

公用事业与环保行业 2025 年投资策略

优于大市

关注成本下行的火电、燃气及防御逻辑的水电、核电；同时关注资产整合标的

核心观点

火电：2024 年火电电价整体趋稳以及煤价同比进一步下降，火电盈利持续改善。展望未来，长协电价与煤价或同步下行，预计火电盈利仍有望维持在合理水平，火电盈利趋稳的情况下，有电量增长/电价稳健的公司盈利有望进一步提升。

新能源发电：国家政策出台促进新能源消纳水平提升，有利于新能源利用率水平改善。目前新能源发展仍面临电价、消纳的压力，市场机制理顺和电网升级改造逐步完成后，预计新能源盈利有望逐步趋于稳健。同时，国家财政积极推进化债的背景下，新能源发电企业的可再生能源补贴欠款或得到解决，改善新能源发电企业的财务状况。海上风电项目利用小时数高，消纳条件好，设备及建设成本下行，海上风电项目的盈利性较好，预计沿海省份海上风电发展速度有望加快。

核电发展势头强劲，关注新型核电技术突破。我国商运核电机组数量达到 56 台，总装机 5821.8 万千瓦，位列全球第三；核准常态化，在建及核准待建机组达到 46 台，总装机 5547.1 万千瓦，在建规模全球第一，未来增长确定性较强。核电作为基荷电源在电力系统的作用日益显著，绿色价值得到认可，全球发展核电的信心显著增强，装机规划大幅提高，同时小堆、四代堆等新型核电技术得到广泛关注，有望进一步打开核电发展空间。

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：量价持续改善。2024 年天然气生产量、进口量和消费量持续增长，气源价格下行叠加居民顺价，价差有所修复。2025 年宏观经济有望筑底回稳，天然气用能成本或将下行，推动用气量继续增长。受益于国际天然气市场供需趋于缓和，气源价格或维持低位运行，下游继续推进居民顺价，有望进一步扩大整体毛差水平。

环保：价值、成长与主题型投资共舞。水务&垃圾焚烧行业进入成熟期，自由现金流改善明显，再叠加无风险收益率的持续走低，投资者的预期回报率和风险偏好均有所下降，建议关注环保板块中的“类公用事业投资机会”。欧盟 SAF 强制掺混政策生效在即，对原材料需求增加，国内废弃油脂资源化行业有望充分受益。此外我们还建议关注环保化债、地方环保国企并购重组等主题型投资机会。

投资建议：1. 煤价电价同步下行，火电盈利有望维持合理水平，推荐全国大型火电企业**华电国际、国电电力**以及区域电价较为坚挺的**上海电力**；2. 国家持续出台政策支持新能源发展，新能源发电盈利有望逐步趋于稳健，推荐全国性新能源发电龙头企业**龙源电力、三峡能源**以及以及区域优质海上风电企业**广西能源、福能股份、中闽能源**；3. 装机和发电量增长对冲电价下行压力，预计核电公司盈利仍将维持稳定，推荐核电运营标的**中国核电、中国广核**；国家电投整合核电资产，打造 A 股第三家核电运营商，推荐重组标的**电投产融**；4. 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**；5. 燃气推荐具有区位优势，量价张力

行业研究 · 行业投资策略

公用事业

优于大市 · 维持

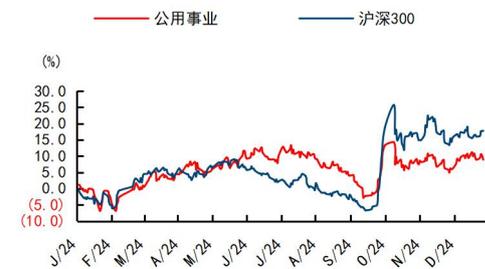
证券分析师：黄秀杰 021-61761029
huangxiujie@guosen.com.cn
S0980521060002

证券分析师：郑汉林 0755-81982169
zhenghanlin@guosen.com.cn
S0980522090003

证券分析师：刘汉轩 010-88005198
liuhanxuan@guosen.com.cn
S0980524120001

联系人：崔佳诚 021-60375416
cncuijiacheng@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 202412 第 4 期-1-11 月全社会用电量同比+7.1%，11 月工业及混合油（UCO）出口量创历史新高》——2024-12-22

《公用环保 202412 第 3 期-多省开展 2025 年电力市场交易工作，长江电力发布 2024 年中期分红规划》——2024-12-16

《公用环保 202412 第 2 期-生态环境部就钢铁行业碳排放核算方法征求意见，《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》发布》——2024-12-08

《公用环保 2024 年 12 月投资策略-川投集团拟与四川省能源投资集团战略重组，广东省 2025 年电力市场交易方案出台》——2024-12-02

《公用环保 202410 第 4 期-1-10 月全社会用电量同比+7.6%，国家能源局印发《电网安全风险管控办法》》——2024-11-25

较强的城市燃气龙头**华润燃气**，以及具有海气贸易能力，特气业务锚定商业航天的**九丰能源**；6. 推荐受益于欧盟 SAF 强制掺混政策的废弃油脂资源化龙头**山高环能**。

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；国际气价波动；UCO 价格波动。

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	
					2024E	2025E	2024E	2025E
600027.SH	华电国际	优于大市	5.76	589	0.59	0.66	9.8	8.7
600795.SH	国电电力	优于大市	4.58	817	0.54	0.52	8.5	8.8
600021.SH	上海电力	优于大市	9.24	260	0.96	1.04	9.6	8.9
001289.SZ	龙源电力	优于大市	16.01	1,338	0.81	0.90	19.8	17.8
600905.SH	三峡能源	优于大市	4.45	1,274	0.25	0.28	17.8	15.9
600310.SH	广西能源	优于大市	4.63	68	0.31	0.36	14.9	12.9
600483.SH	福能股份	优于大市	9.92	276	1.06	1.14	9.4	8.7
600163.SH	中闽能源	优于大市	6.06	115	0.37	0.40	16.4	15.2
600900.SH	长江电力	优于大市	29.32	7,174	1.40	1.48	20.9	19.8
601985.SH	中国核电	优于大市	10.19	1,924	0.59	0.64	17.3	15.9
003816.SZ	中国广核	优于大市	4.09	2,065	0.23	0.24	17.8	17.0
000958.SZ	电投产融	优于大市	6.41	345	0.25	0.26	25.6	24.7
1193.HK	华润燃气	优于大市	29.50	683	2.44	2.65	12.1	11.1
605090.SH	九丰能源	优于大市	27.96	180	2.78	2.80	10.1	10.0
000803.SZ	山高环能	优于大市	5.13	24	0.02	0.18	256.5	28.5

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

内容目录

电力行业	9
火电：盈利趋稳，寻找增量	9
新能源发电：市场化交易推进，消纳有望改善	13
核电：全球核电复苏势头强劲，长期发展稳步推进	22
水电：无风险利率持续走低，稳健资产配置价值凸显	32
政策大力支持并购重组，电力行业资产重组加快推进	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	53
天然气产量和消费量双增，加速基础设施建设	55
居民顺价持续推动，城燃毛差有望继续修复	62
国际天然气供给逐渐宽松，国际气价有望下行	66
环保：价值、成长与主题型投资共舞	69
板块回顾：2024 年环保板块跑输大盘 3pct	69
成长：SAF 大规模应用渐行渐近，核心原材料供应商率先受益	71
价值：关注垃圾焚烧&水务资本开支减少带来的自由现金流改善	76
主题型行情 1：化债预期渐行渐近，环保行业基本面有望改善	81
主题型行情 2：关注地方环保国企资产并购重组机会	84
投资建议	87
风险提示	87

图表目录

图 1: 火电和动力煤板块净利润情况 (亿元)	9
图 2: 2023 年以来秦皇岛港动力末煤(Q5500, 山西产)价格走势 (元/吨)	9
图 3: 江苏电力市场年度交易结果	10
图 4: 广东电力市场年度交易结果	10
图 5: 火电收入、成本测算公式及主要影响因素	10
图 6: 2024 年以来各地电网煤电容量电价情况 (元/KWh)	11
图 7: 2021 年以来国内弃风率情况	14
图 8: 2021 年以来国内弃光率情况	14
图 9: 2019-2023 年各公司风电上网电价 (元/KWh, 不含税)	14
图 10: 2019-2023 年各公司光伏上网电价 (元/KWh, 不含税)	14
图 11: 2021 年以来全国绿电交易规模情况	18
图 12: 国家电网经营区域绿证交易规模及成交均价	18
图 13: 国家电网有限公司可再生能源电价附加补助资金转付情况 (亿元)	19
图 14: 新能源发电上市公司应收账款情况	19
图 15: 国内海上风电发展情况	20
图 16: 截至 2024 年 12 月 4 日中国核电、中国广核和沪深 300 年内相对涨幅走势	22
图 17: 中国核电营业收入及增速 (单位: 亿元)	23
图 18: 中国核电归母净利润及增速 (单位: 亿元)	23
图 19: 中国广核营业收入及增速 (单位: 亿元)	24
图 20: 中国广核归母净利润及增速 (单位: 亿元)	24
图 21: 我国历年核电装机容量变化情况 (MW)	24
图 22: 我国运行核电机组数量变化情况 (台)	24
图 23: 各国核电装机容量及核电发电量在全国发电量中的占比	25
图 24: 全国在运和在建核电站情况	26
图 25: 我国历年核电发电量变化情况 (亿千瓦时)	27
图 26: 我国运行核电机组平均利用小时数	27
图 27: 我国各核电运营商在运、在建及核准待建机组装机规模 (单位: MW)	27
图 28: 截至 2024 年 10 月各上市公司对我国全部在运核电机组权益装机 (单位: MW)	28
图 29: 2012 年以来我国历年核准核电机组数量	28
图 30: 我国 2023-2035 年在运核电装机容量预测 (单位: MW)	29
图 31: 不同情境下核电装机容量 (单位: GW)	30
图 32: STEPS 情境下各种电源发电量 (单位: TWh)	30
图 33: APS 情境下各种电源发电量 (单位: TWh)	30
图 34: NZE 情境下各种电源发电量 (单位: TWh)	30
图 35: 美国核电场址分布情况	31
图 36: 2024 年水电板块每日涨跌幅走势和相对大盘的超额收益走势	33
图 37: 2008-2024 长江三峡入库流量情况 (单位: 立方米/秒)	34

图 38: 我国 2012-2023 年水电年发电量情况 (万亿千瓦时)	34
图 39: 我国 2019-2024 年水电月发电量情况 (万亿千瓦时)	34
图 40: 2012 年-2024 年 11 月底全国水电装机容量变化情况	35
图 41: 截至 2024 年 10 月全国各电源装机容量占比情况	35
图 42: 2010-2024 年水电行业营收和利润情况	36
图 43: 2010-2024 年水电行业现金流情况	36
图 44: 我国 2011 年至今常规水电装机容量和未来预测	36
图 45: 2011-2024 年 10 月底全国各电源装机变化情况	36
图 46: 2010-2023 年水电行业和沪深 300 指数现金分红率	38
图 47: 2018-2023 年水电行业股息率与国债收益率对比	38
图 48: 2010-2024 中国 10 年期国债到期收益率情况 (%)	39
图 49: 2010-2024 申万水力发电板块 PE TTM 情况	39
图 50: 华能新能源装机容量 (万千瓦)	41
图 51: 华能新能源发电量 (亿千瓦时)	41
图 52: 华能新能源营业收入变化情况	42
图 53: 华能新能源归母净利润变化情况	42
图 54: 华能新能源毛利率、净利率及 ROE 情况	42
图 55: 华能新能源经营性净现金流及资产负债率情况	42
图 56: 乌江水电公司装机容量 (万千瓦)	44
图 57: 乌江水电公司发电量情况 (亿千瓦时)	44
图 58: 乌江水电公司营收和归母净利润情况	44
图 59: 乌江水电公司毛利率、净利率、ROE 情况	44
图 60: 华电新能公司装机容量 (万千瓦)	45
图 61: 华电新能公司发电量情况 (亿千瓦时)	45
图 62: 华电新能公司营收和归母净利润情况	45
图 63: 华电新能公司毛利率、净利率、ROE 情况	45
图 64: 国能新能源公司装机容量 (万千瓦)	46
图 65: 国能新能源公司营收、归母净利润情况	46
图 66: 五凌电力公司装机结构 (万千瓦)	50
图 67: 五凌电力公司营收、归母净利润情况	50
图 68: 大唐陕西公司装机结构 (万千瓦)	52
图 69: 大唐陕西公司营收、归母净利润情况	52
图 70: 截至 2024 年 12 月 4 日燃气指数和沪深 300 年内相对涨幅走势	53
图 71: 燃气行业营业收入 (单位: 亿元)	53
图 72: 燃气行业归母净利润 (单位: 亿元)	53
图 73: 燃气行业毛利率、净利率和 ROE	54
图 74: 燃气行业资产情况 (单位: 亿元)	54
图 75: 2023 年全国天然气供需结构	55
图 76: 我国历年天然气产量变化情况 (单位: 亿立方米)	56
图 77: 2021 年分省份天然气生产量热度图 (亿立方米)	57
图 78: 2022 年分省份天然气消费量热度图 (亿立方米)	57

