 年至今常规水电装机容量和未来预测



资料来源：中电联、国信证券经济研究所整理 注：2023 年数据更新至 11 月底。

图 61：2011-2023 年 11 月底全国各电源装机变化情况



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

表 16：几大电力公司在建及规划的水电站情况

上市公司	开发流域	建设情况	水电站名称	规划装机容量/GW	预计投产时间
华能水电	澜沧江上游	在建	托巴	1.40	2025
		规划	侧格、约龙、卡贡、班达、如美、邦多、古学、古水	9.62	2035（如美）
	澜沧江中下游		橄榄坝	0.20	-
	巴丹托鲁河中下游		印尼巴塘	0.50	2025
国投电力	雅砻江	在建	卡拉	1.02	2029
		规划	孟底沟	2.40	2032
			牙根一级、牙根二级、楞古、上游 10 座电站	7.20	2029（牙根一级）、2033（牙根二级）、2035（楞古）
国家能源集团	金沙江上游	在建	旭龙	2.40	2029
	黄河上游	在建	玛尔挡	2.32	2024
川投能源	金沙江中下游	在建	银江	0.39	2025

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

电价：电力供需紧平衡趋势延续下，市场化改革推进有望助力水电电价上浮

在电力供需偏紧和市场化改革推进的背景下，水电电价有上涨空间。2015年以来电力体制改革不断深化，水电市场化交易占比逐渐提升。在双碳要求+电力供需偏紧+煤电电价抬升的背景下，落地电价倒推和市场化定价存在较大的价格上涨弹性。其一，江苏、广东在落地电价倒推上提供了定价新范式，2022/2023年江苏市场化交易均价均较基准价上浮19%；2022/2023年广东年度交易均价较基准价上浮7%/20%；其二，我国部分地区鼓励市场化定价，云南、四川等地已顺利推行。

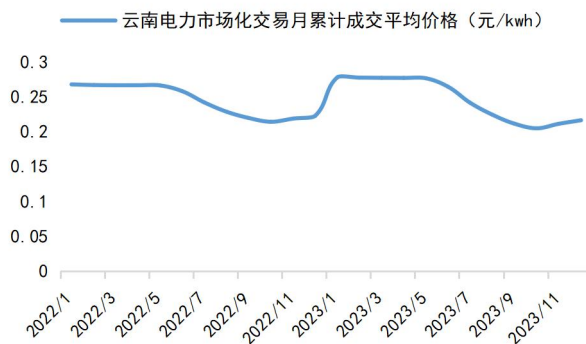
- ◆ **2023年云南市场化电价持平，2024年仍有上涨动能。**近些年伴随云南电力供需格局改善，云南电力市场化交易年均价格从2018年0.1785元/千瓦时提升至2022年0.2229元/千瓦时，CAGR为5.7%。2023年云南市场化交易平均电价为0.2165元/千瓦时，同比下降2.9%（其中1-6月同比上涨，7-12月同比下降），主要系2022年12月发布的《云南省燃煤发电市场化改革实施方案（试行）》要求，试行期内水电全年分月电量电价加权平均电价在前3年年度市场均价上下浮动10%区间内形成。

图62：2018年-2022年云南省市场化交易电价



资料来源：Wind、昆明电力交易中心、国信证券经济研究所整理

图63：2021-2023年云南省每月累计市场化交易电价



资料来源：Wind、昆明电力交易中心、国信证券经济研究所整理

- ◆ **2023年江苏市场化电价继续上涨，2024年维持高比例上浮。**江苏发改委对雅砻江锦官电源组和白鹤滩送苏落地电价按照“基准落地电价+浮动电价”确定，浮动电价参考江苏省年度交易成交均价。此外，2024年江苏交易电价维持高比例上浮。2022-2024年江苏电力市场化交易均价为0.4667、0.46664、0.45294元/千瓦时（含税），较基准电价分别上浮19.36%/19.35%/15.84%。

盈利：十四五期间电站陆续折旧到期，叠加财务费用下降，盈利水平有望提升

水电站运营后期，折旧和财务费用会显著下降，提升盈利水平。水电站大坝和机组的实际使用年限远超会计折旧年限，在水电站运营的后期，一方面，十四五期间，部分水电站的折旧预计会陆续到期，折旧计提完毕后能释放一部分利润；另一方面，随着企业逐渐还债和置换高息债务，负债规模逐渐降低且融资成本可逐渐下降，财务费用也随之逐渐下降，进而释放利润。

新能源：政策支持下，水风光一体化的开展有望成为水电企业新的增长点

基于水电优良的调节性能，水风光一体化的开展有望成为水电企业新的增长点。水电和新能源的出力有较强的互补性。近年来，国家陆续出台了多项支持发展水风光互补的政策。目前不少水电企业依托流域内的水能资源建设水风光一体化基地。

表 17: 2021 年以来水风光互补政策梳理

发布时间	发布机构	政策名称	重点内容
2021 年 2 月	国家发改委、 国家能源局	《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》	对于存量水电，优先利用水电调节性能消纳近区风光电力、因地制宜增加储能设施。对于增量风光水（储）一体化，严控中小水电建设规模，以大中型水电为基础，统筹汇集送端新能源电力，优化配套储能规模。
2021 年 6 月	四川发改委、 四川能源局	《四川省“十四五”光伏、风电资源开发若干指导意见》	将流域梯级水电站周边一定范围内的光伏、风电就近接入水电站，利用水电站互补调节和其通道送出，提高送出通道利用率。规划建设金沙江上游、金沙江下游、雅砻江流域、大渡河中上游 4 个风光水一体化可再生能源综合开发基地。
2022 年 3 月	国家发改委、 国家能源局	《“十四五”现代能源体系规划》	积极推进黄河上游、新疆、冀北等多能互补清洁能源基地建设。推动西南地区水电与风电、太阳能发电协同互补。
2022 年 3 月	云南省政府	《云南省人民政府印发关于重点支持金沙江下游、澜沧江中下游、红河流域、金沙江中游、于加快光伏发电发展若干政策措施的通知》	澜沧江金沙江上游“风光水储”和曲靖“风光火储”等 6 个多能互补基地，争取 3 年时间全面开工并基本建成。
2022 年 3 月	国家能源局 综合司	《关于开展全国主要流域可再生能源一体化规划研究工作有关事项的通知》	依托主要流域水电开发，兼顾具有调节能力的火电，配套建设一定规模的以风电和光伏为主的新能源发电项目，建设可再生能源一体化综合开发基地，提升水风光开发规模、竞争力和发展质量。
2023 年 4 月	国家能源局	《2023 年能源工作指导意见》	推动主要流域水风光一体化规划，建设雅砻江、金沙江上游等流域水风光一体化示范基地。

资料来源：国家发改委、国家能源局、国信证券经济研究所整理

投资价值：低利率下高分红高股息属性突出，具备长期投资价值

水电企业拥有稳定的现金流和盈利能力，支撑其保持高分红。2010-2022 年，水电行业分红率从 44.6% 提升至 72.5%，年均增加 2.1pct。以水电龙头长江电力为例，2016 年以来其现金分红占归母净利润比重处在 61%~94% 区间，2022 年高达 94%。展望十四五期间，头部水电公司均承诺了高分红，如长江电力承诺每年现金分红不低于当年净利润的 70%，华能水电和国投电力承诺每年现金分红不低于当年可分配利润的 50%，川投能源承诺每股派现不低于 0.4 元（含税）。

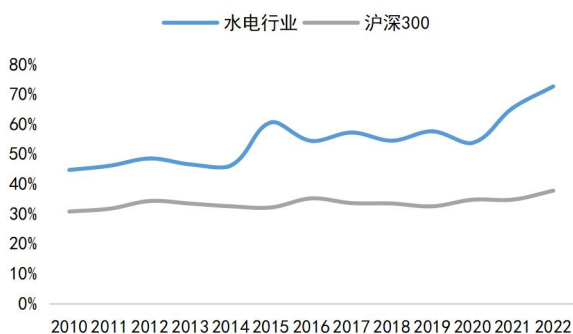
表 18: 水电公司十四五期间分红承诺

公司	2021-2025 年
长江电力	2021-2025 年每年度的利润分配按不低于当年实现净利润的 70% 进行现金分红
华能水电	公司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	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的 50%
川投能源	每股派现金 0.40 元（含税），资本公积金不转增，不送股

资料来源：公司公告、国信证券经济研究所整理

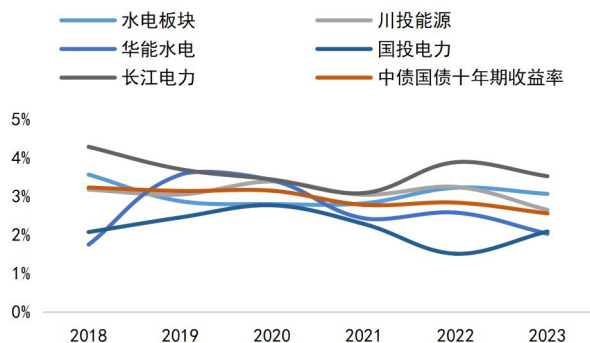
水电股具有“类债券”属性，股息率常年高于国债收益率。基于水电公司稳定充沛的现金流和高分红的特点，水电股价波动较小且长期持有的超额收益丰厚。2010-2023 年，水电板块的股息率从 2.34% 提升至 3.06%，年均增加 0.05pct。2018 年以来，随着十年期国债利率逐渐下行，水电板块的股息率平均高于十年期国债收益率约 0.11pct。个股方面，截至 2023 年 12 月底，长江电力和川投能源的股息率分别为 3.52%/2.65%，高于中债十年期国债收益率 0.96/0.09pct。

图 64：2010-2022 年水电行业和沪深 300 指数现金分红率



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

图 65：2010-2022 年水电行业股息率与国债收益率对比



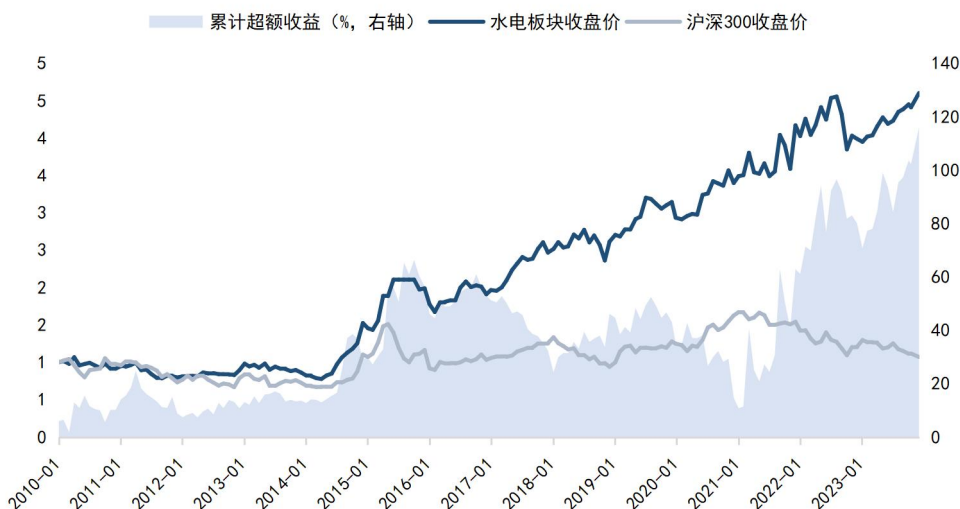
资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