图 79: 2023 年中国各公司天然气产量占比	57
图 80: 中国天然气进口结构及对外依存度 (单位: 亿方)	58
图 81: 2023 年中国进口 PNG 主要来源国	58
图 82: 2023 年中国进口 LNG 主要来源国	58
图 83: 中国天然气消费量 (单位: 亿方)	59
图 84: 2023-2024 年各月份天然气表观消费量 (单位: 亿方)	59
图 85: 中国天然气分行业消费情况 (单位: 亿方)	60
图 86: 我国天然气基础设施分布情况	61
图 87: 全国 LNG 出厂价格 (单位: 元/吨)	62
图 88: 五大城燃平均销气价格 (元/立方米)	62
图 89: 五大城燃平均销气毛差 (元/立方米)	62
图 90: 中国天然气产业链及定价机制	64
图 91: 美国 LNG 出口能力和新增项目投产情况	67
图 92: 北美洲 LNG 出口项目	67
图 93: 全球天然气液化能力	67
图 94: 2023 年世界 LNG 进出口情况	68
图 95: 2023 年环保 (申万) 指数跑输沪深 300 指数 9.25pct	69
图 96: 2024 年 31 个申万二级行业中环保涨跌幅排名第 20 位	69
图 97: 2010-2024 申万环保指数和沪深 300 指数年度收益率情况	69
图 98: 2007-2024.11 中国公共财政支出中节能环保支出情况	70
图 99: 2017-2024Q3 环保板块营业收入情况 (单位: 亿元)	70
图 100: 2017-2024Q3 环保板块归母净利情况 (单位: 亿元)	70
图 101: IATA 对全球航空业碳排放趋势的预测 (亿吨)	71
图 102: 不考虑 ILUC 时不同原材料生物柴油的碳排放情况	73
图 103: 考虑 ILUC 时不同原材料生物柴油的碳排放情况	73
图 104: 废弃油脂行业产业链	73
图 105: 2002-2023 中国生活垃圾清运量情况	74
图 106: 2013-2023 中国食用油消费量	74
图 107: 2017-2024M10 中国 UCO 出口情况	74
图 108: 2017-2024M10 中国生物柴油出口情况	74
图 109: 2019-2023 年中国 UCO 出口情况 (按目的地分)	75
图 110: 2019-2023 年欧盟进口 UCO 情况 (单位: 千吨)	75
图 111: 2000-2023 年中国城市&县城生活垃圾清运量情况 (单位: 万吨)	77
图 112: 2000-2023 中国城市&县城垃圾无害化处理率情况 (单位: %)	77
图 113: 2006-2023 中国城市生活垃圾无害化处理量 (万吨)	78
图 114: 2006-2023 中国县城生活垃圾无害化处理量 (万吨)	78
图 115: 2006-2023 中国城市生活垃圾无害化处理能力 (吨/日)	78
图 116: 2006-2023 中国县城生活垃圾无害化处理能力 (吨/日)	78
图 117: 2023 年末垃圾焚烧上市公司已投运产能情况	79
图 118: 2023 年末垃圾焚烧上市公司未投运产能占比较低	79
图 119: 1978-2023 中国城市供水量&普及率情况 (单位: 万吨)	79

图 120: 1991-2023 中国城市污水处理量&处理率情况 (万吨)	79
图 121: 1978-2023 中国城市供水、污水处理和再生水利用固定资产投资情况 (单位: 亿元)	80
图 122: 2018-2023 垃圾焚烧板块自由现金流概算	80
图 123: 2018-2023 水务运营板块自由现金流概算	80
图 124: 2017-2024Q3 样本环保上市公司应收账款及票据情况	81
图 125: 2017-2024Q3 样本环保上市公司营业收入情况	81
图 126: 细分板块 2017-2024Q3 应收账款&票据余额情况 (单位: 亿元)	82
图 127: 部分环保上市公司 PBMRQ 及应收账款市值比情况 (X 轴为 PBMRQ, Y 轴为应收账款市值比)	84
表 1: 《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》主要内容梳理	12
表 2: 部分省份电力辅助服务管理实施细则内容	12
表 3: 西部地区部分省份新能源市场化交易政策梳理	14
表 4: 2024 年以来国家支持新能源发展的政策梳理	15
表 5: 各省 (自治区、直辖市) 可再生能源电力非水电消纳责任权重	16
表 6: 各省 (自治区、直辖市) 电解铝行业绿色电力消费比例	17
表 7: 沿海省份海上风电发展规划梳理	20
表 8: 不同电价、成本下海上风电单位 GW 装机净利润测算 (亿元)	21
表 9: 不同电价、成本下海上风电度电净利润测算 (元/kwh)	21
表 10: 全国在运和在建核电站情况	25
表 11: 电投核能在运装机情况	29
表 14: 几大电力公司在建及规划的水电站情况	37
表 15: 2021 年以来水风光互补政策梳理	37
表 16: 水电公司十四五期间分红承诺	38
表 17: 2024 年以来电力行业上市公司资产重组事项	39
表 18: 华能集团下属上市公司电力资产情况 (万千瓦)	40
表 19: 华电集团下属上市公司电力资产情况 (万千瓦)	43
表 20: 华电集团下属贵州乌江水电站水电资产情况	43
表 21: 国家能源集团下属上市公司电力资产情况 (万千瓦)	46
表 22: 国家电投集团下属上市公司电力资产情况 (万千瓦)	47
表 23: 电投核能对外投资情况	47
表 24: 电投核能在运装机情况	48
表 25: 24H1 电投核能旗下部分核电公司财务情况 (单位: 亿元)	48
表 26: 23 年电投核能旗下部分核电公司财务情况 (单位: 亿元)	48
表 27: 国家电投集团在建及核准待建核电项目	49
表 28: 五凌电力公司水电站情况	50
表 29: 长洲水电公司财务数据 (亿元)	50
表 30: 黄河水电公司财务状况	51
表 31: 黄河水电公司水电站情况	51
表 32: 大唐集团下属上市公司电力资产情况 (万千瓦)	52
表 33: 2024 年燃气行业个股情况	54

表 34: 我国各省（区、市）天然气基准门站价（元/方，含 10%增值税）	63
表 35: 部分地区城市燃气居民用气价格调整政策情况梳理	64
表 36: 天然气管道运输价格	66
表 37: 航空业实现碳减排的主要措施	71
表 38: SAF 生产主流工艺路线	72
表 39: 废弃油脂分类	73
表 40: 欧盟对于 SAF 行业支持政策一览	75
表 41: 欧盟 SAF&UCO 需求测算	76
表 42: 2019-2023 垃圾焚烧发电项目中标情况对比	78
表 43: 股息率大于 3%环保上市公司估值情况	80
表 44: 2023 年下半年以来地方政府“化债”相关政策和动态	83
表 45: 部分环保上市公司 PBMRQ 及应收账款市值比情况	84
表 46: 部分已公告并购重组计划的环保行业上市公司 2024 年涨跌幅情况	85
表 47: 部分曾公告并购重组方案或股东方需解决同业竞争问题的环保上市公司	85

电力行业

火电：盈利趋稳，寻找增量

2024 年火电电价整体趋稳以及煤价同比进一步下降，火电盈利持续改善。展望未来，火电电价受一次能源价格和电力市场供需影响，由于一次能源价格有所下降，预计火电上网电价将同步出现下降，但由于燃料成本亦有所下降，预计火电度电盈利仍有望保持在合理水平；在部分电力市场供需偏紧的地区，火电年度长协电价可能降幅相对较小，相应盈利水平可能更好。整体而言，在火电盈利趋稳的情况下，有电量增长的公司盈利有望进一步提升，而这主要与新增装机容量增长/电价稳健相关。

图1：火电和动力煤板块净利润情况（亿元）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图2：2023年以来秦皇岛港动力末煤(Q5500, 山西产)价格走势（元/吨）



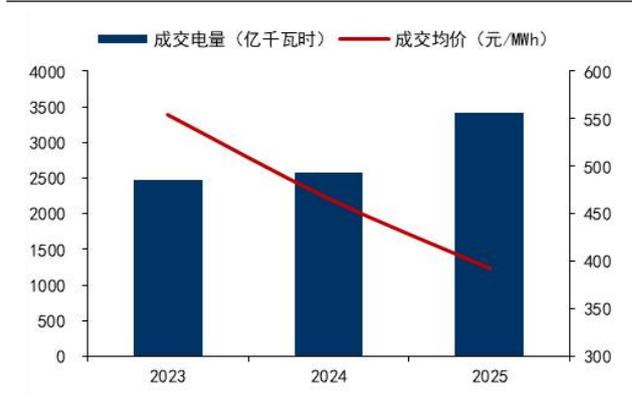
资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图3: 江苏电力市场年度交易结果



资料来源: 江苏电力交易中心, 国信证券经济研究所整理

图4: 广东电力市场年度交易结果

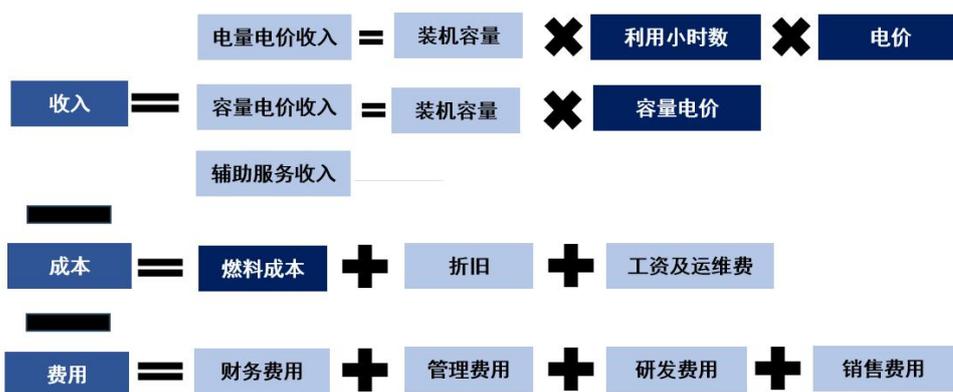


资料来源: 广东电力交易中心, 国信证券经济研究所整理

新型电力系统中, 煤电定位由传统的电力、电量主体电源转向基础保障性、系统调节性电源, 未来煤电的转型的主线任务为“清洁低碳、高效调节、快速变负荷、启停调峰”。长期来看, 随着新能源持续发展以及煤电定位发生转变, 一方面煤电发电量占比将出现下降; 另一方面, 煤电电力商品的电能量、平衡属性将有所减弱, 调节、可靠性的属性将增强, 未来主要收入来源于电量电价、辅助服务收入以及容量电价收入, 收入来源更加多元。

从煤电盈利的主要影响因素来看, 由于不同区域电力市场供需状况、新能源发展程度以及不同火电机组成本差异等因素影响, 随着新型电力系统建设加快推进, 火电盈利将产生分化, 具备低成本优势, 以及分布在新能源装机占比较少/新能源消纳情况好/利用小时数高区域(电力供需偏紧区域)的火电机组将盈利水平更加稳定, 现金流水平更好。

图5: 火电收入、成本测算公式及主要影响因素



资料来源: 国信证券经济研究所整理

◆ 容量电价机制落地, 容量电价补偿未来将进一步提升。

煤电容量电价机制自2024年实施以来, 整体落地执行效果较好, 从各地2024年以来煤电容量电价政策执行情况来看, 多数地区2024年煤电容量电价在2分/KWh左右, 湖南、河南、吉林、重庆、河北、广西、陕西、湖北、安徽、江西等省份的度电容量电价水平相对较高, 2024年1-11月的平均容量电价超过2分/KWh。

未来煤电容量电价有望进一步提升，促进煤电盈利趋稳。根据国家发改委、国家能源局发布的《关于建立煤电容量电价机制的通知》，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%。未来随着煤电容量电价补偿标准增加，度电收益水平将进一步增加，有助于促进火电盈利维持稳定。

图6：2024 年以来各地电网煤电容量电价情况（元/KWh）

地区	2024年1月	2024年2月	2024年3月	2024年4月	2024年5月	2024年6月	2024年7月	2024年8月	2024年9月	2024年10月	2024年11月
北京	0.0096	0.0138	0.0190	0.0243	0.0159	0.0140	0.0152	0.0173	0.0199	0.0199	0.0170
天津	0.0123	0.0172	0.0206	0.0241	0.0196	0.0186	0.0179	0.0165	0.0178	0.0189	0.0178
河北	0.0195	0.0271	0.0209	0.0257	0.0255	0.0207	0.0245	0.0279	0.0190	0.0253	0.0229
冀北	0.0147	0.0221	0.0152	0.0159	0.0193	0.0181	0.0165	0.0183	0.0184	0.0182	0.0176
山东	0.0190	0.0225	0.0162	0.0216	0.0215	0.0198	0.0175	0.0167	0.0182	0.0178	0.0192
江苏	0.0158	0.0225	0.0163	0.0176	0.0172	0.0158	0.0137	0.0142	0.0145	0.0165	0.0167
浙江	0.0140	0.0255	0.0139	0.0146	0.0142	0.0133	0.0118	0.0121	0.0129	0.0142	0.0132
安徽	0.0210	0.0206	0.0186	0.0269	0.0242	0.0155	0.0196	0.0149	0.0274	0.0205	0.0214
山西	0.0143	0.0153	0.0156	0.0233	0.0196	0.0131	0.0182	0.0183	0.0204	0.0176	0.0155
河南	0.0368	0.0373	0.0431	0.0333	0.0260	0.0362	0.0420	0.0418	0.0364	0.0290	0.0296
上海	0.0142	0.0173	0.0154	0.0041	0.0148	0.0139	0.0116	0.0116	0.0120	0.0137	0.0143
重庆	0.0286	0.0347	0.0304	0.0341	0.0303	0.0278	0.0223	0.0239	0.0268	0.0295	0.0264
四川	0.0075	0.0090	0.0077	0.0078	0.0072	0.0070	0.0064	0.0065	0.0068	0.0070	0.0074
黑龙江	0.0160	0.0160	0.0160	0.0160	0.0160	0.0160	0.0160	0.0160	0.0160	0.0160	0.0160
吉林	0.0218	0.0325	0.0271	0.0226	0.0369	0.0418	0.0248	0.0187	0.0338	0.0394	0.0265
辽宁	0.0114	0.0035	0.0098	0.0129	0.0326	0.0191	0.0131	0.0120	0.0029	0.0020	0.0104
蒙东	0.0117	0.0123	0.0116	0.0143	0.0223	0.0205	0.0181	0.0211	0.0207	0.0231	0.0206
蒙西	0.0139	0.0137	0.0123	0.0137	0.0130	0.0156	0.0156	0.0110	0.0115	0.0161	0.0155
江西	0.0161	0.0188	0.0204	0.0239	0.0218	0.0200	0.0198	0.0216	0.0205	0.0286	0.0183
湖北	0.0180	0.0254	0.0187	0.0205	0.0198	0.0180	0.0158	0.0160	0.0391	0.0210	0.0189
湖南	0.0371	0.0486	0.0363	0.0425	0.0430	0.0373	0.0316	0.0324	0.0366	0.0411	0.0373
青海	0.0047	0.0046	0.0045	0.0050	0.0048	0.0050	0.0054	0.0054	0.0057	0.0055	0.0052
宁夏	0.0124	0.0137	0.0132	0.0166	0.0176	0.0163	0.0157	0.0154	0.0168	0.0177	0.0160
陕西	0.0197	0.0216	0.0191	0.0253	0.0272	0.0224	0.0179	0.0224	0.0286	0.0233	0.0170
甘肃	0.0123	0.0134	0.0118	0.0135	0.0133	0.0143	0.0131	0.0126	0.0127	0.0132	0.0142
新疆	0.0151	0.0173	0.0149	0.0148	0.0159	0.0161	0.0152	0.0151	0.0164	0.0171	0.0145
广东				0.0187	0.0167	0.0140	0.0160	0.0145	0.0146	0.0167	0.0168
广西	0.0230	0.0280	0.0219	0.0245	0.0168	0.0183	0.0249	0.0212	0.0215	0.0220	0.0302
福建	0.0161	0.0212	0.0148	0.0171	0.0129	0.0130	0.0130	0.0127	0.0128	0.0151	0.0145
云南	0.0057	0.0078	0.0057								

资料来源：各地电网公司，国信证券经济研究所整理

◆ 辅助服务交易和价格机制逐步完善，促进火电转型发展

2021 年 12 月，国家能源局印发《电力辅助服务管理办法》，扩大辅助服务提供主体范围，规范辅助服务分类和品种，新增转动惯量、爬坡、稳定切机、稳定切负荷等辅助服务品种，进一步完善辅助服务考核补偿与分摊机制，明确跨省跨区发电机组参与辅助服务的责任义务、参与方式和补偿分摊原则，建立用户参与的分担共享机制；健全市场形成价格新机制，在以调峰辅助服务市场化交易为主的基础上，持续推动调频、备用、转动惯量、爬坡等品种以市场竞争方式确定辅助服务提供主体，形成交易价格，降低系统辅助服务成本。

2024 年 2 月，国家发改委、国家能源局发布《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》，主要内容包括优化调峰辅助服务交易和价格机制、健全调频辅助服务交易和价格机制、完善备用辅助服务交易和价格机制以及规范辅助服务价

格传导等，优化调峰、调频、备用等辅助服务的交易和价格机制，并明确辅助服务价格传导机制，促进电力经营主体提供新型电力系统需要的辅助服务和规范辅助服务交易和价格行为，保障电力系统安全稳定运行和促进新能源消纳水平提升。

2024年10月，国家能源局印发《电力辅助服务市场基本规则（征求意见稿）》，提出科学确定辅助服务市场需求，合理设置辅助服务市场交易品种，按照“谁提供、谁获利、谁受益、谁承担”原则，优化各类辅助服务价格形成机制，健全辅助服务费用传导机制，明确辅助服务的市场成员、辅助服务品种、辅助服务市场交易、费用产生及补偿、传导机制。

表1：《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》主要内容梳理

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

资料来源：国家发改委，国信证券经济研究所整理

地区电力辅助服务实施细则逐步出台，实现《电力辅助服务管理办法》、《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》等政策有效落地。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。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，该比例随着新能源大规模接入还将不断增加，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。

表2：部分省份电力辅助服务管理实施细则内容

地区	政策文件	发布时间	相关内容
江苏	《江苏电力辅助服务管理实施细则》	2022年8月	有偿辅助服务： 自动发电控制（AGC）、有偿调峰、旋转备用、热备用、有偿无功调节、转动惯量、爬坡、黑启动等。 有偿调峰服务补偿： 常规燃煤发电机组按电力调度指令要求在72小时内完成启停机（炉）进行调峰的，按1000元/MW的标准进行补偿。 自动电压控制服务补偿： 0.1元/MWh。 旋转备用/热备用服务补偿： 10元/MWh。 转动惯量辅助服务补偿： 0.1元/MWh。 爬坡辅助服务补偿： 1000元/MW。
山东	《山东省电力辅助服务管理实施细则》	2023年7月	有偿辅助服务：自动发电控制（AGC）、有偿调峰、有偿无功调节、自动电压控制（AVC）、黑启动，以及风电场、光伏电站或独立新型储能电站提供的转动惯量、快速调压等。 AGC、有偿调峰的补偿按电力辅助服务市场交易结果执行。
四川	《四川省电力辅助服务管理实施细则》	2024年3月	有偿辅助服务： 有偿一次调频、二次调频、有偿调峰、旋转备用、有偿无功调节、转动惯量、爬坡等。 自动发电控制（AGC）/自动功率控制（APC）服务补偿： 6元/MW； 有偿一次调频： 小扰动补偿200元/MWh，大扰动补偿1000元/MWh，模拟扰动补偿450元/MWh；

《湖南电力辅助服务管理实施细则》
 湖南 2024 年 9 月

深度调峰电量补偿价格：45%≤负荷率<50%，250 元/MWh；40%≤负荷率<45%，400 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。
旋转备用补偿：燃煤机组 15 元/MWh，水电机组 10 元/MWh。
有偿辅助服务：有偿一次调频、二次调频、有偿调峰、旋转备用、有偿无功调节、自动电压控制（AVC）、黑启动、转动惯量、爬坡、稳定切机、稳定切负荷等。
自动发电控制（AGC）/自动功率控制（APC）服务补偿：6 元/MW；
有偿一次调频：小扰动补偿 200 元/MWh，大扰动补偿 1000 元/MWh，模拟扰动补偿 450 元/MWh；
深度调峰电量补偿价格：45%≤负荷率<50%，150 元/MWh；40%≤负荷率<45%，200 元/MWh；35%≤负荷率<40%，300 元/MWh；30%≤负荷率<35%，350 元/MWh；负荷率<30%，400 元/MWh。
旋转备用补偿：燃煤机组 15 元/MWh，水电机组 10 元/MWh。

资料来源：各省能源监管局官网，国信证券经济研究所整理

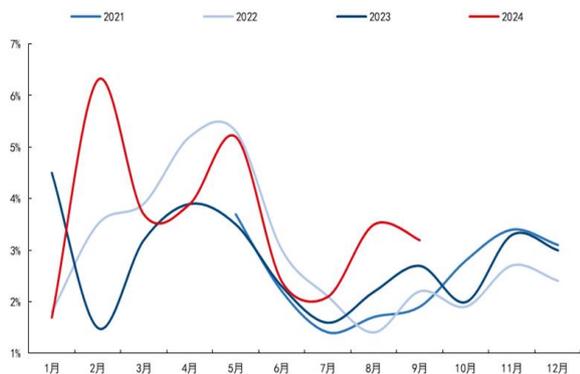
新能源发电：市场化交易推进，消纳有望改善

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。2024 年以来，新能源发电利用率水平呈现下降趋势，市场化交易电价亦有所下行，新能源电量不确定和电价不稳定问题有所加剧。

新能源发电参与市场交易大势所趋，2022 年 1 月国家发改委、国家能源局发布《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，明确提出到 2030 年，新能源全面参与市场交易。当前，新能源市场化交易电量占比持续增加，2023 年新能源市场化交易电量 6845 亿 KWh，占新能源发电量的比例为 47.3%，同比增加 8.9pct。从各省电力市场交易机制来看，西部地区部分省份新能源参与市场化交易且执行峰谷电价机制，对新能源参与市场化交易提出电量比例要求，参与市场交易的电量比例较高；在光伏发电出力较大的时段，多为谷电时段，电价下浮幅度较大。整体而言，未来随着新能源参与市场化交易的比例不断提升，预计部分地区新能源发电项目的上网电价或将继续下降。

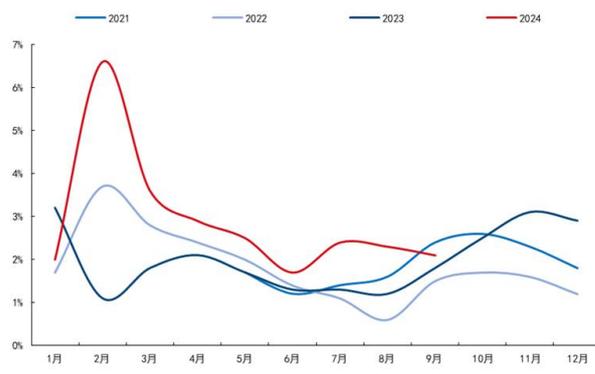
电价分化，风电电价较为稳定，光伏电价呈下降趋势。从上市的新能源发电相关公司 2019-2023 年风电平均上网电价走势来看，风电上网电价较为平稳，主要原因在于风电项目出力时点较为均匀，电价受市场化交易的影响相对较小，市场化交易对风电项目收益率的影响相对较小；从各公司 2019-2023 年光伏平均上网电价走势来看，光伏上网电价整体呈现下降趋势，2022 年后平均上网电价大幅下降，主要原因在于平价项目装机容量增加，以及光伏出力时点较为集中，光伏出力较大的时点多处于电价谷/平价时段，或电力供需相对宽松使得市场化交易电价偏低，因而使得光伏项目上网电价下降。

图7：2021年以来国内弃风率情况



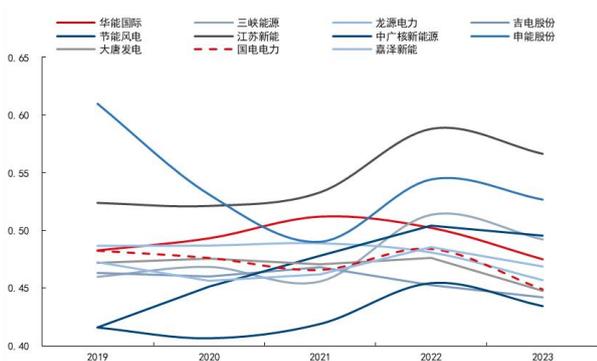
资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，国信证券经济研究所整理

图8：2021年以来国内弃光率情况



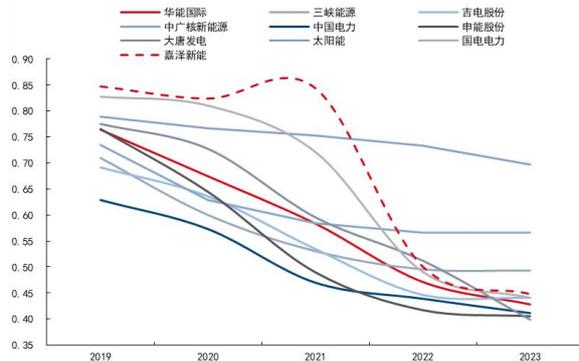
资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，国信证券经济研究所整理

图9：2019-2023年各公司风电上网电价（元/KWh，不含税）



资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理

图10：2019-2023年各公司光伏上网电价（元/KWh，不含税）



资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理

表3：西部地区部分省份新能源市场化交易政策政策梳理

地区	政策文件	具体内容
宁夏	《宁夏回族自治区发展改革委关于做好2024年电力中长期交易有关事项的通知》	促进新能源区内高效消纳。进一步优化交易时段，增加尖峰、深谷时段， 实现分时段组织、分时段计量、分时段结算，以时段交易价格引导用户主动削峰填谷。 为引导市场主体形成合理分时段交易价格，根据《自治区发展改革委关于进一步完善峰谷分时电价机制的通知》（宁发改价格〔管理〕〔2021〕602号），结合宁夏电网电力时段性供需情况，将24小时时段归为峰（含尖峰）、平、谷（含深谷）三类，具体为：峰时段：7:00-9:00，17:00-23:00；谷时段：9:00-17:00；平时段：0:00-7:00，23:00-0:00。 新能源暂按照不低于上年上网电量的40%（新并网场站参考同地区、同类型场站上网电量）参与年度交易。 年中新并网新能源机组可通过多月、月度及旬交易完成40%电量比例要求。 新能源价格浮动比例提升至30%，即用户与新能源平段交易申报价格不超过基准电价，峰段交易申报价格不低于平段价格的130%，谷段交易申报价格不超过平段价格的70%。
甘肃	甘肃省发改委 工信厅 国家能源局 甘肃监管办公室 《甘肃省2024年省内电力中长期年度交易组织方案》	为保障我省非水可再生能源电力消纳责任权重指标完成，2024年年度交易各电力用户与新能源发电企业成交电量占比不得低于其总需求电量的23.2%。 交易出清：集中竞价交易： 按24个电量时段分别进行边际出清计算，形成对应的边际价格和出清电量，根据峰、平、谷三个时段对应的各时段边际电价的加权平均价作为峰、平、谷各时段的出清电价形成最终无约束交易结果，经调度安全校核后形成有约束交易结果。 新能源发电交易价格机制：依据《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、《国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知》（发改价格〔2021〕1093号）要求， 新能源企业峰、谷、平各段交易基准价格为燃煤基准价格乘以峰谷分时系数（峰段系数=1.5，平段系数=1，谷段系数=0.5），各段交易价格不超过交易基准价。 电力用户与新能源企业交易时均执行国家明确的新能源发电价格形成机制。时段划分：电采暖用户：依据《甘肃省发展和改革委员会关于进一步完善清洁能源取暖价格支持政策有关事项的通知》（甘发改价格〔2021〕488号）明确的取暖用电峰谷时段执行：其中峰段为7:00至9:00、18:00至24:00；平段为0:00至1:00、5:00至7:00、9:00至11:00、17:00至18:00；谷段为1:00-5:00、11:00-17:00。执行峰谷分时电价机制的其他用户：依据《甘肃省发展和改革委员会关于进一步完善我省分时电价机制的通知》（甘发改价格〔2021〕721号）明确的工商业用户峰谷时段执行：其中峰段为7:00至9:00、17:00至23:00；平段为23:00至24:00、0:00-7:00；谷段为9:00-17:00。
青海	青海省能源局《关于开展2024年电力市场交易有关事项的通知》	年度市场交易合同签订电量达到市场化总量的75%，新能源年度交易电量规模80%， 多月、月度及月内交易合同电量占25%。做好分时交易机制与峰谷分时电价政策衔接， 中长期分时段交易光伏发电峰、谷电价在平电价的基础上分别上浮不低于63%、下浮不低于20%形成（储能电站充电、绿电制氢等能量转换对应交易电量下浮不低于65%）；其他电源峰、谷电价在平电价的基础上分别上浮不低于63%、下浮不低于65%形成。 分时段交易划分为峰、平、谷时段，其中峰时段为8:00-9:00、19:00-23:00（5个小时），低谷时

段为 11:00-16:00 (5 个小时), 其余时段为平时段。

新疆	新疆发改委《新疆维吾尔自治区 2024 年电力中长期交易实施方案》	<p>购售双方先申报平时段电价。峰时段报价下限为平时段价格×(1+P 峰), 谷时段报价上限为平时段价格×(1-P 谷), 尖峰时段报价下限为平时段价格×(1+P 尖), 深谷时段报价上限为平时段价格×(1-P 深谷)。高峰时段 8 小时: 8:00-11:00, 19:00-24:00; 平时段 8 小时: 11:00-13:00, 17:00-19:00, 0:00-4:00; 低谷时段 8 小时: 4:00-8:00, 13:00-17:00。</p> <p>发电企业: 符合电力市场入市条件的蒙西电网现役燃煤机组、风电(暂不含分散式风电)及光伏发电(暂不含分布式光伏和扶贫光伏)项目, 可按要求直接参与市场。</p> <p>新能源交易: 新能源交易按照年度、月度、月内等周期组织, 执行峰平谷分时段价格,按照享受可再生能源补贴风电、享受可再生能源补贴光伏、不享受可再生能源补贴风电、不享受可再生能源补贴光伏分别组织开展。享受可再生能源补贴风电、享受可再生能源补贴光伏仅组织单边竞价交易, 由用户侧报量报价、发电侧报量接受价格, 交易申报价格暂不得低于 2023 年享受可再生能源补贴风电、享受可再生能源补贴光伏项目区内平均成交价格, 后期可根据交易组织情况适当调整。不享受可再生能源补贴风电、不享受可再生能源补贴光伏优先开展双边协商交易, 协商交易结束后, 未成交以及未参与协商交易电量可以参加挂牌交易, 挂牌交易价格在蒙西地区燃煤发电基准价的基础上上浮不超过 10%。自治区明确支持的战略性新兴产业电力用户在新能源竞价交易中优先成交。</p>
内蒙古	内蒙古自治区能源局《关于做好 2024 年内蒙古电力多双边交易市场中长期交易有关事宜的通知》	