2010 年至今，水电板块相较于大盘的超额收益显著。2010 年初至 2023 年末，水电板块收盘价累计上涨 122%，相对大盘累计超额收益为 115%。

水电板块的累计超额收益表现可大体分为三个阶段：

- ◆ **1、2010 年初-2014 年中：**这期间水电板块的收盘价有所下行，且与沪深 300 指数同向联动性较强。主要系这期间水电企业的业绩稳定性相对较弱，如水电龙头长江电力尚未形成“四库联调”，业绩受来水的波动性影响较明显。这期间水电板块相较于大盘的超额收益也相对低一些。
- ◆ **2、2014 年中-2020 年末：**这期间水电板块的收盘价一路上行，虽仍与沪深 300 指数同向联动性较强，但相对大盘的超额收益明显提升。主要系这期间以长江电力为代表的水电企业的流域联合调度能力增强，一定程度上能平抑来水波动，进而增强了业绩稳定性。
- ◆ **3、2021 年初-2023 年末：**这期间水电板块的收盘价继续上行，与沪深 300 指数的关联性在减弱，逐渐走出独立走势，且相对大盘的超额收益再上一个台阶。主要系水电企业的流域联合调度能力进一步增强，如 2021-2022 年长江电力的乌白电站陆续投产，两河口电站陆续投产，水电的装机容量提升带动发电量和业绩再上一个台阶。另外这期间国债收益率逐渐走低，低利率环境也有利于提升水电企业的内在价值，水电股凭借高股息高分红的优势，投资价值彰显。

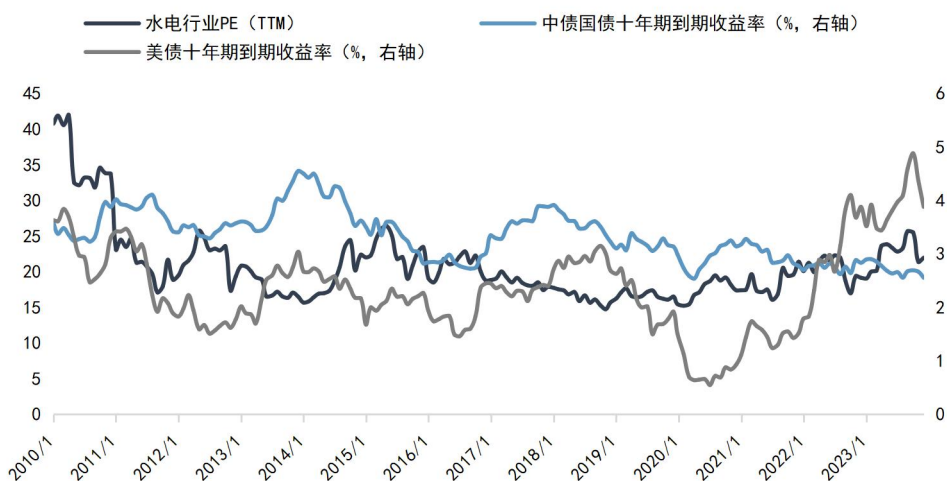
图 66: 2010-2023 年水电板块收盘价走势和累计超额收益走势



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理 注: 1. 收盘价已经过指数化处理; 2. 数据更新至 2023 年 12 月 31 日。

全球降息预期背景下水电股的防御属性更加凸显，配置价值提升。目前我国处在低利率阶段，2023 年 12 月末 10 年期国债收益率下行至 2.56%，处在近 10 年来底部水平。一方面，低利率阶段有助于水电公司降低融资成本并节约财务费用；另一方面，低利率也可通过降低 WACC 提升水电公司内在价值。展望后续，在全球弱宏观环境且有降息预期背景下，我们认为水电股凭借业绩稳健性及成长性兼具、高分红承诺、高兑现预期的优势，预计对投资者的有持续较强吸引力。

图 67: 2010-2023 年水电板块 PE (TTM) 走势和中美国债收益率走势



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理 注: 数据更新至 2023 年 12 月 31 日。

燃气：天然气上下游联动机制建立，城燃盈利能力有望修复

国内产能提升加速，天然气价格较年初有所回落

天然气消费总量整体呈上升态势。2022年，全国天然气消费量3646亿立方米，同比下降1.2%，天然气在一次能源消费总量中占比8.4%，同比下降0.5pct。2023年1-11月，全国天然气表观消费量3566.1亿立方米，同比增长7.3%。根据国家能源局《中国天然气发展报告（2023）》，预计2023年全国天然气消费量3850-3900亿立方米，同比增长5.5%-7%，增长主要受城市燃气和发电用气驱动。

图68：我国历年天然气消费总量变化情况



资料来源：国家统计局，国家能源局《中国天然气发展报告（2023）》，国信证券经济研究所整理

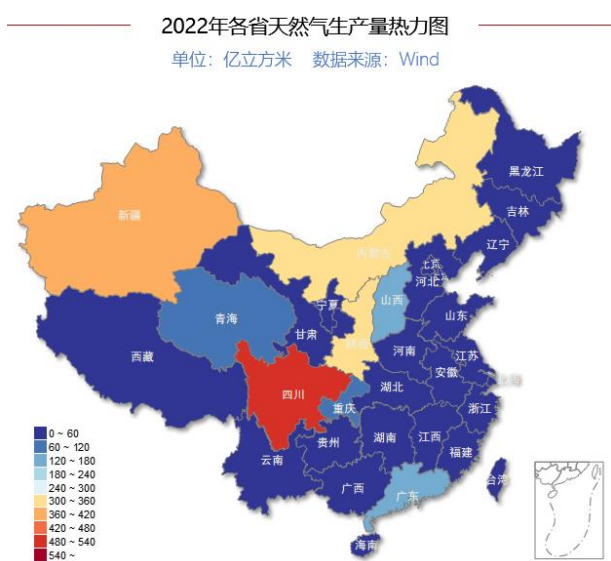
天然气勘探开发力度提升，生产量持续增长。党的二十大指出，深入推进能源革命，加大油气资源勘探开发和增储上产力度。2022年，我国天然气产量2201亿立方米，同比增长2.1%；2023年1-11月，生产天然气2096亿立方米，同比增长6.0%。2023年天然气勘探取得多项重大发现，鄂尔多斯盆地神府地区成功申报我国首个千亿方深煤层气田，单井最高日产量达2.9万立方米；渤海渤中26-6隐蔽型潜山获得两亿吨重大油气发现，测试最高日产气32.4万立方米；塔里木盆地顺北中部累计探明地质储量天然气2093亿方。新增天然气储量和产量为我国保障天然气供应安全奠定了基础。

图 69: 我国历年天然气产量变化情况



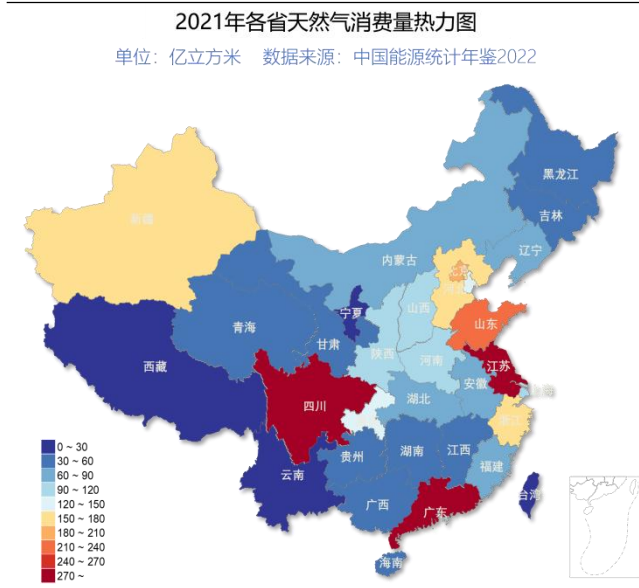
资料来源: 国家统计局, 国家能源局《中国天然气发展报告(2023)》, 国信证券经济研究所整理

图 70: 2022 年分省份天然气生产量热度图 (亿立方米)



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

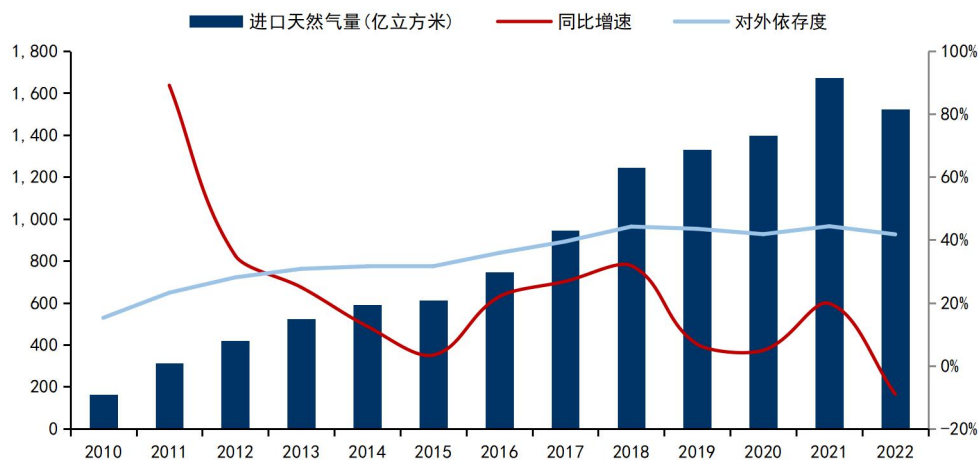
图 71: 2021 年分省份天然气消费量热度图 (亿立方米)



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

天然气进口量仍居高位。2022 年, 我国进口天然气 10925 万吨, 对外依存度高达 42%; 2023 年 1-11 月, 我国进口天然气 1.07 亿吨, 同比增加 8.5%, 进口价格 3715 元/吨, 同比下降 11.4%。我国天然气生产量增速落后于消费量, 导致我国天然气供需平衡长期高度依赖进口, 影响天然气供应安全性。

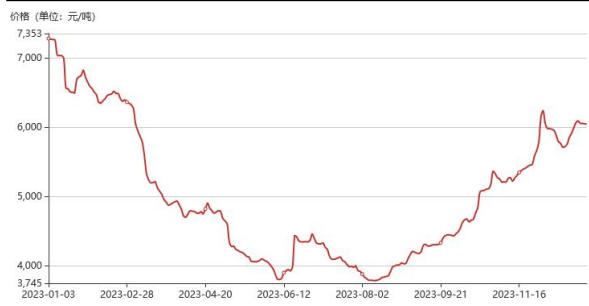
图 72: 我国历年天然气进口量变化情况



资料来源: 国家统计局, 国家能源局《中国天然气发展报告(2023)》, 国信证券经济研究所整理

LNG 出厂价格指数先降后升, 进口现货到岸价格明显回落。2023 年, 我国 LNG 出厂价格指数从 1 月 3 日的全年最高价 7280 元/吨降低至 6 月 8 日的 3800 元/吨, 而后进入一段时间的的平台期, 并于 8 月 10 日达到全年最低价 3783 元/吨, 此后再度提升, 12 月 29 日报 6042 元/吨。1 月 3 日进口现货 LNG 到岸价格 24.936 美元/百万英热单位, 也是全年最高点, 而后降至 5 月底达到低谷并触底反弹; 10 月, 受巴以冲突影响, 国际天然气价格攀升, 进口现货 LNG 到岸价格一度上涨至 17.280 美元/百万英热单位, 随着国际天然气供需紧张情绪逐步消退, 12 月 29 日报 10.770 美元/百万英热单位, 较年初降低了 57%。

图 73: 中国 LNG 出厂价格全国指数 (元/吨)



资料来源: 上海石油天然气交易中心, 国信证券经济研究所整理

图 74: 中国进口现货 LNG 到岸价格(近月, 美元/百万英热单位)



资料来源: 上海石油天然气交易中心, 国信证券经济研究所整理

加快基础设施建设, 完善“全国一张网”。我国天然气管道、天然气储气库、LNG 接收站等天然气基础设施建设不断推进, 2022 年全国长输天然气管道总里程 11.8 万公里(含地方及区域管道), 新建长输管道里程 3000 公里以上, 全国新增储气能力约 50 亿立方米, 已投运 LNG 接收站 24 座, 年设计接收能力达 1.10 亿吨。

图 75: 我国天然气基础设施分布情况



资料来源：国家发改委，国家能源局《中长期油气管网规划》、国家石油天然气管网集团有限公司官网、各燃气公司官网，国信证券经济研究所整理

多地启动天然气上下游价格联动机制，城燃毛差有望修复

天然气顺价有望得到疏导。2018年8月，国务院印发《关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》，明确提出“加快建立上下游天然气价格联动机制”的要求。国家发改委2023年2月下发《关于提供天然气上下游价格联动机制有关情况的函》，要求各地就建立健全天然气上下游价格联动机制提出具体意见建议。为贯彻落实国家有关持续深化天然气价格改革要求，进一步完善天然气价格形成机制，促进终端销售价格灵敏反应市场供需变化，保障城镇燃气安全供应，截至6月已有15个省市建立了天然气价格联动机制²。上下游价格联动机制启动后，下游居民和非居民用气价格将随上游价格联动调整，打通天然气价格疏导机制，多地调整居民用气价格，城燃公司毛差有望得到修复。

表 19: 天然气上下游价格联动机制政策梳理

省份	政策名称	发布时间	主要内容
云南	《关于完善非居民天然气上下游价格联动有关事项的通知》	2020年7月	非居民管道天然气终端销售价格由气源综合加权采购价格、管输价格和配气价格构成。当气源综合加权采购价格在一定周期内发生变动后，终端销售价格根据价格联动机制相应调整。原则上，以6个月为一个联动调整周期，在联动周期内，气源综合加权采购价格变动幅度较基准门站价格达到或超过8%时，销售价格进行相应调整；当联动周期内气源综合加权采购价格调整幅度未达到8%时，销售价格不作调整，纳入下一调价周期累加或冲抵。
广西	《关于进一步明确管道燃气上下游价格联动机制的通知》	2021年4月	联动调整后的销售价格=现行销售价格+价格联动调整金额。价格联动调整金额=(计算期平均上游价格-现行平均上游价格)÷(1-核定供销差率)。其中，平均上游价格=(各类气源购进费用+管道气采购气量×核定的短途管道运输价格+非管道气采购气量×到城市门站实际运价)÷总采购气量，计算期是指本次联动调整拟实施的时间区间。联动机制具体启动条件由各地结合实际合理设定，可为：居民用气平均上游价格波动达到

² 中能传媒《液化天然气供大于求仍将持续》

			<p>或超过 5%，且距离上次调价时间不少于 6 个月；非居民用气平均上游价格波动达到或超过 5%，且距离上次调价时间不少于 3 个月。</p> <p>因平均上游价格上调启动联动调整的，既要考虑城镇燃气经营企业成本的合理疏导，也要综合考虑当地经济发展水平和用户承受能力，合理控制调整幅度，其中，居民用气的联动上调额度原则上不超过现行第一档阶梯价格的 10%，非居民用气原则上不超过现行销售价格的 20%，超出部分在后续联动周期适时疏导或对冲。当平均上游价格下调时，应在合理疏导对冲后，及时全额传导到终端用户，降低销售价格。因气源构成比例和价格变动幅度存在不确定性导致的气源采购价格测算偏差，在下一联动周期进行清算。</p> <p>当上游购气价格调整时，终端销售价格相应联动调整。联动调整后的终端销售价格=现行终端销售价格+价格联动调整额。</p> <p>价格联动调整额=(计算期平均单位购气价格-基期平均单位购气价格)÷(1-购销差率)。</p> <p>对居民用气、非居民用气设置不同价格联动周期，居民用气销售价格联动调整周期原则上不少于 1 年，即居民用气销售价格联动 1 年内只能进行 1 次。非居民用气销售价格联动调整周期原则上不少于 6 个月，由各地(州、市)结合实际具体确定，即非居民用气销售价格联动 1 年内只能进行 2 次。</p>
新疆	《关于建立健全天然气上下游价格联动机制有关事项的通知》	2021 年 6 月	<p>天然气终端销售价格由省内气源综合加权采购价格(含省内管输价格)和配气价格构成，配气价格和省内管输价格按照“准许成本加合理收益”的原则制定。即通过核定管道运输企业、燃气企业的准许成本，监管准许收益，考虑税收等因素确定年度准许总收入，制定省内管输价格、配气价格。上下游价格联动是指省内气源综合加权采购价格和终端销售价格联动。计算公式为：上下游价格联动调整额度=(调整期气源综合加权采购价格-上期气源综合加权采购价格)÷(1-供销差率)。</p>
甘肃	《甘肃省关于建立健全天然气上下游价格联动机制的实施意见》	2021 年 9 月	<p>非居民天然气销售基准价与天然气综合采购成本联动调整。非居民用户天然气基准价调整金额=(计算期天然气综合采购成本-基期天然气综合采购成本)÷(1-产销差率)。非居民用户天然气销售基准价格原则上以 2 个月为一个联动调整周期。</p>
上海	《关于本市非居民天然气用户上下游价格联动机制的通知》	2022 年 9 月	<p>根据中石油天然气销售内蒙古分公司《调整方案》规定，2023 年 4 月 1 日-2024 年 3 月 31 日我区居民用天然气门站在基准门站价格的基础上上浮 15%，按照中石油天然气销售内蒙古分公司调价方案，对通过区内短途管道供应的非居民用天然气终端销售价格统一进行调整</p>
内蒙古	内蒙古自治区发展和改革委员会关于调整居民和非居民用管道天然气销售价格的通知	2023 年 3 月	<p>按照中石油与我省燃气企业签订的 2023-2024 年天然气购销合同，自 2023 年 4 月 1 日起至 2024 年 3 月 31 日，居民用气门站价格以基准门站价格为基础，由上浮 5%提高至上浮 15%。自 2023 年 6 月 1 日起至 2024 年 3 月 31 日，将省级定价的贵阳市城区及与其共用同一配气管网区域居民用气价格上调 0.15 元/立方米，即第一、二、三档价格分别调整为 2.76 元/立方米、3.21 元/立方米、3.95 元/立方米。</p>
贵州	《省发展改革委关于联动调整居民用气价格及有关事项的通知》	2023 年 5 月	<p>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。采购价格不区分气源价格形式，原则上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，包括管道天然气、液化天然气(LNG)、压缩天然气(CNG)等。</p> <p>非居民用气终端销售价格原则上按季度或月度联动。</p> <p>终端销售价格=上期终端销售价格+价格联动调整额度</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>城镇燃气企业天然气终端销售价格与企业综合采购价格实行联动。</p> <p>非居民用气价格联动幅度=(计算期非居民用气综合采购价格-非居民用气城市基准门站价格)÷(1-非居民用气购销差率)</p>
湖北	《关于建立健全天然气上下游价格联动机制的通知》	2023 年 6 月	<p>当居民用气合同量满足居民用气终端销售量时，居民用气价格联动幅度=居民天然气城市基准门站价格×上游企业居民用气价格浮动比例÷(1-居民用气购销差率)；当居民用气合同量不能满足居民用气终端销售量时，居民用气价格联动幅度=(计算期居民用气综合采购价格-居民用气城市基准门站价格)÷(1-居民用气购销差率)</p> <p>按照上下游价格联动机制确定终端销售价格，非居民用气终端销售价格=天然气城市基准门站价格+非居民用气价格联动幅度+城镇非居民用气配气价格±上期偏差金额；居民用气终端销售价格=天然气城市基准门站价格+居民用气价格联动幅度+城镇居民用气配气价格±上期偏差金额。</p>
山东	《关于健全完善天然气上下游价格联动机制的通知》	2023 年 7 月	<p>使用管道天然气定价区域的终端销售价格由气源平均采购价格、管道运输价格和配气价格构成；全部使用液化天然气(LNG)、压缩天然气(CNG)定价区域的终端销售价格由配气价格和气源平均采购价格构成。</p> <p>达到气价联动启动条件，原则上居民用气终端销售价格每年联动 1 次，非居民用气终端销售价格每年联动 2 次。</p> <p>气价联动调整后的终端销售价格=上期终端销售价格+价格联动调整额。</p> <p>气价联动调整额=(本期气源加权平均采购价格-上期气源加权平均采购价格)÷(1-供销差率)。</p>
湖南	《关于完善湖南省天然气上下游价格联动机制的通知》	2023 年 9 月	<p>气价联动调整后的终端销售价格=上期终端销售价格+价格联动调整额。</p> <p>气价联动调整额=(本期气源加权平均采购价格-上期气源加权平均采购价格)÷(1-供销差率)。</p>

资料来源：各地区政府、中国城市燃气协会、国信证券经济研究所整理

重新核定天然气管道运输，管输费用价格整体有所下降。2023年12月5日，国家发展改革委发布《关于核定跨省天然气管道运输价格的通知》，首次分区域核定了国家石油天然气管网集团有限公司经营的跨省天然气管道运输价格，分别明确了西北、东北、中东部及西南价区的跨省天然气管道运价率，并要求国家石油天然气管网集团有限公司根据各价区运价率，以及天然气入口与出口的运输距离，计算确定管道运输具体价格，向社会公开。