资料来源: 国家发改委, 国信证券经济研究所整理

政策推动新能源消纳水平提升。2024 年以来, 国家陆续出台支持新能源发展及促进新能源消纳的相关政策, 明确非化石能源消费目标, 推动钢铁、有色、石化、化工、建材、造纸等行业绿色低碳转型, 推动可再生能源配套基础设施建设和绿色能源消费, 加快推动输电通道建设和配电网改造升级, 引导产业转移实现新能源就地消纳, 促进新能源消纳水平提升。

国家政策推动非化石能源消费量提升。国务院发布的《2024-2025 年节能降碳行动方案》提出, 2024 年, 非化石能源消费占比达到 18.9%左右; 2025 年, 非化石能源消费占比达到 20%左右; 中共中央、国务院发布的《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》提出, 到 2030 年, 非化石能源消费比重提高到 25%左右; 国家发改委、国家能源局等六部门联合发布的《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》提出, 到 2025 年全国可再生能源消费量达到 11 亿吨标煤以上, 2030 年全国可再生能源消费量达到 15 亿吨标煤以上。

表 4: 2024 年以来国家支持新能源发展的政策梳理

时间	发布部门	政策文件	具体内容
2024 年 5 月 29 日	国务院	《2024-2025 年节能降碳行动方案》	<p>总体要求: 2024 年, 非化石能源消费占比达到 18.9%左右; 2025 年, 非化石能源消费占比达到 20%左右。</p> <p>重点任务: 化石能源消费减量替代行动, 非化石能源消费提升行动, 钢铁、石化化工、有色金属、建材、建筑、交通运输行业节能降碳行动, 公共机构节能降碳行动, 用能产品设备节能降碳行动。非化石能源消费提升行动</p> <p>加大非化石能源开发力度。加快建设以沙漠、戈壁、荒漠为重点的大型风电光伏基地。合理有序开发海上风电, 促进海洋能规模化开发利用, 推动分布式新能源开发利用。到 2025 年底, 全国非化石能源发电量占比达到 39%左右。</p> <p>提升可再生能源消纳能力。加快建设大型风电光伏基地外送通道, 提升跨省跨区输电能力。加快配电网改造, 提升分布式新能源承载力。积极发展抽水蓄能、新型储能。到 2025 年底, 全国抽水蓄能、新型储能装机分别超过 6200 万千瓦、4000 万千瓦。大力促进非化石能源消费。科学合理确定新能源发展规模, 在保证经济性前提下, 资源条件较好地区的新能源利用率可降低至 90%。“十四五”前三年节能降碳指标进度滞后地区要实行新上项目非化石能源消费承诺, “十四五”后两年新上高耗能项目的非化石能源消费比例不得低于 20%, 鼓励地方结合实际提高比例要求。</p> <p>加强可再生能源绿色电力证书交易与节能降碳政策衔接, 2024 年底实现绿证核发全覆盖。完善价格政策。落实煤电容量电价, 深化新能源上网电价市场化改革。</p> <p>大规模高比例新能源外送攻坚行动。提高在输电通道新能源电量占比。适应新能源快速发展需要, 通过有序安排各类电源投产, 同步加强送受端网架, 提升送端功率调节能力, 有效提高在输电通道新能源电量占比。</p>
2024 年 7 月 25 日	国家发改委、国家能源局、国家数据局	《加快构建新型电力系统行动方案(2024-2027 年)》	<p>新能源系统友好性能提升行动。打造一批系统友好型新能源电站。整合源储资源、优化调度机制、完善市场规则, 提升典型场景下风电、光伏电站的系统友好性能。改造升级一批已配置新型储能但未有效利用的新能源电站, 建设一批提升电力供应保障能力的系统友好型新能源电站, 提高可靠出力水平, 新能源置信出力提升至 10%以上。实施一批算力与电力协同项目。统筹数据中心发展需求和新能源资源禀赋, 科学整合源荷储资源, 开展算力、电力基础设施协同规划布局。探索新能源就近供电、聚合交易、就地消纳的“绿电聚合供应”模式。整合调节资源, 提升算力与电力协同运行水平, 提高数据中心绿电占比, 降低电网保障容量需求。探索光热发电与风电、光伏发电联营的绿电稳定供应模式。</p>
2024 年 8 月 2 日	国家能源局	《配电网高质量发展行动实施方案(2024-2027 年)》	<p>紧密围绕新型电力系统建设要求, 加快推动一批配电网建设改造任务, 补齐配电网安全可靠供电和应对极端灾害能力短板, 提升配电网智能化水平, 满足分布式新能源和电动汽车充电设施等大规模发展要求; 制修订一批配电网规划设计、建设运营、设备接入标准, 持续提升配电网运营效益。</p> <p>工作重点: 围绕供电能力、抗灾能力和承载能力提升, 结合各地实际, 重点推进“四个一批”建设改造任务。</p> <p>加快产业结构绿色低碳转型。大力推动钢铁、有色、石化、化工、建材、造纸、印染等行业绿色低碳转型, 推广节能低碳和清洁生产技术装备, 推进工艺流程更新升级。</p> <p>大力发展非化石能源。加快西北风电光伏、西南水电、海上风电、沿海核电等清洁能源基地建设, 积极发展分布式光伏、分散式风电。到 2030 年, 非化石能源消费比重提高到 25%左右。</p>
2024 年 8 月 11 日	中共中央、国务院	《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》	<p>加快构建新型电力系统。加强清洁能源基地、调节性资源和输电通道在规模能力、空间布局、建设节奏等方面的衔接协同, 鼓励在气源可落实、气价可承受地区布局天然气调峰电站, 科学布局抽水蓄能、新型储能、光热发电。建设智能电网, 加快微电网、虚拟电厂、源网荷储一体化项目建设。加强电力需求侧管理。到 2030 年, 抽水蓄能装机容量超过 1.2 亿千瓦。</p> <p>深化电力价格改革, 完善鼓励灵活性电源参与系统调节的价格机制, 实行煤电容量电价机制, 健全阶梯电价制度和分时电价政策, 完善高耗能行业阶梯电价制度。</p> <p>健全绿色转型市场化机制。完善绿色电力证书交易制度, 加强绿电、绿证、碳交易等市场化机制的政策协同。</p>
2024 年 10 月 18 日	国家发改委、国家能源局等六部门	《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》	<p>2025 年全国可再生能源消费量达到 11 亿吨标煤以上, 2030 年全国可再生能源消费量达到 15 亿吨标煤以上。</p> <p>全面提升可再生能源供给能力。加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设, 推动海上风电集群化开发。科学有序推进大型水电基地建设, 统筹推进水风光综合开发。就近开发分布式可再生能源。</p> <p>加快可再生能源配套基础设施建设。加强可再生能源和电力发展规划的衔接, 推动网源协调发展。推动电网主干网架提质升级,</p>

加强跨省跨区输电通道建设，优化调度控制，优先调度可再生能源电力。持续优化配电网架结构，加快配电网一、二次融合和智能化升级，优化配电网调度机制，提升配电网灵活性和承载力，支撑分布式可再生能源快速发展。加强热力、燃气管网及氢能供应网络等基础设施建设和升级改造，强化管网互联互通，就近接纳更多非电可再生能源。

深入挖掘需求侧资源调控潜力。积极拓宽需求响应主体范围，加快构建需求响应资源库。鼓励具备充放电能力的需求响应主体参与电力市场。

协同推进工业用能绿色低碳转型。科学引导工业向可再生能源富集、资源环境可承载地区有序转移，强化钢铁、有色、石化化工、建材、纺织、造纸等行业与可再生能源耦合发展。

完善绿色能源消费机制。全面落实非化石能源不纳入能源消耗总量和强度控制要求，使用绿证作为可再生能源电力消费核算的基础凭证，加强绿证与节能降碳政策的有效衔接。完善可再生能源电力消纳责任权重机制，将消纳责任落实到重点用能单位，加强高耗能企业使用绿色电力的刚性约束。加快建立基于绿证的绿色电力消费认证机制。推进绿证绿电与全国碳市场衔接。

健全市场机制和价格机制。深化新能源上网电价市场化改革，建立和完善适应可再生能源特性的电力中长期、现货和辅助服务市场交易机制，支持可再生能源发电项目与各类用户开展直接交易及与用户签订多年购售电协议。推动具备提供辅助服务能力的可再生能源发电或综合利用系统公平参与辅助服务市场。建立健全可再生能源供热、生物天然气、清洁低碳氢的市场机制。建立健全储能价格机制。对实行两部制电价集中式充电设施用电在规定的期限内免收需量（容量）电费。

资料来源：中国政府网，国家发改委，国家能源局，国信证券经济研究所整理

非水可再生能源消纳责任权重提升，新增电解铝行业绿电消费比例。2024年8月2日，国家发改委办公厅、国家能源局综合司发布《关于2024年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》，明确了2024年和2025年各省（自治区、直辖市）的可再生能源电力消纳责任权重，并首次新设电解铝行业绿色电力消费比例目标，要求各省按权重推动可再生能源电力建设和跨省交易，确保责任权重的完成，促进可再生能源高质量发展和碳达峰碳中和目标的实现。2024年“非水可再生能源”消纳权重最大的省（区）集中在西北和东北地区，分别为青海、宁夏、吉林、黑龙江，均为30%。2024年各省（区、市）权重提升比例则有差异，黑龙江、河南、海南较去年提高7个百分点及以上；吉林、湖南、甘肃较去年提高了6个百分点及以上。自发布可再生能源消纳责任权重及有关事项的通知以来，主要关注均聚焦于各省、自治区、直辖市的可再生能源电力消纳责任权重，并未对特定行业提出绿色电力消费比例目标。在2024年的通知中，首次对电解铝行业提出了绿色电力消费比例目标，并指出电解铝行业的绿色电力消费比例完成情况以绿证核算，2024年只监测不考核。2024年各省（区、市）电解铝行业绿色电力消费比例目标中，最大的是四川、青海、云南，均为70%。

地方政府拟出台高耗能企业可再生能源强制消费机制，促进可再生能源消纳水平提升。内蒙古自治区公开征求《内蒙古自治区建立高耗能企业可再生能源电力强制消费机制的若干措施》意见，提出实施存量高耗能企业可再生能源电力强制消费机制，各盟市综合考虑本地区节能目标完成进度、项目能效水平、能耗强度水平以及存量挖潜等因素，合理确定存量高耗能企业可再生能源电力消纳责任权重目标，可参考本盟市上一年度实际完成值。2024年，由盟市确定强制消费企业名单，先行先试。2025年，实现高耗能企业全覆盖，节能进度目标滞后的盟市可自主扩大可再生能源电力强制消费覆盖行业范围和可再生能源电力消纳责任权重目标。新建高耗能项目，严格按照自治区现行项目节能审查标杆值政策，综合考虑本地区节能形势等，合理确定可再生能源电力消纳责任权重目标，并出具承诺函。用能结构以电力为主且可再生能源电力消纳责任权重达到50%的高耗能项目，在达到能耗强度要求的前提下，不需全额落实能耗指标。

表5：各省（自治区、直辖市）可再生能源电力非水电消纳责任权重

地区	2021年	2022年	2023年	2024年	2025E
北京	17.50%	18.80%	20.00%	23.80%	25.14%
天津	16.00%	17.50%	18.70%	22.20%	23.54%
河北	16.00%	17.80%	19.00%	23.70%	25.04%
山西	19.00%	20.30%	21.50%	26.50%	27.84%
山东	12.50%	14.50%	15.70%	19.50%	20.84%
内蒙古	19.50%	20.80%	22.00%	27.00%	28.34%
辽宁	13.50%	14.80%	16.00%	21.00%	22.34%
吉林	21.00%	22.30%	23.50%	30.00%	30.00%
黑龙江	20.00%	21.50%	22.70%	30.00%	30.00%
上海	4.00%	5.20%	6.00%	8.00%	9.34%
江苏	10.50%	11.80%	13.00%	16.10%	17.44%

浙江	8.50%	9.80%	11.00%	12.30%	13.64%
安徽	14.00%	15.30%	16.50%	20.30%	21.64%
福建	7.50%	8.80%	10.00%	11.50%	12.84%
江西	12.00%	13.30%	14.50%	18.00%	19.34%
河南	18.00%	19.80%	21.00%	28.00%	29.34%
湖北	10.00%	11.30%	12.50%	17.50%	18.84%
湖南	13.50%	14.80%	16.00%	22.50%	23.84%
重庆	4.00%	5.30%	6.50%	9.00%	10.34%
四川	6.00%	7.30%	8.00%	9.50%	10.84%
陕西	15.00%	17.30%	18.50%	20.50%	21.84%
甘肃	18.00%	20.30%	21.50%	27.50%	28.84%
青海	24.50%	26.00%	27.20%	30.00%	30.00%
宁夏	22.00%	23.30%	24.50%	30.00%	30.00%
新疆	12.50%	13.30%	12.80%	13.50%	14.84%
广东	5.00%	6.30%	7.50%	9.00%	10.34%
广西	10.00%	11.30%	12.50%	16.50%	17.84%
海南	8.00%	9.30%	10.50%	17.50%	18.84%
贵州	8.50%	9.80%	11.00%	16.50%	17.84%
云南	15.00%	15.00%	17.00%	18.10%	19.44%

资料来源：国家发改委，国信证券经济研究所整理

表6：各省（自治区、直辖市）电解铝行业绿色电力消费比例

地区	2024年	2025E
北京	25.30%	26.36%
天津	25.20%	25.26%
河北	25.90%	25.96%
山西	27.80%	28.86%
山东	21.00%	22.06%
内蒙古	28.00%	29.06%
辽宁	25.40%	26.46%
吉林	38.50%	39.56%
黑龙江	32.60%	33.66%
上海	31.30%	32.36%
江苏	25.20%	25.26%
浙江	24.70%	25.76%
安徽	24.30%	25.36%
福建	24.40%	25.46%
江西	32.70%	33.76%
河南	33.60%	34.66%
湖北	45.30%	46.36%
湖南	46.80%	47.86%
重庆	37.70%	38.76%
四川	70.00%	70.00%
陕西	26.20%	27.26%
甘肃	51.70%	52.76%
青海	70.00%	70.00%
宁夏	34.30%	35.36%
新疆	23.60%	24.66%
广东	29.50%	30.56%
广西	39.20%	40.26%
海南	22.80%	23.86%
贵州	37.00%	38.06%
云南	70.00%	70.00%

资料来源：国家发改委，国信证券经济研究所整理

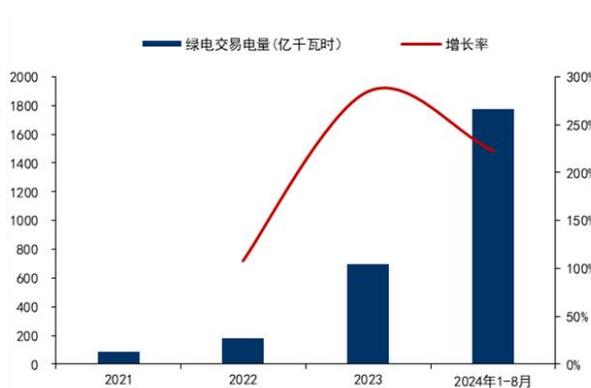
国家政策大力支持绿电、绿证交易。2023年8月，《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知》发布，此后2024年2月，国家发改委发布《加强绿色电力证书与节能降碳政策衔接大力促进非化石能源消费的通知》，首次将绿证交易纳入省级政府考核；2024年8月，国家发改委、国家

能源局印发《电力中长期交易基本规则-绿色电力交易专章》，明确绿电交易主体范围、绿电交易方式、价格机制、交易结算和偏差处理等，规范绿电交易，有效体现绿色电力的环境价值。

国家政策大力支持，绿证核发规模不断扩大，国家能源局数据显示，截至 2024 年 9 月，全国累计核发绿证 23.19 亿个，其中风电 7.93 亿个，占比 34.19%；太阳能发电 4.84 亿个，占比 20.86%；常规水电 8.85 亿个，占比 38.16%；生物质发电 1.56 亿个，占比 6.71%；其他可再生能源发电 190 万个，占比 0.08%。

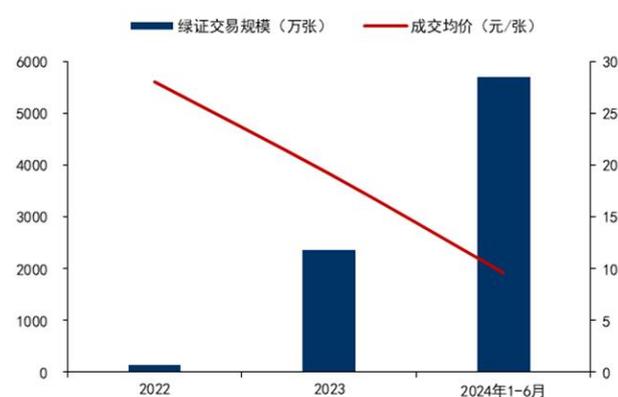
绿电、绿证交易需求释放，交易规模大幅增长。近年来，能源、钢铁、互联网等行业对于绿电的消费需求持续释放。中电联数据显示，2024 年 1-8 月，我国绿色电力交易电量达 1775 亿千瓦时，同比增长 223%，绿证交易超过 2 亿张，同比增长近 5 倍。从绿电交易价格来看，由于当前绿电交易市场供需偏紧，绿电交易较燃煤标杆电价存有溢价，体现出绿电的环境价值，有助于促进新能源发电项目的电价保持稳定，促进新能源项目的收益率维持在合理水平。

图 11：2021 年以来全国绿电交易规模情况



资料来源：国家能源局，中电联，国信证券经济研究所整理

图 12：国家电网经营区域绿证交易规模及成交均价

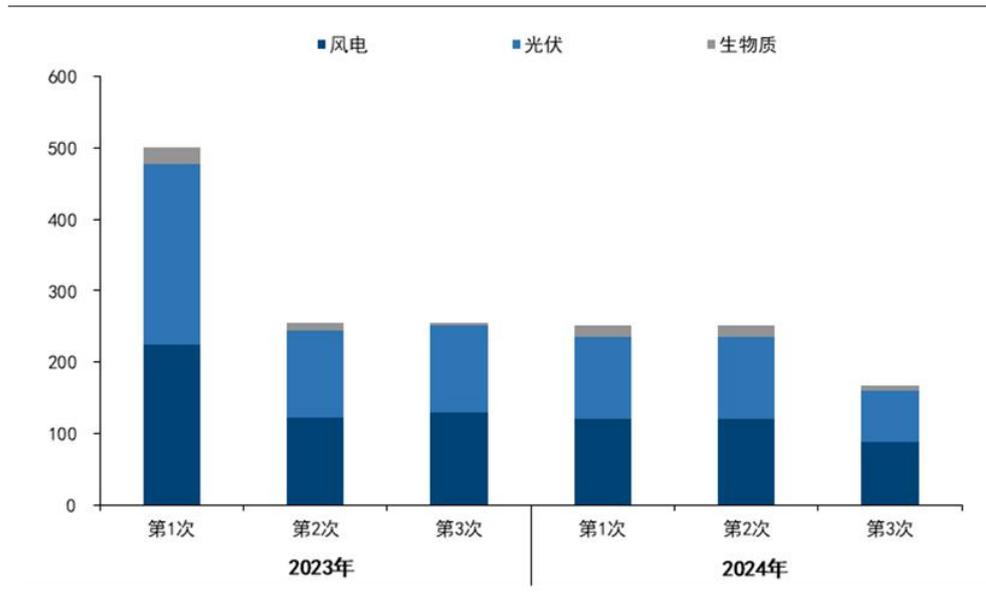


资料来源：北京电力交易中心，国信证券经济研究所整理

可再生能源补贴有望逐步发放，改善新能源发电企业财务状况。可再生能源补贴欠款存在对新能源发电企业的现金流带来一定影响，随着财政政策发力，新能源可再生能源补贴欠款或将逐步发放，而电力企业可再生能源补贴落地，现金流状况将有所改善，同时资产负债率将有所下降，财务结构改善，推动新能源项目建设落地。

从应收账款余额/市值的角度来看，在上市公司中，大唐新能源、上海电力、中国电力、金开新能、中广核新能源、太阳能、吉电股份等公司的应收账款余额/市值的数值较大，超过 60%，若未来可再生能源补贴逐步有序发放，上述企业的受益程度或相对更大。

图 13: 国家电网有限公司可再生能源电价附加补助资金转付情况 (亿元)



资料来源: 国网新能源云平台, 国信证券经济研究所整理

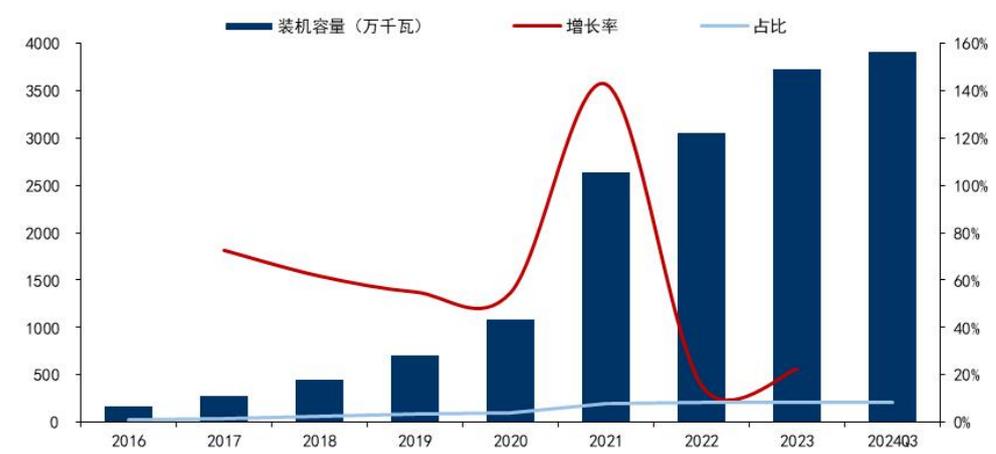
图 14: 新能源发电上市公司应收账款情况

股票代码	公司简称	市值 (亿元)	应收账款余额 (亿元)	应收账款/市值	PE TTM	PB(LF)
600905.SH	三峡能源	1,274	424.9	33.4%	18.6	1.5
001289.SZ	龙源电力	1,404	395.18	28.2%	25.0	1.9
600011.SH	华能国际	1,094	472.0	43.1%	17.4	1.9
600795.SH	国电电力	824	230.9	28.0%	9.0	1.5
601991.SH	大唐发电	531	199.8	37.6%	17.9	1.7
000875.SZ	吉电股份	195	100.9	51.8%	15.8	1.1
600021.SH	上海电力	258	248.3	96.1%	10.0	1.3
600886.SH	国投电力	1,217	161.8	13.3%	16.8	2.2
600956.SH	新天绿能	315	72.7	23.1%	14.3	1.5
600642.SH	申能股份	456	95.4	20.9%	10.8	1.3
000539.SZ	粤电力A	243	90.7	37.3%	34.0	1.0
600098.SH	广州发展	227	39.3	17.3%	13.3	0.9
000883.SZ	湖北能源	324	47.7	14.7%	13.0	0.9
600483.SH	福能股份	285	51.6	18.1%	10.3	1.2
600863.SH	内蒙华电	288	47.1	16.4%	12.6	1.7
000537.SZ	中绿电	194	64.0	33.0%	18.9	1.0
601778.SH	晶科科技	104	62.2	60.1%	48.4	0.7
601016.SH	节能风电	210	73.6	35.1%	14.0	1.2
000591.SZ	太阳能	189	127.1	67.1%	13.3	0.8
600821.SH	金开新能	111	80.1	71.9%	13.7	1.2
600032.SH	浙江新能	183	84.4	46.1%	25.6	1.5
601619.SH	嘉泽新能	80	34.7	43.4%	11.4	1.2
000862.SZ	银星能源	47	25.2	53.9%	31.4	1.1
603693.SH	江苏新能	88	31.1	35.2%	17.1	1.3
600163.SH	中闽能源	122	27.8	22.8%	17.4	1.9
001258.SZ	立新能源	70	20.0	28.4%	105.6	2.3
1798.HK	大唐新能源	150	205.0	136.8%	7.3	0.7
1811.HK	中广核新能源	103	66.8	64.9%	5.2	0.8
2380.HK	中国电力	377	318.9	84.5%	9.7	0.6
0836.HK	华润电力	1,006	355.2	35.3%	7.4	1.1

资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理 注: A股上市公司应收账款余额数据截至 2024Q3。港股上市公司应收账款余额数据截至 2024H1; 市值采用 2024-12-23 日收盘价; 港股上市公司单位为港元。

海上风电装机容量稳步增长，在风电装机中占比进一步提升。国家能源局数据显示，截至 2023 年，国内海上风电累计装机容量为 3729 万千瓦，同比增长 22.4%，占全国风电装机容量的比例为 8.45%，较 2022 年同比增加 0.11pct。2024 年以来海上风电新增装机容量 181 万千瓦，装机容量实现进一步增长。

图 15: 国内海上风电发展情况



资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

沿海省份要实现可再生能源发展目标和“双碳”目标，发展海上风电是主要路径之一。沿海主要省份均发布了海上风电发展规划，明确“十四五”期间海上风电开发、投运装机规模，促进沿海省份电力能源安全保供的同时助力减碳目标实现。在沿海省份中，江苏、福建、广东等省份“十四五”期间海上风电开发规模较大。

海上风电项目利用小时数高，消纳条件好，设备及建设成本下行，海上风电项目的盈利性较好，2024 年以来，上海、福建等地区陆续开展海上风电项目竞配，广东、海南、江苏、浙江等省份海上风电项目列入 2024 年重点项目。预计随着各省加快海上风电项目资源配置和项目建设，未来随着沿海地区海上风电项目逐步投产，预计海上风电装机容量有望保持较快增速。

表 7: 沿海省份海上风电发展规划梳理

地区	政策文件	海上风电发展规划
辽宁	《辽宁省“十四五”海洋经济发展规划》	到 2025 年，力争海上风电累计并网装机容量达到 405 万千瓦 。
天津	《天津市可再生能源发展“十四五”规划》	按照“试点先行、以点带面”的原则，结合生态文明建设要求，统筹考虑开发强度和资源环境承载能力，科学稳妥推进海上风电开发。结合海洋功能区划、沿岸经济建设及产业布局等，优先发展离岸距离不少于 10 公里、滩涂宽度超过 10 公里时海域水深不少于 10 米的海域，加快推进远海 90 万千瓦海上风电项目前期工作。
河北	《河北省“十四五”海上风电规划》	省管海上风电 180 万千瓦 （秦皇岛 50 万千瓦，唐山 130 万千瓦），国管海上风电 550 万千瓦 。2025 年前省管海域并网 60 万千瓦，国管海域并网 100 万千瓦。
山东	《山东省能源发展“十四五”规划》	以海上风电为主战场，积极推进风电开发。加快发展海上风电。按照统一规划、分步实施的总体思路，坚持能建尽建原则，以渤中、半岛南、半岛北三大片区为重点，充分利用海上风电资源， 打造千万千瓦级海上风电基地 。推进海上风电与海洋牧场融合发展试点示范，加快启动平价海上风电项目建设，推动海上风电规模化发展。科学布局陆上风电。适度有序推进陆上风电开发建设，重点打造鲁北盐碱滩涂地千万千瓦级风光储输一体化基地。到 2025 年，风电装机规模达到 2500 万千瓦。
江苏	《江苏省“十四五”可再生能源发展专项规划》	优化风电发展结构，重点发展海上风电，实现风能资源的科学开发和有效利用。建立海上风电资源竞争性配置工作机制，加大省级统筹资源力度。加快完成灌云、滨海、射阳、大丰、如东、启东等地存量海上风电项目建设，形成近海千万千瓦级海上风电基地。到 2025 年，全省风电装机达到 2800 万千瓦以上，其中海上风电装机达到 1500 万千瓦以上 。
上海	《上海市能源发展“十四五”规划》	近海风电重点推进奉贤、南汇和金山三大海域风电开发，探索实施深远海域和陆上分散式风电示范试点，力争新增规模 180 万千瓦 。
浙江	《浙江省能源发展“十四五”规划》	“十四五”期间，全省新增海上风电、光伏装机翻一番，增量确保达到 1700 万千瓦力争达到 2000 万千瓦。海上风电：新增装机 455 万千瓦以上 ，力争达到 500 万千瓦。在宁波、温州、舟山、台州等海域，打造 3 个以上百万千瓦级海上风电基地。
福建	《福建省“十四五”能源发展专项规划》	2025 年全省电力规划装机达 8500 万千瓦，其中：火电 3917 万千瓦（含气电 391 万千瓦），新增 664 万千瓦左右；水电 1200 万千瓦，略减；核电 1403 万千瓦，占 16.5%，新增 417 万千瓦；抽水蓄能 500 万千瓦，新增 380 万千瓦；风电 900 万千瓦，新增 410 万千瓦；光伏 500 万千瓦，新增