表 20: 天然气管道运输价格

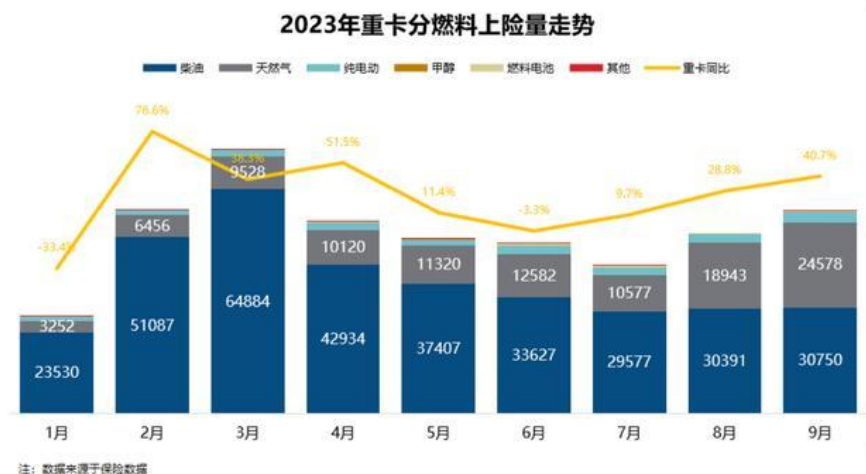
所属价区	含税运价表 (元/千立方米·公里)	原管道运输价格	
		管道	含税价 (元/千立方米·公里)
中东部价区	0.2783	川气东送	0.3824
		榆济线	0.4363
		陕京一、二、三、四线	0.2805
		西一线东段、西二线东段、忠武线、长宁线	0.2386
		中贵联络线、西二线广南支线	0.3890
		西三线东段	0.1202
西北价区	0.1262	西一线西段、西二线西段、涩宁兰线	0.1416
		西三线西段	0.1202
东北价区	0.1828	秦沈线、大沈线、哈沈线	0.4594
西南价区	0.3411	中缅线	0.4035

资料来源：国家发展改革委《关于核定跨省天然气管道运输价格的通知》、国家石油天然气管网集团有限公司官网、国信证券经济研究所整理

天然气应用热点有望释放需求增量

燃气重卡销量增长强劲，有望带动加气站天然气需求。根据终端上牌数据显示，2023年前三季度燃气重卡累计销售 10.74 万辆，同比去年前三季度的 3.02 万辆大涨 255%，比 1-8 月的 203% 增幅扩大了 52 个百分点。2023 年燃气价格同比降低，燃气重卡在运营成本上较柴油重卡有一定优势，且尾气排放更低，符合环保要求；相比新能源重卡，燃气重卡的续航能力更强，适用于长度运输，同时运营成本无明显劣势。随着燃气重卡数量的增加，加气站用气需求也将随之增长。

图 76: 2023 年重卡分燃料上险量情况



资料来源：卡车之家咨询研究院，国信证券经济研究所整理

卫星互联网博弈激烈，液氧甲烷火箭成为民营航天领域热点。2020年4月20日，国家发改委首次明确将卫星互联网列入中国新型基础设施范围；2023年10月7

日工信部发布《关于创新信息通信行业管理优化营商环境的意见（征求意见稿）》，提出分步骤、分阶段推进卫星互联网业务准入制度改革；海南商业航天发射场预计在 2024 年实现常态化发射，届时将极大推动我国巨型星座的实质性进展。全国多地提出卫星互联网产业相关规划。2023 年 7 月和 12 月，蓝箭航天成功发射两枚“朱雀二号”火箭，成为全球首枚成功入轨，投入商业使用和成功连续发射的液氧甲烷火箭。蓝箭航天于 12 月 9 日发布了朱雀三号可重复使用液氧甲烷运载火箭，预计将于 2025 年具备首飞能力，将是我国首款不锈钢运载火箭，低轨运载能力达 21.3 吨可重复使用次数可达 20 次。甲烷火箭具有成本低、发动机回收可行性更高、结构设计更轻便、环保属性更优等特征，成为低成本商业火箭的主流选择。

图 77: 海南商业航天发射场航拍图



资料来源：海南日报，国信证券经济研究所整理

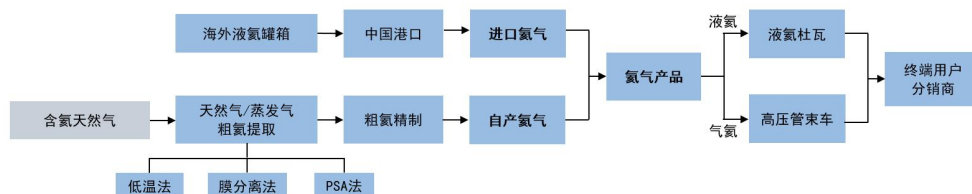
图 78: 朱雀二号火箭发射



资料来源：蓝箭航天、央广网，国信证券经济研究所整理

天然气制氢和提氦需求有望进一步增长。天然气制氢相比煤制氢碳排放更低，相比电解水制氢技术更成熟、成本更低，因此在电解水制氢成本明显降低之前，天然气制氢有望成为满足我国氢能需求增长的过渡形式。根据我们的测算，天然气制氢成本为 1.8 元/m³，合 19.7 元/kg，其中原料煤成本约占总成本的 71%。氦气是电子半导体、超导等领域不可替代的重要特种气体，我国氦气对外依存度常年保持在 90%以上，供给安全性不足，而天然气分离提氦是目前唯一工业化获取氦的方法。随着未来制氢和提氦需求的进一步增长，有望为燃气企业提供新的增长点。

图 79: 氦气产业链梳理



资料来源：《浅谈中国氦气供应链技术壁垒与发展方向》³，国信证券经济研究所整理

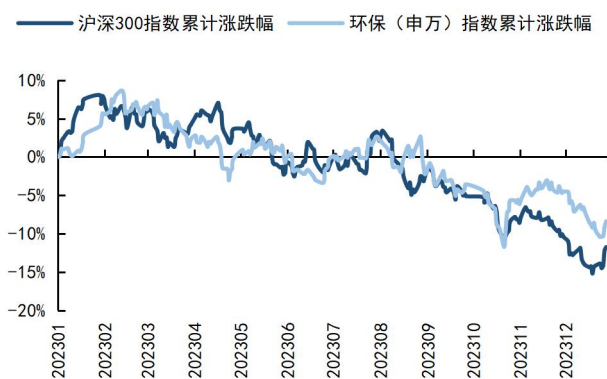
³ 张哲, 王春燕, 王秋晨, 王念榕, 刘主宸. 《浅谈中国氦气供应链技术壁垒与发展方向》. 油气与新能源, 2022, 34(02): 14-19.

环保：关注水务运营和生态修复板块的机遇

板块回顾：2023 年环保板块跑赢大盘 3pct

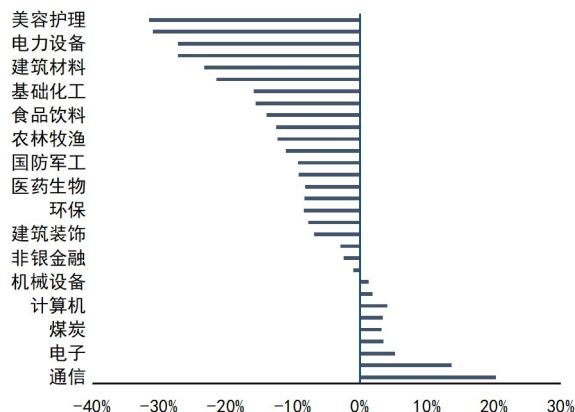
2023 年环保行业相对收益表现一般。2023 年 1 月 3 日至 12 月 29 日，申万环保行业指数累计下跌 8.38%，在 31 个申万二级行业分类中收益率排名第 17 位，跑赢沪深 300 指数 3.37pct，同期沪深 300 指数累计下跌 11.75%。

图80：2023 年环保（申万）指数跑输沪深 300 指数 3.4pct



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理 注：数据更新至 2023 年 12 月 29 日。

图81：2023 年 31 个申万二级行业中环保涨跌幅排名第 17 位



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理 注：数据更新至 2023 年 12 月 29 日。

环保个股中，2023 年表现靠前的多隶属于水务及水治理子板块。2023 年 1 月 3 日至 12 月 29 日，环保行业中涨跌幅排名前 10 位的个股中，6 只属于水务及水治理子板块；其中联合水务/惠城环保/洪城环境/法尔胜/金科环境/上海凯鑫累计分别上涨 80.76%/52.80%/38.27%/38.17%/37.75%/36.55%，相较于沪深 300 指数，跑赢 92.51/64.55/50.02/49.92/49.50/48.30pct。

表21：2023 年环保行业涨跌幅排名前十的个股情况

所属板块	个股	股价（元/股）	累计收益率（%）	相较于大盘超额收益（pct）	前三季度归母净利润（亿元）	前三季度归母净利润增速（%）
环保设备	森远股份	9.87	227.91%	239.66%	-0.35	-24.26%
水务及水治理	联合水务	15.19	80.76%	92.51%	1.07	28.69%
综合环境治理	赛恩斯	38.72	66.77%	78.51%	0.54	9.53%
大气治理	恒合股份	7.82	63.60%	75.35%	-0.08	-382.95%
环保设备	中航泰达	7.93	61.73%	73.48%	0.59	65.88%
水务及水治理	惠城环保	51.60	52.80%	64.55%	1.36	-1503.55%
水务及水治理	洪城环境	9.14	38.27%	50.02%	8.88	16.30%
水务及水治理	法尔胜	5.43	38.17%	49.92%	-0.23	-48.55%
水务及水治理	金科环境	17.75	37.75%	49.50%	0.62	70.79%
水务及水治理	上海凯鑫	27.18	36.55%	48.30%	0.08	-44.89%

资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理 注：数据更新至 2023 年 12 月 29 日。

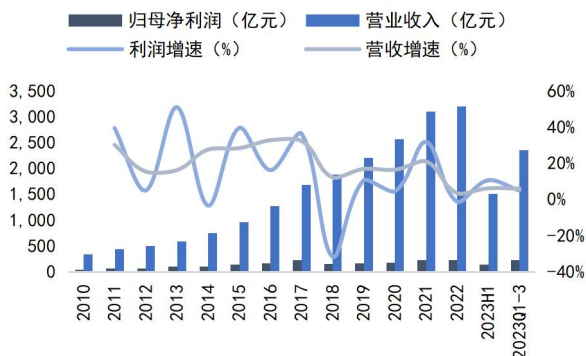
业绩回顾：业绩表现平稳，资本开支减少带来现金流改善

环保：2023 年前三季度收入和利润稳定增长，资本开支减少助推现金流改善

2023 年前三季度，环保行业收入稳健增长。2023 年前三季度，申万环保行业实现营业收入 2358.89 亿元，同比增长 5.93%；归母净利润 231.72 亿元，同比增长 4.83%。

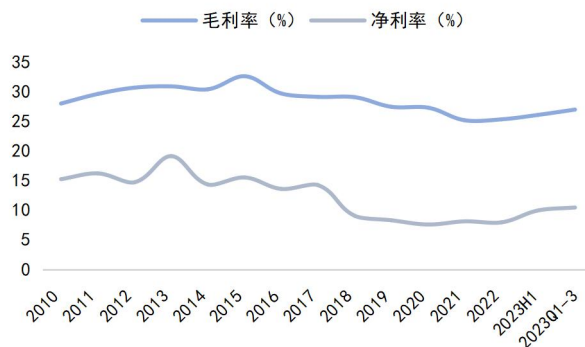
截至 2023 年 9 月底，环保行业毛利率为 26.96%，同比增加 0.48pct；净利率为 10.44%，同比减少 0.53pct。