广东	《广东省能源发展“十四五”规划》	300万千瓦。海上风电发展方面，“十四五”期间有序择优推进《福建省海上风电场工程规划》内省管海域海上风电项目建设，新增开发规模 1030万千瓦 ；稳妥推进国管海域深远海海上风电项目，加强建设条件评估和深远海大容量风电机组、远距离柔性直流输电、海上风电融合发展技术论证，示范化开发 480万千瓦 。 到2025年，广东省非化石能源消费比重达到32%，非化石能源电力装机比重达49%，“十四五”期间，广东省将大力发展海上风电，新增海上风电装机容量 1700万千瓦 ，同时适度发展陆上风电和积极发展光伏发电和天然气发电，分别新增陆上风电、光伏发电、天然气发电装机容量300、2000、3600万千瓦。
广西	《广西能源发展“十四五”规划》	到2025年，发电装机总规模达到9400万千瓦以上，“十四五”期间，全区新增陆上风电不低于1500万千瓦，新增光伏并网装机规模不低于1300万千瓦，全区核准开工海上风电装机750万千瓦，其中力争新增并网装机 300万千瓦 。
海南	《海南省海上风电场工程规划（修编）》	海南省海上风电场址由11个增加至18个，场址编号为GZ1~GZ18，规划面积约3543km ² ，规模为 2490万千瓦 ，场址平均水深位于8m~100m之间，离岸距离位于10km~106km之间，涉及临高、儋州、昌江、东方、乐东和万宁共6个市县。

资料来源：各省发改委，国信证券经济研究所整理

对海上风电项目收益进行测算，测算假设条件如下：

1) 项目装机容量100万千瓦，利用小时数为3500小时；2) 厂用电率3%；3) 折旧年限为25年，期末残值假设为0；4) 管理费用率假设为5%；5) 项目投资的资本金比例为20%，剩余为银行贷款，假设贷款利率为3%；6) 所得税率为15%。

综合以上假设条件，测算得出：当海上风电全投资成本为10000元/KW、上网电价在0.30-0.40元/KWh(含税)区间内时，海上风电单位GW装机净利润在1.24-3.66亿元区间内，度电净利润在0.035-0.105元/KWh区间内；当海上风电上网电价为0.37元/KWh(含税)、海上风电全投资成本在9000-12000区间内时，海上风电单位GW装机净利润在3.54-1.73亿元区间内，度电净利润在0.101-0.049元/KWh区间内。

表8：不同电价、成本下海上风电单位GW装机净利润测算（亿元）

		全投资成本（元/KW）						
		9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000
上网电价（元/KWh，含税）	0.30	1.84	1.54	1.24	0.94	0.63	0.33	0.03
	0.32	2.33	2.03	1.72	1.42	1.12	0.82	0.52
	0.34	2.81	2.51	2.21	1.91	1.60	1.30	1.00
	0.36	3.30	3.00	2.69	2.39	2.09	1.79	1.49
	0.37	3.54	3.24	2.94	2.63	2.33	2.03	1.73
	0.38	3.78	3.48	3.18	2.88	2.58	2.27	1.97
	0.40	4.27	3.97	3.66	3.36	3.06	2.76	2.46

资料来源：国信证券经济研究所测算

表9：不同电价、成本下海上风电度电净利润测算（元/kwh）

		全投资成本（元/KW）						
		9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000
上网电价（元/KWh，含税）	0.30	0.053	0.044	0.035	0.027	0.018	0.009	0.001
	0.32	0.066	0.058	0.049	0.041	0.032	0.023	0.015
	0.34	0.080	0.072	0.063	0.054	0.046	0.037	0.029
	0.36	0.094	0.086	0.077	0.068	0.060	0.051	0.042
	0.37	0.101	0.093	0.084	0.075	0.067	0.058	0.049
	0.38	0.108	0.099	0.091	0.082	0.074	0.065	0.056
	0.40	0.122	0.113	0.105	0.096	0.087	0.079	0.070

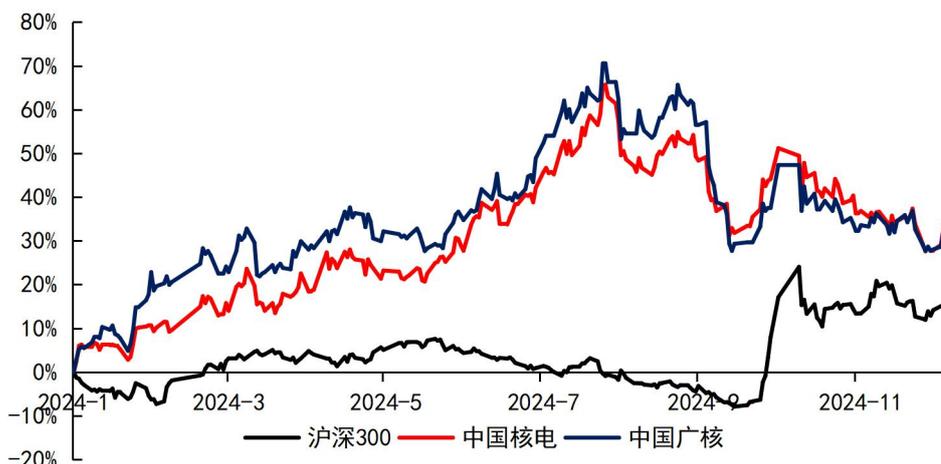
资料来源：国信证券经济研究所测算

核电：全球核电复苏势头强劲，长期发展稳步推进

板块回顾：核电板块最高跑赢大盘约 70pct，检修增加拖累业绩增速

2024 年初至今核电板块整体表现良好。截至 2024 年 12 月 4 日，今年中国核电累计上涨 33.58%，中国广核累计上涨 32.92%，分别跑赢沪深 300 指数 19.0pct 和 18.4pct，同期沪深 300 指数上涨 14.56%。

图 16：截至 2024 年 12 月 4 日中国核电、中国广核和沪深 300 年内相对涨幅走势



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理 注：数据更新至 2024 年 12 月 4 日。

2024 年年初至 12 月 4 日，核电行业公司股价表现可分为四个阶段：

年初-7 月下旬，核电行业上涨明显，相对大盘超额收益有所扩大：7 月 25 日核电年内超额收益达到最大，中国核电较年初累计上涨 65.70%，中国广核较年初上涨 70.57%，分别跑赢沪深 300 指数 66.6pct 和 71.5pct，同期沪深 300 指数下跌 0.93%。一方面，核电作为稳定、低碳的基荷电源，在电力系统中的重要性日益显著，我国政策鼓励核电发展叠加全球核电复苏势头强劲，核电成长确定性较强；另一方面，宏观经济增速有所放缓，行业性市场机会减少，核电行业具有较强的抗风险能力和成长，在市场相对震荡环境下估值水平有所提高。

7 月 26-9 月 13 日，核电行业有所回撤：此阶段中，中国核电累计下跌 20.46%，中国广核累计下跌 24.18%，同期沪深 300 指数下跌 7.06%，核电年内超额收益有所收窄。尽管 8 月 19 日国常会核准 11 台核电机组，创历史新高，但随着美联储降息预期加强，市场投资风格有所变化，叠加市场流传电价下降传闻，以及上半年核电检修增加，中国广核核电发电量增长放缓，中国核电核电发电量略有下降，市场对核电行业投资热情有所降低。

9 月 18 日-10 月 8 日，核电行业涨幅跑输大盘：此阶段中，中国核电累计上涨 13.37%，中国广核累计上涨 13.92%，同期沪深 300 指数累计上涨 34.72%。当地时间 9 月 18 日，美联储宣布将联邦基金利率目标区间下调 50 个基点，降至 4.75%-5.00%，系 2020 年 3 月以来首次降息，降息幅度超出市场预期；9 月 24 日，中国人民银行宣布下调准备金率 0.5 个百分点，25 日央行进行 MLF 操作，下调操作利率 0.3%至 2.0%；央行创设首期 3000 亿元股票回购增持专项再贷款和 5000 亿元证券、基金、保险公司互换便利，此次政策组合拳对市场产生积极影响，投资者信心有所恢复，A 股成交量明显放大，成长型投资风格占优，核电关注度降低，涨幅弱于大盘。

10月9日-12月4日，核电震荡下调：此阶段中，中国核电累计下跌15.85%，中国广核累计下跌14.41%，同期沪深300指数累计下跌9.49%。10月8日大涨后，市场热情退坡，大盘回调；中国核电、中国广核因检修增加、电量波动、电价降低和成本提高等原因，前三季度业绩增速有所放缓，叠加市场对电价下调的预期，核电跌幅大于大盘。

中国核电：电量波动及电价降低导致业绩有所下滑。2024年前三季度，公司实现营业收入569.86亿元，同比提高1.60%；归母净利润89.34亿元，同比下降4.22%；扣非归母净利润88.66亿元，同比下降3.02%。公司归母净利润同比有所下降的主要原因是市场化电价有所降低，收入增幅低于成本增幅。公司累计商运发电量1603.88亿kWh，同比增长2.70%，上网电量1511.21亿kWh，同比增长2.92%，其中核电发电量1356.38亿kWh，同比下降2.74%，上网电量1267.83亿kWh，同比下降2.79%；新能源发电量247.50亿kWh，同比增长48.19%，上网电量243.38亿kWh，同比增长48.21%。公司核电发电量有所下滑的主要原因是机组检修天数变化、福清4号机组两次检修以及海南核电受台风影响，配合电网线路检修降功率。根据10月10日公司公告，福清4号机组小修已结束并重新启动。

图17：中国核电营业收入及增速（单位：亿元）



资料来源：中国核电公告、Wind、国信证券经济研究所整理

图18：中国核电归母净利润及增速（单位：亿元）



资料来源：中国核电公告、Wind、国信证券经济研究所整理

中国广核：业绩稳健增长，增速有所放缓。2024年前三季度，公司实现营业收入622.70亿元，同比增长4.06%，归母净利润99.84亿元，同比增长2.93%，扣非后归母净利润97.38亿元，同比增长0.91%。公司运营管理的核电机组总发电量1780.69亿kWh，同比增长4.93%，上网电量1668.90亿kWh，同比增长4.97%。公司电量增长主要系防城港3号商运时间同比增加，4号机组年内投产及台山1号机组恢复并网发电所致，但大亚湾、岭东核电站因换料大修时间同比增加，发电量减少，一定程度上拖累公司电量增速。

图19：中国广核营业收入及增速（单位：亿元）



资料来源：中国广核公告、Wind、国信证券经济研究所整理

图20：中国广核归母净利润及增速（单位：亿元）

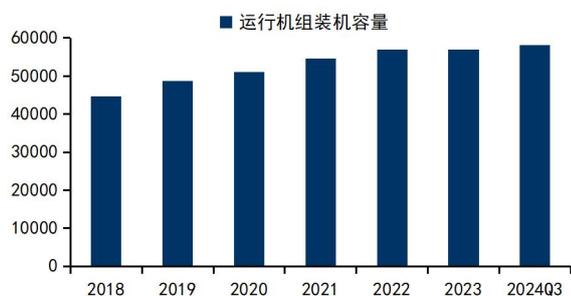


资料来源：中国广核公告、Wind、国信证券经济研究所整理

核准机组数量创历史新高，核电行业增长确定性高

我国核电行业发展全球领先，但核电发电量占比较低。截至2024年11月15日，我国商运核电机组数量达到56台，总装机5821.8万千瓦，位列全球第三，此外和一号示范工程1号机组、漳州核电1号机组预计将于年内投产；在建核电机组31台，总装机容量3770万千瓦（含和一号示范工程1号机组），保持世界第一；在建及已核准未开工机组合计46台，累计装机容量5547万千瓦。但我国核电发电量在全国发电量中的占比较低，2023年仅占4.86%，低于世界平均水平（近10%¹）。