图82：2010-2023 年环保行业营收和净利润变化情况



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

图83：2010-2023 年环保行业毛利率和净利率情况

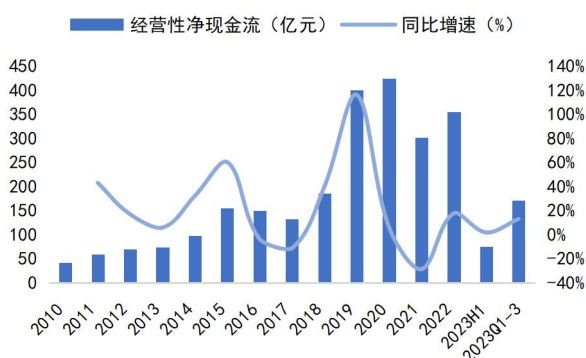


资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

2023 年第三季度，环保行业中垃圾焚烧发电、环卫运营盈利实现增长。2023 年第三季度，A 股环保行业 82 家公司中，60 家盈利，22 家亏损。从营业收入看，16 家公司营收超 10 亿元，浙富控股、瀚蓝环境、高能环境排名居前，分别为 49.10 亿元、30.35 亿元、30.22 亿元。从归母净利润看，14 家公司归母净利润超 1 亿元，伟明环保、瀚蓝环境、三峰环境占据前三，分别为 5.45 亿元、4.76 亿元、3.52 亿元；35 家公司归母净利润同比增长，47 家公司归母净利润同比有所下降，中国天楹、中再资环、惠城环保增幅最高，分别为 7279.76%、3607.23%、1107.58%。

2023 年前三季度环保行业现金流好转，资本开支有所减少。2023 年前三季度，申万环保行业经营性现金流为 177.44 亿元，同比增长 12.95%；资本开支为 392.25 亿元，同比减少 1.04%。2021 年以来，环保行业资本开支减少，助推现金流改善。

图84：2010-2023 年环保行业经营性现金流变化情况



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

图85：2010-2023 年环保行业资本开支变化情况



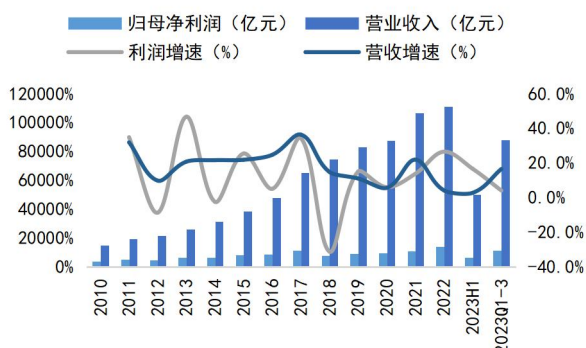
资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

水务：板块内部表现分化，水务运营公司盈利能力稳定且保持高分红高股息

2023 年前三季度，水务板块收入稳健增长。2023 年前三季度，申万水务板块实现营收 880.59 亿元，同比增长 16.45%；归母净利润 113.33 亿元，同比增长 4.01%；主要受益于疫后复苏带来污染处理需求修复。截至 2023 年 9 月底，水务板块毛利

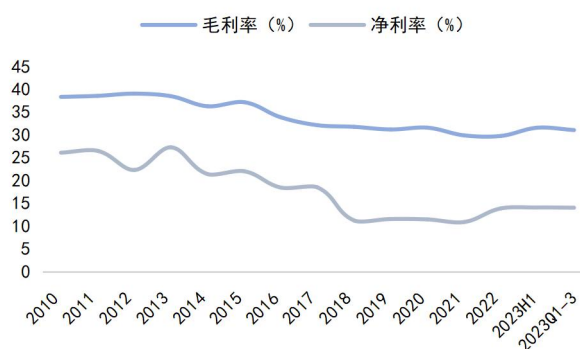
率为 31.04%，同比减少 1.52pct；净利率为 14.02%，同比减少 2.62pct。

图86：2010-2023 年水务板块营收和利润情况



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

图87：2010-2023 年水务板块毛利率和净利率情况

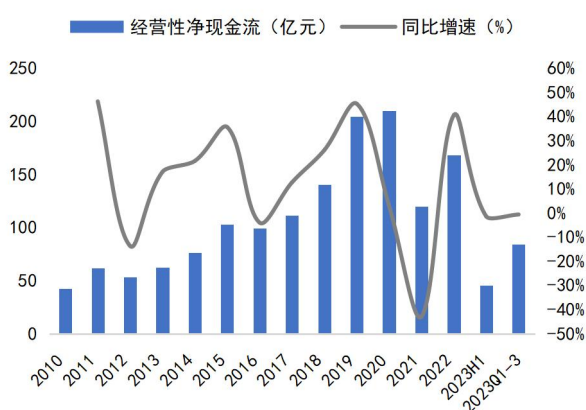


资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

2023 年第三季度，水务板块表现分化，水务运营公司盈利表现稳健。2023 年第三季度，A 股水务板块 54 家公司中，43 家盈利，11 家亏损。从营业收入看，5 家公司营收超 20 亿元，首创环保、清新环境、兴蓉环境排名居前，分别为 52.94 亿元、23.65 亿元、22.11 亿元。从归母净利润看，10 家公司归母净利润超 1 亿元，重庆水务、兴蓉环境、首创环保占据前三，分别为 7.31 亿元、6.43 亿元、5.20 亿元；27 家公司归母净利润同比增长，27 家公司归母净利润同比有所下降，上海洗霸、金科环境、天源环保增幅最高，分别为 705.15%、697.29%、265.82%。

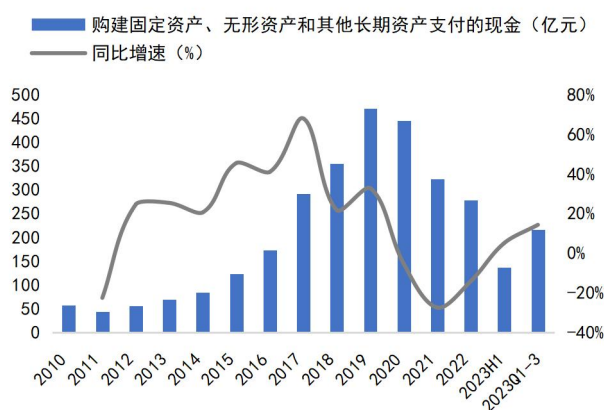
2021 年以来水务运营类公司盈利水平提升，保持高股息高分红。2021 年以来，水务板块中运营类公司与工程设备类公司出现分化。以洪城环境、兴蓉环境等为代表的部分水务运营公司资本支出有所减少、现金流有所提升。而工程设备类的公司仍面临着行业订单缩量 and 应收账款不良的问题。

图88：2010-2023 年水务板块现金流情况



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

图89：2010-2023 年水务板块资本开支情况



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

表22：2017-2023年水务运营子板块重点个股经营性现金流量净额变化情况

公司名称	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023Q1-3
经营性现金流量净额（亿元）							
洪城环境	7.7	11.2	12.0	13.7	13.8	21.9	14.1
首创环保	24.9	33.0	33.3	44.5	31.5	30.2	19.5
重庆水务	20.0	23.7	22.4	23.0	27.3	26.9	22.0
中山公用	5.6	5.7	8.3	5.9	5.2	3.0	1.9
鹏鹞环保	0.6	0.9	-0.6	2.9	-2.1	2.4	0.8
创业环保	9.1	7.3	8.8	5.3	9.4	9.1	8.2
中原环保	3.5	2.8	7.7	6.1	-26.9	-23.2	-17.6
兴蓉环境	16.6	19.1	18.8	27.5	27.3	33.2	18.1
经营性现金流量净额同比增速（%）							
洪城环境	7.1%	44.8%	7.1%	14.2%	0.7%	16.9%	12.7%
首创环保	-15.9%	32.4%	1.2%	33.6%	-29.4%	0.2%	1.6%
重庆水务	-6.2%	18.4%	-5.3%	2.7%	18.8%	-1.5%	7.8%
中山公用	30.6%	-1.9%	44.8%	-29.5%	-11.5%	-41.8%	108.4%
鹏鹞环保	-88.1%	46.3%	-164.4%	581.5%	-171.4%	213.3%	523.6%
创业环保	125.9%	-55.2%	20.5%	-39.8%	75.9%	-2.6%	17.3%
中原环保	49.1%	-20.8%	174.2%	-21.1%	-541.5%	13.6%	15.4%
兴蓉环境	16.7%	15.3%	-1.5%	46.2%	-0.8%	21.4%	-8.4%

资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理 注：数据更新至2023年三季报。

表23：2020-2022年水务运营子板块重点个股分红率和股息率情况

公司名称	PE (TTM)	现金分红率				股息率	
		2020	2021	2022	2020	2021	2022
洪城环境	9.34	60.12%	63.37%	50.18%	4.61%	5.47%	4.75%
首创环保	16.76	34.95%	32.09%	30.26%	2.60%	3.72%	4.83%
重庆水务	16.32	69.01%	59.38%	67.89%	4.50%	4.53%	4.76%
中山公用	8.85	30.04%	30.19%	30.12%	3.83%	4.10%	3.01%
鹏鹞环保	16.56	12.04%	14.80%	51.02%	1.21%	1.21%	2.89%
创业环保	11.18	30.04%	30.06%	30.10%	2.16%	2.63%	2.59%
中原环保	7.90	49.12%	47.90%	34.11%	3.60%	3.60%	2.16%
兴蓉环境	9.80	22.86%	20.38%	20.67%	1.76%	1.79%	1.97%

资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理 注：数据更新至2023年12月29日。

未来展望：化债推进及资本开支减少叠加提价预期助力价值重估

环保化债：地方政府化债持续推进，运营类资产或迎来价值重估

2023年下半年以来地方政府化债加速推进。2023年7月，中央政治局会议重申了化债重要性，提出“要有效防范化解地方债务风险，制定实施一揽子化债方案”，之后特殊再融资债券作为“一揽子化债”先锋工具率先启动。2023年10月，内蒙古、天津、辽宁、云南、重庆、广西先后宣布特殊再融资债发行计划，主要用于偿还存量债务。截至2023年12月9日，已有29个省份或计划单列市披露特殊再融资债，规模合计1.39万亿元，有助于优化隐性负债、加速当地存量债务清缴。

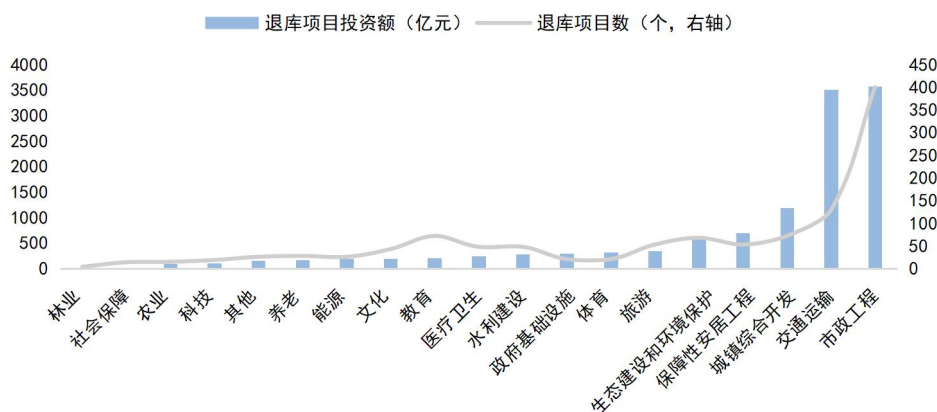
表 24: 2023 年下半年以来地方政府“化债”相关政策和动态

时间	机构	政策/动态	重点内容
2023 年 7 月	中共中央政治局	分析研究当前经济形势和经济工作会议	要有效防范化解地方债务风险，制定实施一揽子化债方案。
2023 年 8 月	中国人民银行、国家外汇管理局	2023 年下半年工作会议	统筹协调金融支持地方债务风险化解工作。
2023 年 8 月	国务院	《关于今年以来预算执行情况的报告》	制定实施一揽子化债方案。中央财政积极支持地方做好隐性债务风险化解工作，督促地方统筹各类资金、资产、资源和各类支持性政策措施，紧盯市县加大工作力度，妥善化解存量隐性债务，优化期限结构、降低利息负担，逐步缓释债务风险。
2023 年 8 月	财政部	《2023 年上半年中国财政政策执行情况报告》	强化地方政府债务管理，开好“前门”、严堵“后门”，持续较大规模安排新增地方政府债券，建立健全防范化解地方政府债务风险的制度体系，坚决查处各类违法违规举债行为，牢牢守住不发生系统性风险的底线。
2023 年 9-10 月	内蒙古、天津、辽宁、云南、重庆、广西地方政府	发行特殊再融资债券	截至 2023 年 10 月 16 日，各地合计发行 3197 亿元特殊再融资债券，用于偿还存量债务。

资料来源：国家发改委、国家能源局、国信证券经济研究所整理

- 违规 PPP 形成的政府中长期财政支出事项是地方政府隐性债务的重要来源。** 2018 年 8 月中共中央国务院发布的《关于防范化解地方政府隐性债务风险的意见》中明确定义，地方政府隐性债务是指地方政府在法定债务预算之外，直接或间接以财政资金偿还，以及违法提供担保等方式举借的债务；隐性债务融资方式主要包括：1) 国有企事业单位等机构为政府举债、并由政府提供担保或财政资金支持偿还的债务；2) 在政府投资基金、PPP、政府购买服务过程中政府方约定通过回购本金、承诺保底收益等明股实债形式的债务支出。
- 环保行业是 PPP 的重要组成，也是政府付费拖欠的“重灾区”。** 2017 年底开始，财政部严管 PPP 项目。根据财政部政府和社会资本合作 (PPP) 中心数据，截至 2018 年 4 月 23 日，各地累计清理退出管理库项目 1695 个、上报整改项目 2005 个；退库项目中，市政工程（污水、固废等环保项目）、交通运输、城镇综合开发项目数合计占退库项目总数的 51.9%；整改项目中，市政工程、交通运输、生态建设和环境保护项目数合计占整改项目总数的 57.3%。部分不规范 PPP 项目或存在政府支付拖欠情况，对环保公司现金流造成不利影响。

图 90: 2017 年 12 月 2018 年 3 月末 PPP 推出管理库项目数和投资额行业分布情况



资料来源：《全国 PPP 综合信息平台项目管理库 2018 年 3 月报》，国信证券经济研究所整理

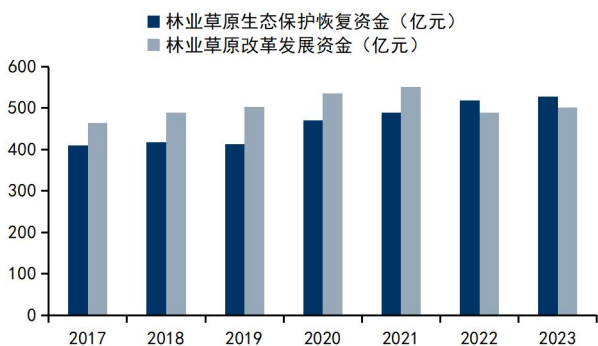
长期看，伴随化债推进，环保行业存量运营资产或迎来价值重估。 地方政府付费的不确定性的压制环保行业估值的核心要素。截至 2023 年 12 月 29 日，环保行业

PE (TTM) 为 20.19 倍，处在历史低位。地方政府的化债有助于解决环保行业历史地方政府付费拖欠的问题，环保公司的应收账款有望加速收回，进而带来现金流和经营情况改善。

生态修复：我国生态修复市场空间广阔，政策驱动行业持续发展

政策支持下我国生态修复市场广阔。2020 年以来国家陆续出台政策支持生态环境治理、林业草原保护、草原修复的发展，驱动行业需求释放。根据国家统计局数据，2021 年国内环境污染治理投资总额达 9492 亿元，预计未来随着国家生态环境治理相关政策逐步落地，环境污染治理投资总额有望维持较高水平。2023 年中央对地方转移支付预算中林业草原生态保护恢复和林业草原改革发展资金预算为 527/501 亿元，同比增长 1.6%/2.4%。国家领导重视“三北”工程建设，提出力争用 10 年左右时间，把“三北”工程建设功能完备、牢不可破的生态安全屏障。

图 91：中央对地方转移支付中林业草原两项资金预算情况



资料来源：财政部、国信证券经济研究所整理

图 92：2011-2021 年国内环境污染治理投资总额情况



资料来源：国家统计局、公司国信证券经济研究所整理

表 25：近年来推动生态修复治理的政策梳理

时间	政策文件	颁发部门	主要内容
2020 年 6 月	《全国重要生态系统保护和修复重大工程总体规划（2021-2035 年）》	国家发改委、国家自然资源部	到 2035 年，通过大力实施重要生态系统保护和修复重大工程，全面加强生态保护和修复工作，全国森林、草原、荒漠、河湖、湿地、海洋等自然生态系统状况实现根本好转，生态系统质量明显改善。草原综合植被盖度达到 60%。
2021 年 3 月	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	全国人大	实施重要生态系统保护和修复重大工程，加快推进青藏高原生态屏障区、黄河重点生态区、长江重点生态区和东北森林带、北方防沙带、南方丘陵山地带、海岸带等生态屏障建设。加强长江、黄河等大江大河和重要湖泊湿地生态保护治理，加强重要生态廊道建设和保护。
2021 年 3 月	《关于加强草原保护修复的若干意见》	国务院	到 2025 年，草原保护修复制度体系基本建立，草畜矛盾明显缓解，草原退化趋势得到根本遏制，草原综合植被盖度稳定在 57% 左右，草原生态状况持续改善。到 2035 年，草原保护修复制度体系更加完善，基本实现草畜平衡，退化草原得到有效治理和修复，草原综合植被盖度稳定在 60% 左右，草原生态功能和生产能力显著提升。
2021 年 7 月	《“十四五”林业草原保护发展规划纲要》	国家林业和草原局、国家发改委	到 2025 年，森林覆盖率达 24.1%，森林蓄积量达 180 亿立方米，草原综合植被盖度达 57%，湿地保护率达 55%，以国家公园为主体的自然保护地面积占陆域国土面积比例超 18%，沙化土地治理面积 1 亿亩。
2021 年 12 月	《生态保护和修复支撑体系重大工程建设规划（2021-2035 年）》	国家发改委等九部门	到 2025 年，重要领域、重点区域生态保护和修复科技创新取得明显进展，服务于生态保护和修复的基础研究和技术创新平台进一步完善，科技保障服务能力明显增强；气象服务生态保护和修复能力逐步增强，生态保护和修复支撑体系基本满足全国生态保护和修复重大工程建设需求。

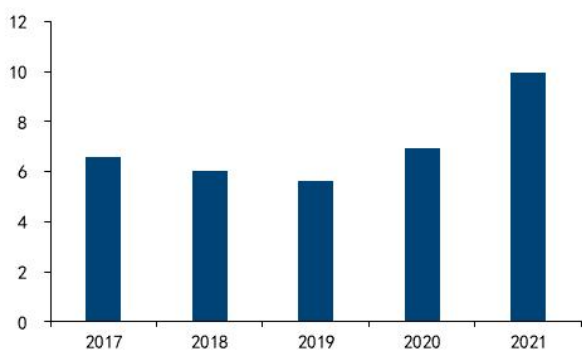
到 2025 年，完成沙化土地治理任务 679.52 万公顷（1.02 亿亩），沙化土地封禁保护面积 200.00 万公顷（3000 万亩）。沙区林草植被持续增加，沙化土地面积持续减少，沙化程度持续减轻，生态系统质量持续改善，四大沙地、沙漠绿洲、青藏高原、黄河流域、京津冀周边等重点区域生态状况明显改善，北方生态安全屏障更加牢固。

《全国防沙治沙 国家林业和草原局、国家发改委等七部门 2022 年 12 月规划（2021—2030 年）》

资料来源：中国政府网，国信证券经济研究所整理

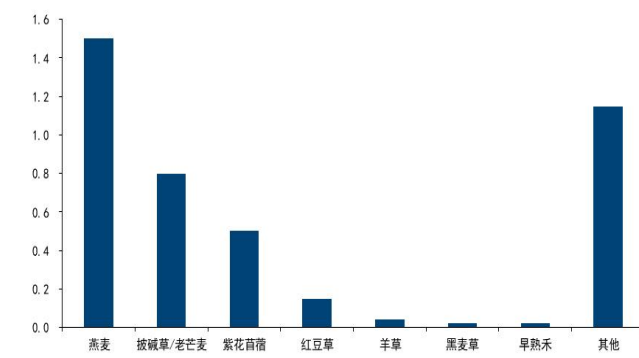
优质草种国产化替代正当时，国内草种需求量呈上升趋势。近年在国家持续加大退化草原修复力度和保障草种种源安全的背景下，优质草种需求量呈上升趋势，但国内优质草种缺乏，进口依赖度较高。《2023 年全国草种供需分析报告》中预计 2023 年全国草种需求总量为 16-20 万吨，草种进口量维持在 10 万吨左右。