图21：我国历年核电装机容量变化情况（MW）



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22：我国运行核电机组数量变化情况（台）

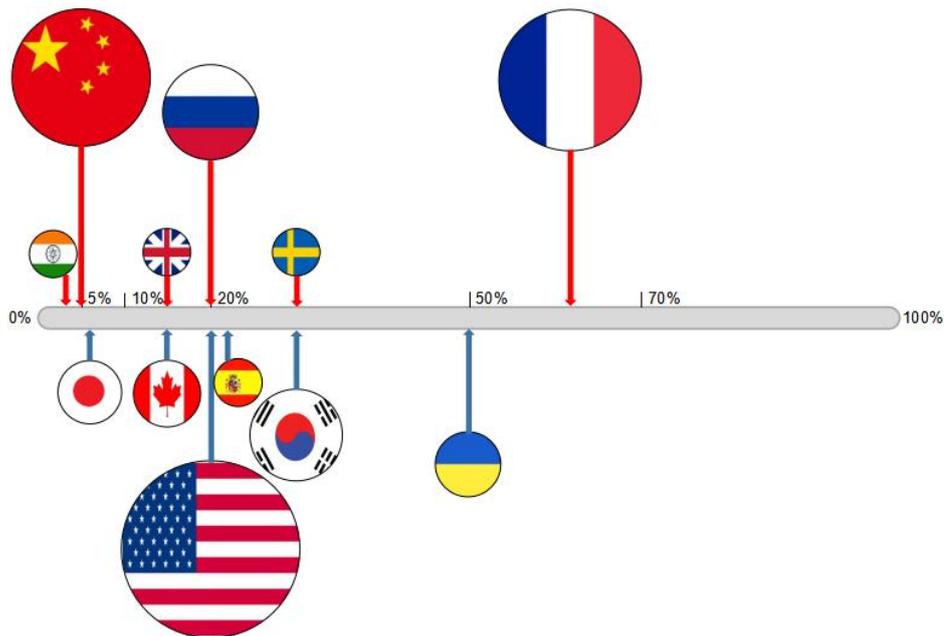


注：包括已并网但未投入商业运行的机组

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

¹ IAEA《世界核反应堆》

图 23: 各国核电装机容量及核电发电量在全国发电量中的占比



资料来源：IAEA，国信证券经济研究所整理 注：面积与装机容量成正比，位置表示核电发电量在全国发电量中的占比，最左段为 0，最右端为 100%

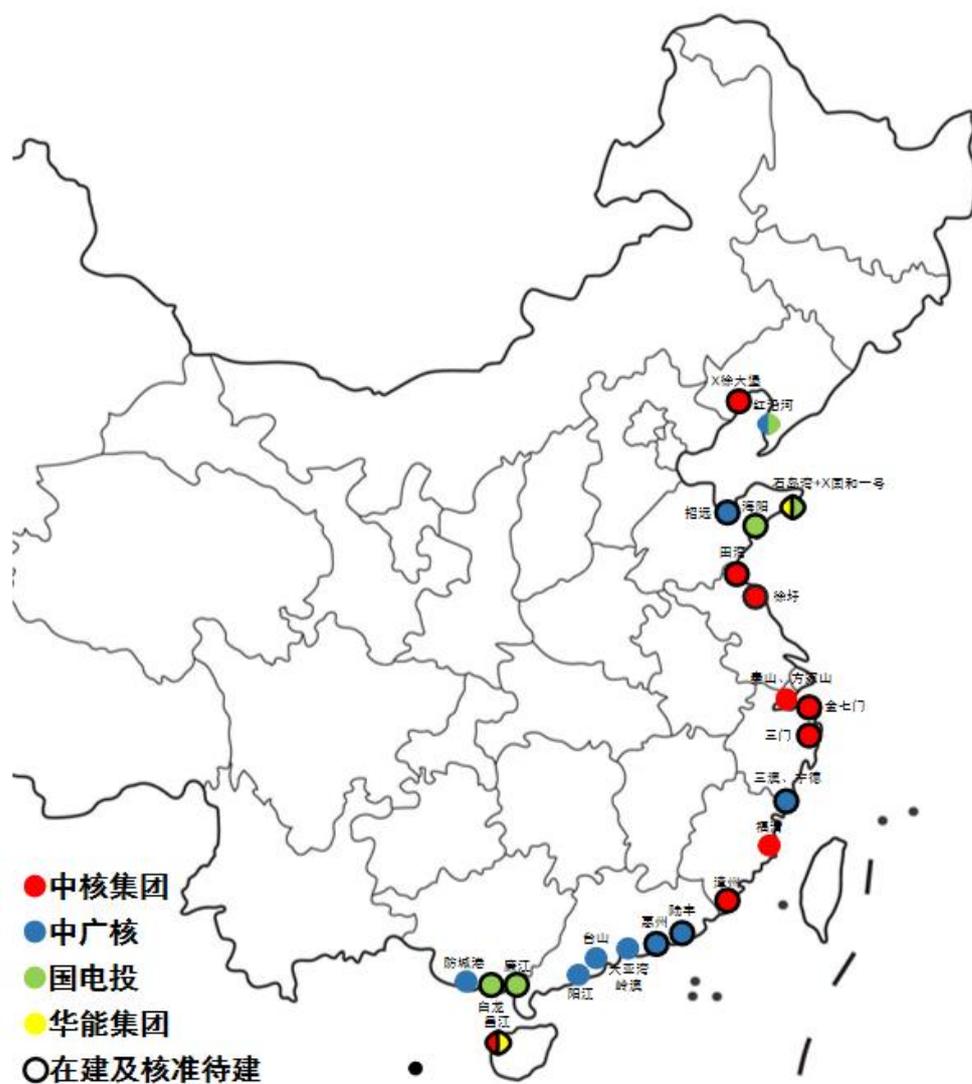
表 10: 全国在运和在建核电站情况

省份	核电站	业主单位	在运机组数量	在运总装机 (MW)	在建及核准待建机组数量	在建及核准待建总装机 (MW)
辽宁	红沿河	中广核/国电投	6	6714		
	徐大堡	中核集团			4	5130
	石岛湾	华能集团	1	211	2	2450
山东	国和一号示范工程	国电投			2	3068
	海阳	国电投	2	2506	2	2506
	招远	中广核			2	2428
江苏	田湾	中核集团	6	6608	2	2530
	徐圩	中核集团			3	3076
	秦山 ¹	中核集团	7	4486		
浙江	方家山	中核集团	2	2178		
	三门	中核集团	2	2502	2	2502
	金七门	中核集团			2	2430
福建	三澳	中广核			4	4850
	宁德	中广核	4	4356	2	2420
	福清	中核集团	6	6678		
广东	漳州	中核集团			4	4848
	陆丰	中广核			4	4890
	太平岭	中广核			4	4822
广东	岭澳 ²	中广核	4	4152		
	大亚湾	中广核	2	1968		
	台山	中广核	2	3500		

	阳江	中广核	6	6516		
	廉江	国电投			2	2500
广西	防城港	中广核	4	4548		
	白龙	国电投			2	2500
海南	昌江	中核集团	2	1300	1	125
		华能集团			2	2396
合计			56	58218	46	55471

资料来源：国家核安全局，中国核能行业协会，国信证券经济研究所整理 注：1：包括秦山核电厂、秦山第二核电厂和秦山第三核电厂；2：包括岭澳核电、岭东核电

图 24：全国在运和在建核电站情况



资料来源：国家核安全局，国信证券经济研究所整理 注：不含中国台湾核电

核电行业年内有序发展。5月25日，中广核广西防城港4号机组正式具备商业运行条件；10月12日，中核漳州核电1号机组装载首炉核燃料，机组进入主系统带核调试阶段，国电投国和一号示范工程1号机组已于10月31日前成功实现首次并网发电，两台机组预计年内正式并网投产；台山1号机组恢复并网发电，前三季度利用小时数5782小时，能力因子90.49%，略高于全国核电平均水平。

机组检修增加导致能力因子有所下降。2024年1-9月，全国运行核电机组累计发电量3278.09亿千瓦时，较上年同期增长了1.55%；累计上网电量3085.57亿千瓦时，较上年同期增长了1.88%；核电设备平均利用小时数为5747.88小时，与上年同期基本持平；平均机组能力因子为89.08%，较上年同期降低了2.37pct。

图25：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26：我国运行核电机组平均利用小时数



注：统计投入商运机组的发电量，2018年能力因子为设备平均利用率
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

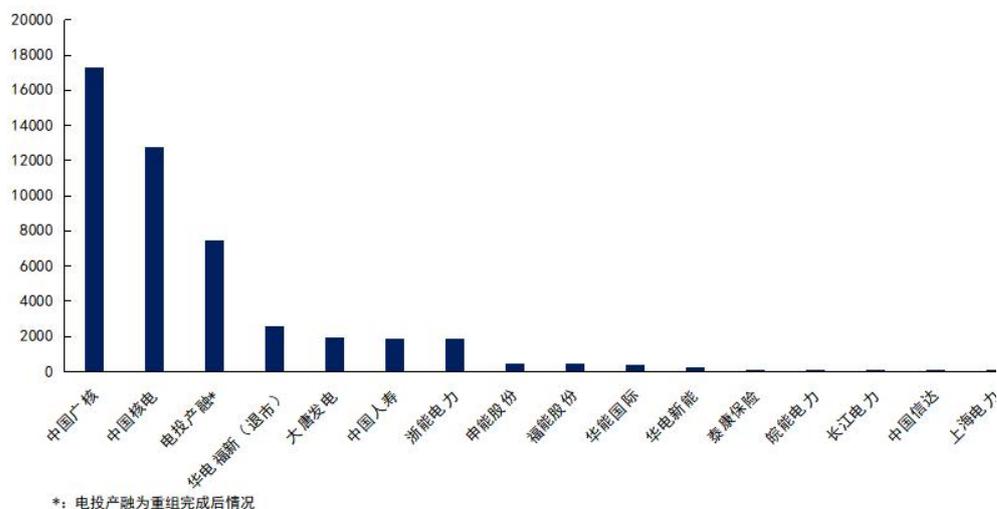
中广核和中核分居在运、在建核电容量第一。由于核电项目在技术、资金、安全性等方面壁垒高，目前我国仅有中核、中广核、国电投和华能四张核电牌照，其中，中广核运营管理的在运核电装机容量为3056万千瓦（含联营的红沿河核电），位列第一；中核集团在建核电装机容量合计1514万千瓦，在建及核准待建装机容量2064万千瓦，均位列第一。

图27：我国各核电运营商在运、在建及核准待建机组装机规模（单位：MW）



资料来源：中国核能行业协会，国务院常务会议，国信证券经济研究所整理

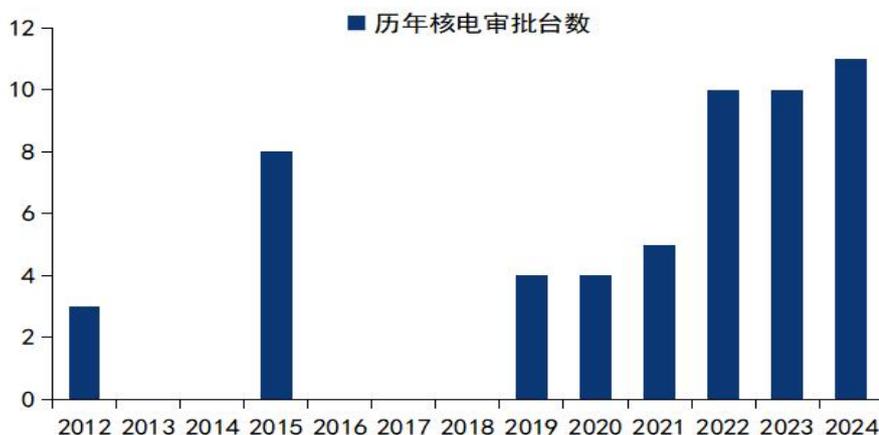
图28: 截至 2024 年 10 月各上市公司对我国全部在运核电机组权益装机 (单位: MW)



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

核电核准常态化, 2024 年核准数量创新高。2024 年 8 月 19 日, 经国务院常务会议审议, 决定核准中核江苏徐圩核能供热发电厂一期工程, 中广核山东招远、浙江三澳、广东陆丰项目, 以及国家电投广西白龙核电一期工程共计 11 台核电机组。自 2019 年重启核电核准以来, 这是我国连续第三年核准 10 台及以上核电机组, 累计已核准 44 台核电机组。

图29: 2012 年以来我国历年核准核电机组数量

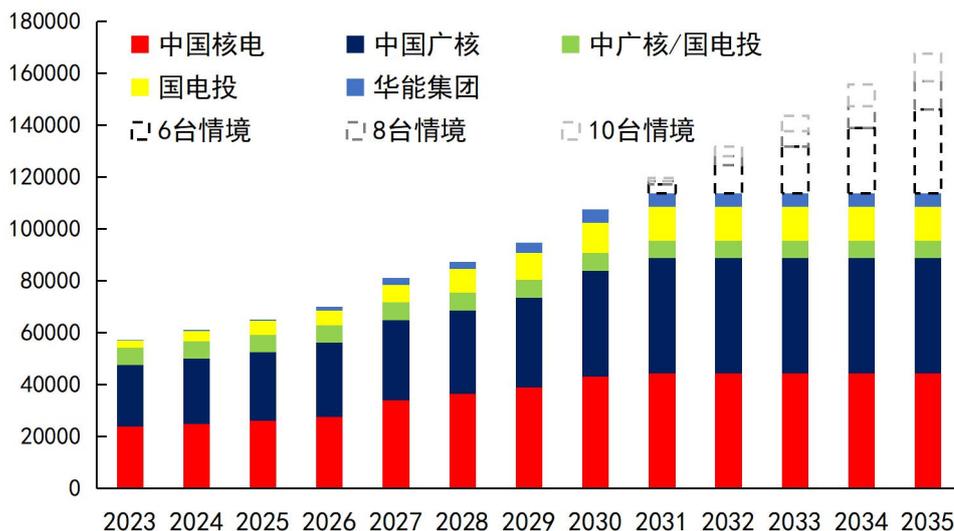


资料来源: 国务院常务会议, 国信证券经济研究所整理

核电审批和建设加快, 项目储备项目充足。核电项目自环评 (选址阶段) 至获得核准用时最快半年左右, 以金七门核电一期项目为例, 2023 年 6 月项目环评 (选址阶段) 受理, 11 月 10 日获批复, 12 月 29 日获核准。自核准到 2 台机组全部 FCD 用时 1-2 年, 以漳州二期为例, 2022 年 9 月获核准, 两台机组分别于 2024 年 3 月/9 月 FCD。核电建设周期 60 个月左右, 以漳州 1 号为例, 2019 年 10 月 16 日 FCD, 若 2024 年内顺利投产, 建设周期不超过 61.5 个月。目前, 防城港三期、海阳三期等项目环评 (选址阶段) 已获批复, 庄河核电、台山二期、三门三期等项目环评 (选址阶段) 受理或拟批复, 2025 年继续核准 10 台及以上核电机组的项目储备充足。

核电集中投产期将至，装机容量将快速增长。截至 2024 年 11 月 15 日，我国在建核电机组中，中核漳州 1 号机组和国电投国和一号示范工程 1 号机组预计将于年内投产，预计 2025 年投产 3 台机组，2026 年投产 4 台机组（包括海南小堆），2027 年将进入集中投产期，预计投产 9 台机组。按当前在建机组及已核准未开工机组情况测算，到 2030 年我国在运核电装机有望突破 1 亿 kW，若未来保持每年 10 台的核准节奏，到 2034 年我国在运核电装机有望首次达到 1.5 亿 kW。

图 30: 我国 2023-2035 年在运核电装机容量预测（单位：MW）



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理 注: 部分未开工机组按建设周期 60 月预测

电投产融重组，A 股核电将呈三足鼎立。电投产融发布重组预案，拟置入电投核能 100% 股权。电投核能控股（包括共同控制）在运核电 8 台，装机规模 921 万千瓦；管理国家电投集团控股核准在建机组 8 台，装机规模 1056 万千瓦，并参股红沿河核电、三门核电等核电项目，在运权益装机 743 万千瓦。重组完成后电投产融将成为 A 股第三家核电运营公司，我国仅有的四张核电运营牌照中仅华能集团核电资产暂未上市。

表 11: 电投核能在运装机情况

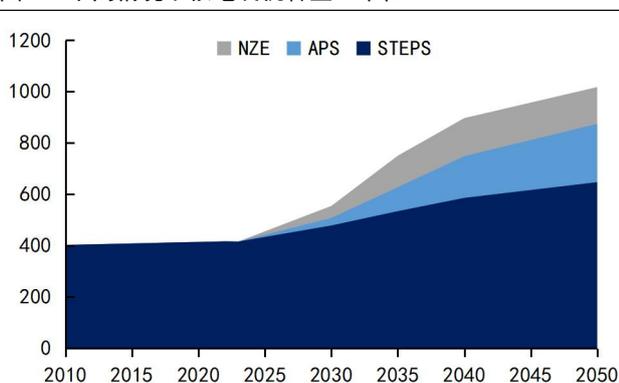
核电站	业主单位	装机容量 (万千瓦)	持股形式	电投核能对业主单位的穿透持股比例
海阳核电	山东核电有限公司	250.6	控股	65%
红沿河核电	辽宁红沿河核电有限公司	671.3	直接参股, 联营	45%
三门核电	三门核电有限公司	250.0	直接参股	14%
田湾核电	江苏核电有限公司	660.8	间接参股	30%
秦山二核	核电秦山联营有限公司	268.0	间接参股	6%
秦山三核	秦山第三核电有限公司	145.6	间接参股	20%
电投核能控股 (包括共同控制) 在运核电		921	权益装机 (万千瓦)	743