图 93: 2017-2021 年我国草种进口情况（万吨）



资料来源：国家林业和草原局，国信证券经济研究所整理

图 94: 2023 年全国草种产量预测（万吨）



资料来源：国家林业和草原局，国信证券经济研究所整理

表 26: 近年来推动草（种）业发展的政策梳理

时间	政策文件/会议	颁发部门	主要内容
2020 年	中央工作经济会议	-	一是加强种质资源保护和利用，加强种子库建设；二是尊重科学、严格监管，有序推进生物育种产业化应用；三是开展种源“卡脖子”技术攻关，立志打一场种业翻身仗。
2021 年 3 月	《关于加强草原保护修复的若干意见》	国务院	明确提出大力发展草种业，支持优质储备饲草基地建设，促进草原生态修复与草原畜牧业高质量发展有机融合。会议审议通过《种业振兴行动方案》。强调保障种源自主可控比过去任何时候都更加紧迫：必须把种源安全提升到关系国家安全的战略高度，实现种业科技自立自强、种源自主可控。全面加强种质资源保护利用；大力推进种业创新攻关；扶持优势种业企业发展；提升种业基地建设水平。
2021 年 7 月	中央全面深化改革委员会第二十次会议	-	到 2025 年，全国优质饲草产量达到 9800 万吨牛羊饲草需求保障率达 80% 以上，饲草种子总体自给率达 70% 以上，饲料（草）生产与加工机械化率达 65% 以上。
2022 年 2 月	《“十四五”全国饲草产业发展规划》	农业农村部	

资料来源：中国政府网，国信证券经济研究所整理

CCER 重启下草原碳汇或迎来发展。2023 年 6 月生态环境部公开表示 CCER 重启逐步推进。草原固碳具有成本优势，经济性更为突出。若未来随着 CCER 重启，草原碳汇纳入碳市场交易，将重塑生态修复企业的盈利模式，增厚生态修复企业盈利规模。目前国内已有多个草原碳汇项目完成开发、监测、核准及交易，实现了良好的经济效益，如新疆布尔津县 VCS 草原碳汇项目产生碳汇交易量 67 万吨，实现收益 1976.5 万元，单吨价格为 29.5 元/吨。

表 27: 国内草原碳汇项目梳理

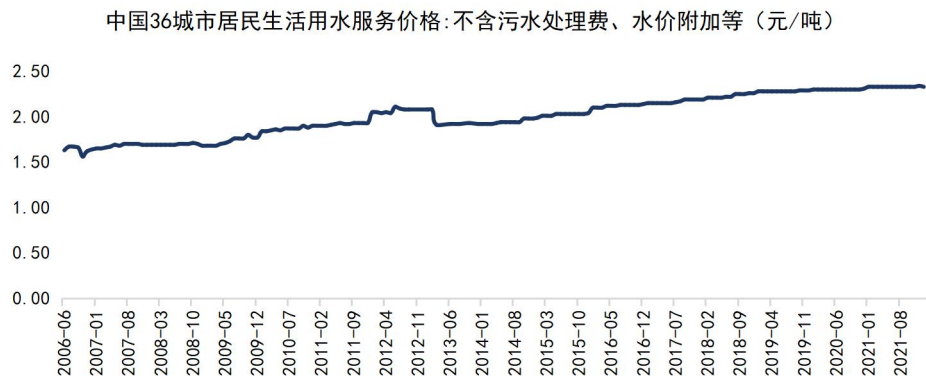
草原碳汇项目	项目概况
甘肃张掖草原碳汇 VCS 项目	400 万亩草原碳汇 VCS 项目首期减排量预期实现收益 1 亿元。
新疆布尔津县 VCS 草原碳汇项目	针对布尔津县 200 万亩退化草原进行碳汇设计开发, 开发年限为 2017-2021 年, 其中一期项目开发面积 97.5 万亩, 二期项目开发面积 102.5 万亩。项目在经过过量监测、第三方核证等一系列流程后, 将额外产生的碳汇量转换为可进行价值交易的碳汇产品, 并实现一期项目草原碳汇交易, 产生的碳汇量为 67 万吨, 实现收益 1976.5 万元。据测算, 布尔津县 VCS 草原碳汇项目在 40 年项目计入期, 将累计产生约 800 万吨碳汇量, 静态总收益约 2.8 亿元。
西藏阿里、那曲林草碳汇项目	阿里草原碳汇可持续化管理项目实施面积约 560 万亩, 预计首期碳汇量超过 150 万吨, 产生碳汇收益约 4000 万元。那曲草原碳汇试点项目实施面积 430 万亩, 预期项目年均碳汇量 37 万吨, 首批可签发碳汇量约 100 万吨, 预计可产生碳汇收益约 2600 万元。2023 年 7 月, 西藏阿里林草碳汇首单交易碳汇量 5 万吨, 交易金额 130 万元。
内蒙古科尔沁右翼前旗、扎赉特旗草原碳汇项目	项目涉及约 64 万亩草原, 首批交易金额 90 万元, 实现了内蒙古全区首单草原碳汇期货式交易。

资料来源: 各地政府官网, 国信证券经济研究所整理

水务运营: 水价市场化机制不断完善, 有望为水务运营公司带来业绩增量

自 2004 年水价改革以来, 我国水价持续上涨。多年来, 在水资源日益稀缺、水污染形势严峻且治理成本增加、电力和原材料价格上涨等因素影响下, 我国水价多次上调。2006 年 6 月-2022 年 1 月, 中国 36 城市居民生活用水服务价格(不含污水处理费、水费附加等)从 1.63 元/吨上涨至 2.33 元/吨, 累计上涨 42.9%, CAGR 约 1.7%。

图 95: 2006 年-2022 年 1 月中国 36 城市居民生活用水服务价格(不含污水处理费、水费附加等)



资料来源: Wind, 国家发改委, 国信证券经济研究所整理

2021 年国家出台政策支持供水调价, 看好未来全国水价上涨。2021 年 8 月国家发改委出台政策明确供水价格每隔 3 年可以调价后, 多地启动听证会重新核定水价。如 2021 年 10 月上海市发改委发函上调主要市属区域综合水价, 第一至第三阶梯上调幅度为 17%/20%/51%, 距离上次提价已有 8 年; 2023 年 11 月上海市浦东新区发改委及财政局也发函将水价上调至与市区同等水平, 居民综合水价整体上涨 23%。此外, 湖南、广东、福建、江西、四川等省份的部分地区亦上调了水价。

表28: 2004年以来全国各地供水调价相关政策和动态

发布时间	机构	政策/动态	重点内容
2004年11月	国家计委/建设部、国家发改委、建设部	《城市供水价格管理办法》(1998年印发, 2004年修订)	城市供水价格按照统一领导、分级管理的原则, 实行政府定价, 具体定价权限按价格分工管理目录执行。城市供水价格的调整, 由供水企业所在的城市人民政府价格主管部门审核, 报所在城市人民政府批准后执行, 并报上一级人民政府价格和供水行政主管部门备案。必要时, 上一级人民政府价格主管部门可对城市供水价格实行监审。
2013年8月	上海市发改委	《上海市市属供排水(物价局)、服务区域内居民阶梯上海市水务局水价实施细则》	提出市属供排水服务区域的居民用户水价实行阶梯水价制度, 适当解决“一户多人口”用水问题。第一阶梯综合水价从现行的2.80元/立方米调整为3.45元/立方米, 第二阶梯综合水价为4.83元/立方米, 第三阶梯综合水价为5.83元/立方米。
2021年8月	国家发改委及住建部	《城镇供水价格管理办法》、《城镇供水定价成本监审办法》	进一步明确了城镇供水价格的定价原则、定价方法、定调价程序, 并对水价分类、计价方式等进行了调整。办法提出建立健全以“准许成本加合理收益”为核心的定价机制, 以成本监审为基础, 通过核定准许成本、监管准许收益确定准许收入, 根据核定供水量确定供水价格; 并明确“城镇供水价格监管周期原则上为3年, 经测算需要调整供水价格的, 应及时调整到位”。
2021年10月	上海市发改委	《关于调整市属供排水企业服务区域居民用户水价的复函》	2021年11月起, 第一阶梯综合水价从每立方米3.45元调整为4.05元, 调整涉及范围为上海市市属供排水企业服务区域内, 即上海城投水务(集团)有限公司、上海浦东威立雅自来水有限公司2家市属供排水企业服务区域内的居民用户水价, 涉及到黄浦区、静安区、普陀区、徐汇区、杨浦区、虹口区、长宁区、闵行区、宝山区, 及浦东新区和嘉定区部分区域。
2023年11月	上海市浦东新区发改委及财政局	《关于调整区属管理居民用户水价的复函》	居民用户第一阶梯综合水价调整为4.05元/吨, 本次调整区属管理居民用户水价的涉及区域为浦东水务集团、浦东自来水公司和临港供排水公司的服务区域。此外, 根据浦东水务集团旗下上海南汇自来水有限公司发布的《告居民书》, 2024年1月1日起, 水价第一阶梯从每立方米3.37元提至4.05元(与市区同等水平), 第二阶梯从每立方米4.75元提至5.8元。

资料来源: 国家发改委、上海市发改委、国信证券经济研究所整理

表29: 上海市居民用户水价调整情况(立方米、元/立方米)

	2013年8月起执行				2021年11月起执行					
	户年用水量	自来水价格	排水价格	综合水价	户年用水量	自来水价格	排水价格	综合水价	上调幅度	
市属区域										
第一阶梯	0-220(含)	1.92	1.70	3.45	第一阶梯	0-220(含)	2.25	2.00	4.05	17%
第二阶梯	220-300(含)	3.30	1.70	4.83	第二阶梯	220-300(含)	4.00	2.00	5.80	20%
第三阶梯	300以上	4.30	1.70	5.83	第三阶梯	300以上	6.99	2.00	8.79	51%
浦东新区										
		2024年之前					2024年1月起执行			
第一阶梯	0-220(含)	1.92	1.45	3.37	第一阶梯	0-220(含)	2.25	2.00	4.05	20%
第二阶梯	220-300(含)	3.30	1.45	4.75	第二阶梯	200-300(含)	4.00	2.00	5.80	22%
第三阶梯	300以上	4.30	1.45	5.75	第三阶梯	300以上	6.99	2.00	8.79	53%
居民综合水价		2.10	1.45	3.55	居民综合水价		2.57	2.00	4.37	23%

资料来源: 上海市发改委、国信证券经济研究所整理 注: 1. 上海市属区域, 调价前后的排水量均按用水量90%计算。2. 上海市浦东新区, 2024年调价前的应缴纳污水处理费(排水价格)=用水量*污水处理费征收标准, 2024年调价后的应缴纳污水处理费(排水价格)=用水量*0.9*污水处理费征收标准。

近年水务公司供水业务毛利率普遍有所下降, 水价上涨有望带来新的业绩增量。 2018-2022年, 申万水务板块毛利率从31.75%降至29.75%, 主要因为我国水务公司上一次调价的时间集中在2018年, 如洪城环境、江南水务、重庆水务等, 而兴蓉环境、顺控发展等公司2018年以来一直未调价。

表 30: 2018 年至今我国水务公司居民水价调整情况

公司类型	公司名称	调价时间	调价区域	第一阶梯提价幅度 (%)	具体情况
全国性水务公司	北控水务	2021/4/1	河南洛阳市市区	52.6%	第一阶梯居民用户用水上调 1 元/立方米为 2.9 元/立方米，第二阶梯为 4.35 元/立方米，第三阶梯为 8.7 元/立方米。
		2018/1/1	广东鹤山市	32.3%	第一级阶梯居民生活用水价格从每立方米 1.27 元上调为 1.68 元，第二阶梯为 2.52 元/立方米，第三阶梯为 5.04 元/立方米。
	首创环保	2014/5/1	北京市	25.0%	居民用水实施阶梯水价，第一阶梯水价由每立方米 4 元调至 5 元，第二阶梯为 7 元/立方米，第三阶梯为 9 元/立方米。
	洪城环境	2018/11/1	江西南昌市	28.5%	第一阶梯居民用水价格上调 0.45 元至 2.03 元/立方米，第二阶梯为 3.05 元/立方米，第三阶梯为 6.09 元/立方米。
区域性水务公司	兴蓉环境	2015/12/1	四川成都市中心城区	0.7%	2015 年 1 月 1 日起同步上调终端水价 0.02 元/立方米，第一阶梯居民生活用水终端价格上调至 2.96 元/立方米；2015 年 12 月 1 日起同步再上调终端水价 0.02 元/立方米，第一阶梯居民生活用水终端价格上调至 2.98 元/立方米。
	江南水务	2018/7/1	江苏江阴市	19.2%	居民生活用水到户水价由 2.60 元/立方米调整为 3.10 元/立方米；其中城区居民生活用水基本水价从 1.06 元/立方米上调至 1.36 元/立方米，镇（街道）居民生活用水基本水价从 2.26 元/立方米上调至 2.46 元/立方米。
	顺控发展	2017/9/1	广东佛山市顺德区	16.5%	第一阶梯居民用水由每立方 1.58 元调至 1.84 元。
	重庆水务	2018/10/1	重庆市江津区	9.6%	居民生活用水第一阶梯价格从 2.40 元/立方米调整为 2.63 元/立方米。
	中山公用	2018/1/1	中山市阜沙镇	9.6%	居民生活用水价格从 1.46 元/立方米调整为实施阶梯水价综合平均价 1.63 元/立方米，其中居民生活用水价格第一阶梯为 1.60 元/立方米；第二阶梯为 2.40 元/立方米；第三阶梯为 4.80 元/立方米。
	绿城水务	2022/5/1	南宁市市区	-	南宁城镇居民用水价格居民生活用水第一、第二阶梯水价不变，第三阶梯水价每立方米 4.14 元调整为 5.59 元，上浮 35%。

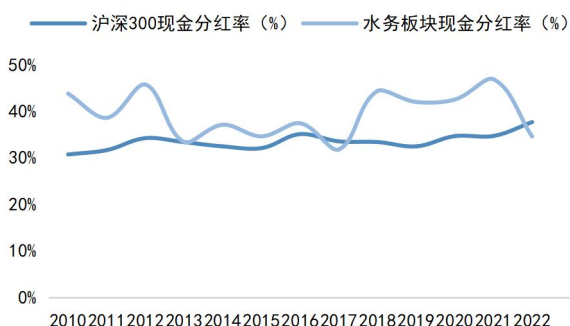
资料来源：国家发改委、各省市发改委、公司公告、国信证券经济研究所整理

投资价值：低估值叠加现金流改善，运营资产或迎来价值重估

水务运营：政策推动下看好全国水价上涨，水务运营资产的回报确定性有望加强

2010 年以来水务板块整体保持较高比例的现金分红。2010-2022 年水务及水处理子板块的现金分红率平均为 39.87%。2010-2023 年水务板块股息率平均为 1.39%。

图 96: 2010-2022 年水务板块分红率多数时间高于沪深 300



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

图 97: 2010-2023 年水务板块股息率

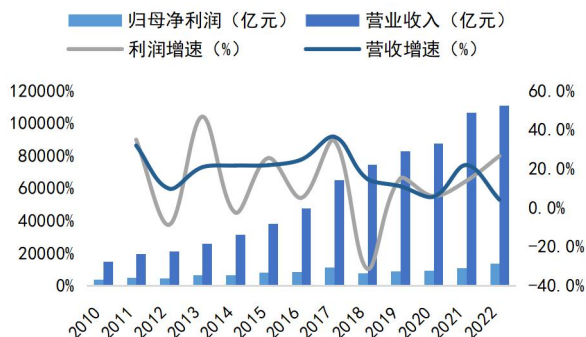


资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

2010 年以来水务板块估值逐渐下行，2023 年略有提升。2010 年以来，水务板块因业绩不佳估值持续下行，其中 2018 年受 PPP 项目清库及部分环保企业暴雷影响，水务板块估值持续下杀；2022 年疫情防控影响了污染处理需求，对行业基本面造

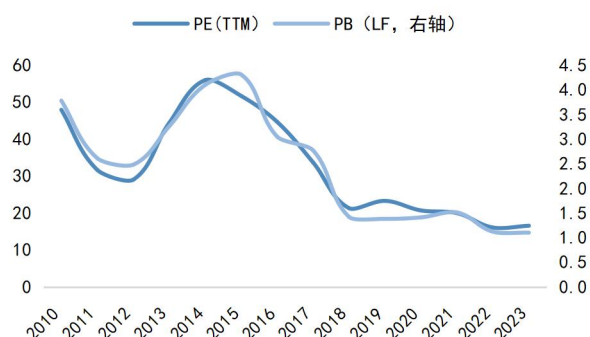
成不利影响，加剧了估值下行幅度。2023 年以来，受各地区在政策驱动下水价或提升进而有望带来水务公司业绩增量的影响，水务板块的估值有所回升。

图98：2010-2022 年水务板块营收和净利润变化情况



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

图99：当前水务板块 PE 和 PB 处于历史底部区间



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

调价政策推动下水务运营资产的回报确定性有望加强。基于供水和污水处理业务具备一定的民生刚需属性，且供水和污水处理业务 C 端收费机制明确，水务运营公司现金流优质，业绩表现稳健。在国家出台的水价政策推动下，未来或有更多城市重新核定水价，水价市场机制的完善增强了水务运营资产的回报稳定性。

投资建议

电力：新一轮电改启动，新型电力系统建设加快推进，建议关注电力机制改革及绿电发展、消纳带来投资机遇。

火电：煤电容量电价机制政策出台及辅助服务市场不断完善，火电盈利趋于稳健，未来分红能力有望得到提升，推荐全国大型火电企业**华能国际**、**国电电力**、**华电国际**；

新能源：装机规模持续增长，但由于新能源资源与需求空间逆向分布以及新能源出力与用电负荷变化时间错配，电价、消纳问题逐步引起市场担忧，解决消纳问题需要灵活性资源发展，而电力体制改革将推动不同时间尺度的灵活性资源释放，火电灵活性改造及储能有望持续稳步发展，推荐抽蓄和电化学储能龙头**南网储能**，推荐工商业能源服务商龙头**南网能源**、分布式光伏运营商**芯能科技**、以配售电业务为基础发力综合能源的**三峡水利**。

核电：核电机组核准常态化，2023年共核准10台核电机组。核电作为电力系统基荷和全寿期温室气体排放量最少的发电技术之一，装机规模有望持续增长。受益于核电运营特性，核电企业现金流相对充沛，分红比例稳中有升。推荐核电龙头标的，静待投产高峰业绩与现金流双提升的**中国核电**。

水电：充沛现金流和稳健业绩支撑高分红高股息，降息背景下配置价值凸显。装机提升、电价提升、财务费用及折旧减少、风光储一体化发展是水电业绩核心增长点。十四五期间内龙头水电装机有一定提升空间。考虑水电成本低廉、电力供需平衡趋势延续，市场化交易推进下水电电价有望逐渐提升。此外，水电企业积极筹划“水风光储一体化”项目开发，或将成为新的业绩增长点。推荐稳定性和成长性兼具的水电龙头**长江电力**。

燃气：2023年国内天然气生产量和消费量持续增长，国际天然气价格水平同比下降。全国多地加快建立上下游天然气价格联动机制，打通天然气顺价；发改委重新核定跨省天然气管道运输价格，管道运输价格整体水平有所下降。推荐城燃龙头标的**新奥股份**；天然气下游新兴需求释放，推荐布局特种气体和商业航天的**九丰能源**。

环保：化债推进、资本开支高峰已过叠加提价预期助力水务运营类价值重估，建议关注生态修复板块投资机会。2023年下半年以来地方政府化债加速推进，环保公司的应收账款有望加速收回，进而带来现金流和经营情况改善。近两年国家出台政策助推水价市场化，全国各地区水价有望进一步上涨，进而为水务运营公司带来业绩增量。我国生态修复市场空间广阔，政策驱动行业持续发展，行业龙头有望充分受益，推荐技术和运营优势突出的**蒙草生态**。

风险提示

相关政策不及预期；用电量增速下滑；电价下调；竞争加剧。

免责声明

分析师声明

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道；分析逻辑基于作者的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求独立、客观、公正，结论不受任何第三方的授意或影响；作者在过去、现在或未来未就其研究报告所提供的具体建议或所表述的意见直接或间接收取任何报酬，特此声明。

国信证券投资评级

投资评级标准	类别	级别	说明
报告中投资建议所涉及的评级（如有）分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后 6 到 12 个月内的相对市场表现，也即报告发布日后的 6 到 12 个月内公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。A 股市场以沪深 300 指数（000300.SH）作为基准；新三板市场以三板成指（899001.CSI）为基准；香港市场以恒生指数（HSI.HI）作为基准；美国市场以标普 500 指数（SPX.GI）或纳斯达克指数（IXIC.GI）为基准。	股票 投资评级	买入	股价表现优于市场代表性指数 20%以上
		增持	股价表现优于市场代表性指数 10%-20%之间
		中性	股价表现介于市场代表性指数±10%之间
		卖出	股价表现弱于市场代表性指数 10%以上
	行业 投资评级	超配	行业指数表现优于市场代表性指数 10%以上
		中性	行业指数表现介于市场代表性指数±10%之间
		低配	行业指数表现弱于市场代表性指数 10%以上

重要声明

本报告由国信证券股份有限公司（已具备中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）制作；报告版权归国信证券股份有限公司（以下简称“我公司”）所有。本报告仅供我公司客户使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式使用、复制或传播。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司可能随时补充、更新和修订有关信息及资料，投资者应当自行关注相关更新和修订内容。我公司或关联机构可能会持有本报告中所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或争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中所提及的意见或建议不一致的投资决策。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。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。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询，是指从事证券投资咨询业务的机构及其投资咨询人员以下列形式为证券投资人或者客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或者间接有偿咨询服务的活动：接受投资人或者客户委托，提供证券投资咨询服务；举办有关证券投资咨询的讲座、报告会、分析会等；在报刊上发表证券投资咨询的文章、评论、报告，以及通过电台、电视台等公众传播媒体提供证券投资咨询服务；通过电话、传真、电脑网络等电信设备系统，提供证券投资咨询服务；中国证监会认定的其他形式。

发布证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。

国信证券经济研究所

深圳

深圳市福田区福华一路 125 号国信金融大厦 36 层
邮编：518046 总机：0755-82130833

上海

上海浦东民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 12 层
邮编：200135

北京

北京西城区金融大街兴盛街 6 号国信证券 9 层
邮编：100032