资料来源: Wind, 中国核电公告、中国广核公告、山东核电有限公司 2024 年度第一期绿色超短期融资券 (科创票据) 募集说明书, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

全球核电复苏势头强劲，关注新型核电技术发展

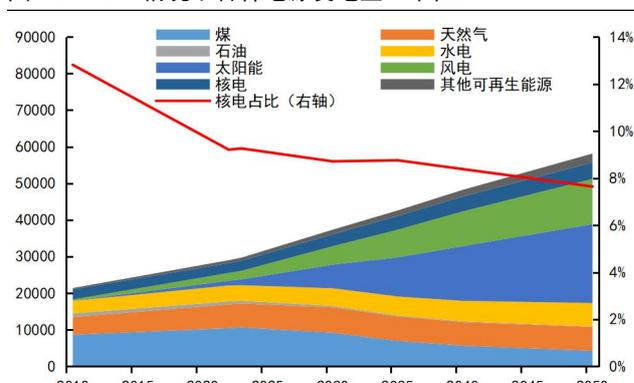
核电在碳中和的重要性日益显现，发展仍需提速。IEA 发布《2024 年世界能源展望》，对全球能源发展进行了“现行政策”（STEPS）、“已宣布承诺”（APS）和“净零排放”（NZE）三种情境预测，其中 STEPS 基于当前已实施的能源政策和措施，APS 考虑了各国政府已公开承诺的能源和气候目标，NZE 则要求实现将全球平均温升限制在 1.5°C 以内。在三种情境下，核电都将持续增长，在 STEPS 情境下核电装机容量将从 2023 年的 4.16 亿千瓦增至 6.47 亿千瓦，APS 情境下提升至 8.74 亿千瓦，NZE 情境下提升至 10.17 亿千瓦。在 STEPS 情境下，到 2035 年中国新增核电装机将占全球增量的 40%，在 NZE 情境下接近 50%，2030 年前后核电装机容量有望达到世界第一。报告表明，核电是实现碳中和的重要电源，虽然当前核电已经迎来复苏，但要实现碳中和仍需要进一步提速。报告同时指出，多个国家正在开发小型模块化反应堆，如果能够以合理成本实现商业化，可为全球市场带来新的核电发展机会。

图 31：不同情境下核电装机容量（单位：GW）



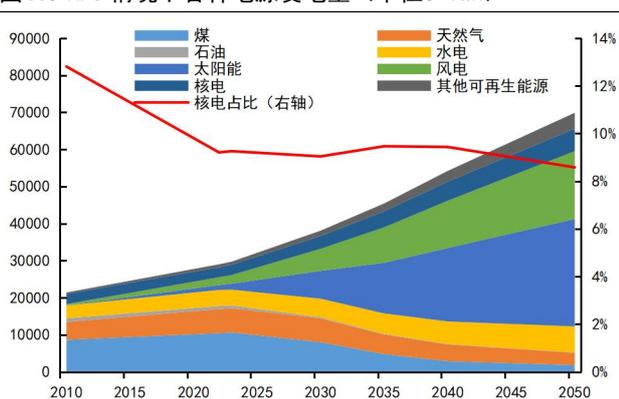
资料来源：IEA、国信证券经济研究所整理

图 32：STEPS 情境下各种电源发电量（单位：TWh）



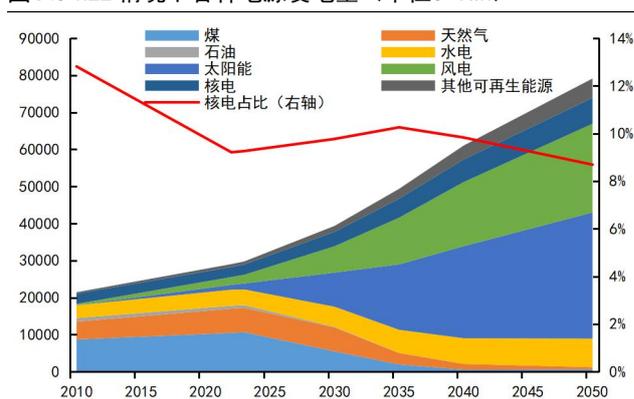
资料来源：IEA、国信证券经济研究所整理

图 33：APS 情境下各种电源发电量（单位：TWh）



资料来源：IEA、国信证券经济研究所整理

图 34：NZE 情境下各种电源发电量（单位：TWh）



资料来源：IEA、国信证券经济研究所整理

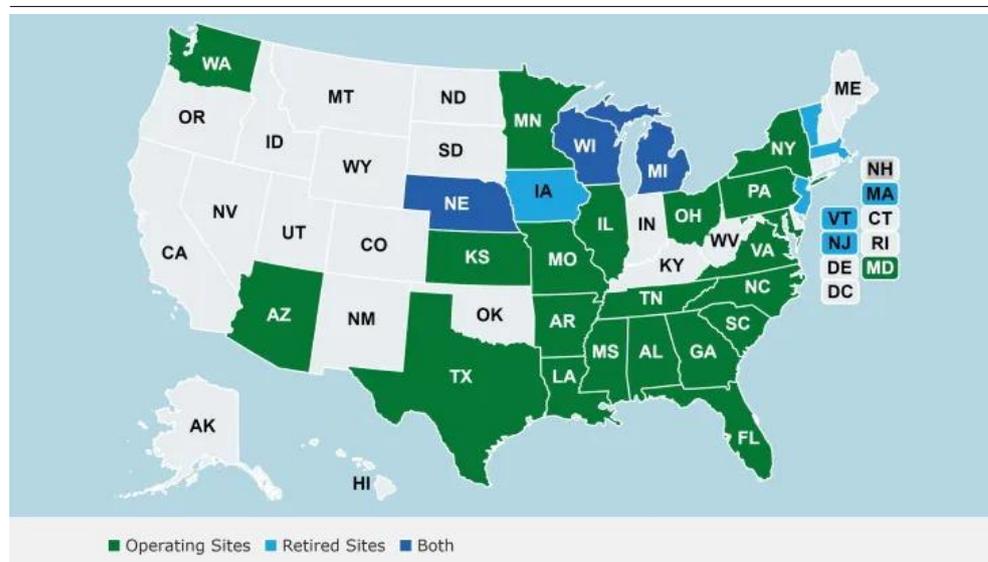
多国共同签署核电三倍计划，核电在实现碳中和中发挥重要作用。经合组织核能署、世界核协会、政府间气候变化委员会（IPCC）等国际机构所做的分析预测：全球到 2050 年要实现温升 1.5 度以内或者在当年实现碳中和，核电装机需要增加两倍。2023 年 12 月 2 日，在《联合国气候变化框架公约》第二十八次缔约方大

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。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；30 多个国家计划扩大核能使用。

美国公布三倍核电路线。美国白宫 11 月 12 日发布《安全和负责任扩张美核能：部署目标和行动框架》报告，计划到 2050 年新增 2 亿千瓦核电装机容量，将核电总装机规模增至现有水平三倍；中期目标为到 2035 年实现新增 3500 万千瓦在建或投运装机规模，催化形成新核能部署生态；到 2040 年达到年均部署 1500 万千瓦的建设能力，支持美国 and 全球核能部署。报告明确了 9 大实现路径和 30 余项具体行动措施，主要举措包括：建造百万千瓦级大堆、小堆、微堆，在运机组延寿和改造扩容以及已关闭机组重启，优化许可和审批程序，培养核产业劳动力，完善设备供应链，发展核燃料供应链，加强乏燃料管理。

美国核电场址扩容空间较大，推进“煤改核”研究。根据美国能源部《核电和煤电厂址新增核电装机容量评估报告》，美国在 31 个州的 54 座在运和 11 座近年退役的核电厂主要分布在中东部区域，沿海、五大湖沿岸和内陆均有分布，其中 41 座在运和已退役核电厂厂址可新建 60GW 大型轻水堆；如果将有可能新建 600MWe 小型堆和先进堆的厂址包括在内，则可达 95GWe；在煤电厂址附近建设核电厂还可新增 128-174GW 核电。

图 35：美国核电场址分布情况



资料来源：美国能源部，世界核新闻网，中国能源研究会核能专委会，国信证券经济研究所整理

“算力+核电”前景广阔，小堆受到广泛关注。随着 AI 产业快速发展，算力中心电力需求大幅增长，ChatGPT 日均用电量超 50 万 kWh，叠加散热等用电需求，IEA 预测从 2022 年到 2026 年数据中心的用电量将翻一番。因此，多家大型科技公司开始投资核电，尤其是小型模块化反应堆 SMR 受到广泛关注：谷歌与核能初创公司 Kairos 电力公司签署协议，建造 7 个 SMR 提供 500MW 电力；亚马逊与西北能源公共事业联盟签署协议建造四座 SMR，一期装机容量 230MW，二期 960MW，计划与道明尼能源公司合作开发一座 SMR；比尔·盖茨投资的 Terra 电力公司与沃伦·巴菲特旗下太平洋电力公司合作开发 SMR；OpenAI 创始人萨姆·奥特曼也投资了核

能初创公司 Oklo²。

我国小堆进展领先，首堆预计 2026 年投产。我国自主研发并具有自主知识产权的玲龙一号（ACP1000）是全球首个陆上商用模块化小堆，全球首堆海南昌江小堆示范项目预计将于 2026 年投产，装机容量 125MW。除发电外，玲龙一号还具有供热制冷、工业供汽、海水淡化、稠油开采等功能。此外，石岛湾高温气冷堆也属于小堆范畴；海阳一体化小堆示范工程环评（选址阶段）已取得拟批复，厂址选择审查意见书已颁发，拟建设 1 台一体化自然循环小型压水堆机组，热功率 200MW，最大供汽能力 250t/h。

水电：无风险利率持续走低，稳健资产配置价值凸显

板块回顾：2024 年水电板块表现稳健，相对收益先升后降

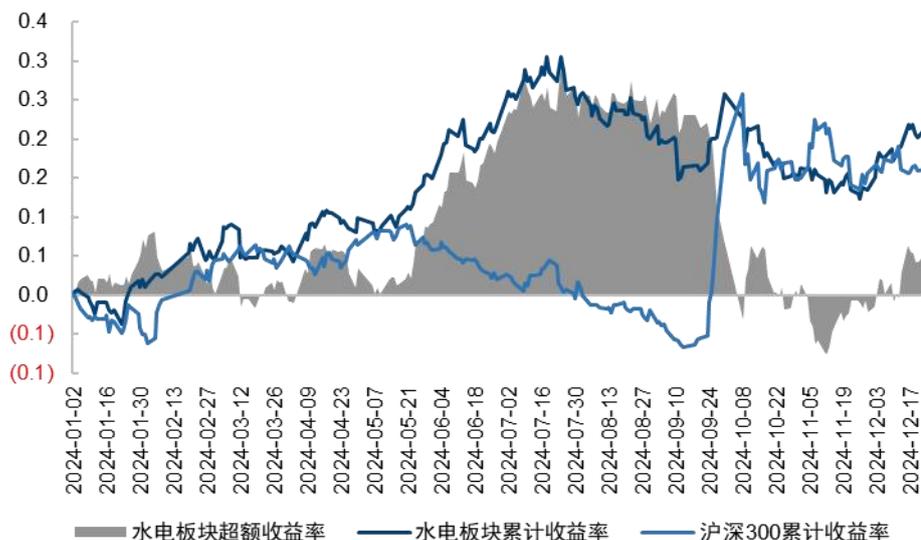
2024 年水电板块累计涨幅 17.2%，跑赢大盘 5pct。2024 年 1 月 2 日至 12 月 23 日，申万水电行业指数累计上涨 21.4%，跑赢沪深 300 指数 5.2pct，同期沪深 300 指数上涨 16.2%。

2024 年水电板块指数的表现可大体分为几个阶段：

- ◆ **1、2024/1/3-4/25，水电板块有所上涨，相对大盘累计超额收益为 4.8pct：**这期间，水电板块指数累计上涨 9.1%，同期沪深 300 指数累计上涨 4.3%，整体跑赢大盘。
- ◆ **2、2024/4/25-9/24，水电板块上涨明显，相对大盘累计超额收益为 20.5pct：**这期间，水电板块指数累计上涨 19.5%，同期沪深 300 指数累计上涨 0.4%，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 2023 年高达 74%。
- ◆ **3、2024/9/24-12/12，水电板块有所下行，相对大盘累计超额收益一度跌至 -7pct：**2024 年 9 月 24 日国新办举行《金融支持经济高质量发展有关情况举行新闻发布会》，央行、证监会、金融监管总局宣布的一揽子政策提振了投资者信心，在浓厚的“牛市”氛围下，水电等防御板块表现较为一般。
- ◆ **4、2024/12/12-至今，水电板块恢复上行，相对大盘累计超额收益为 5pct：**这期间，十年期国债收益率一度跌至 1.7%，12 月 18 日美联储宣布降息，低利率背景下水电股的投资价值愈加凸显。

² 科技日报《小型模块化核反应堆是 AI 的“能源救星”吗》

图36: 2024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 2024 年 12 月 23 日。

水电个股中, 2024 年表现靠前的为长江电力、华能水电、闽东电力和川投能源。2024 年 1 月 2 日至 12 月 23 日, 长江电力、华能水电、闽东电力和川投能源累计上涨 24.87%/21.41%/19.54%/13.32%, 相较于沪深 300 指数, 跑赢 15.45%/12.94%/11.39%/1.34pct。

表 12: 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 (%)
	600674.SH	川投能源	13.32%	1.34%	44.2	15.10%
	600886.SH	国投电力	8.39%	-0.87%	65.8	8.69%
	600025.SH	华能水电	21.41%	12.94%	72.3	7.78%
	600900.SH	长江电力	24.87%	15.45%	280.2	30.20%
	000791.SZ	甘肃能源	4.75%	-6.08%	6.2	10.74%
水电	600236.SH	桂冠电力	-17.68%	-28.98%	21.6	90.34%
	000993.SZ	闽东电力	19.54%	11.39%	1.1	-64.39%
	002039.SZ	黔源电力	8.30%	-2.09%	2.7	-3.88%
	000601.SZ	韶能股份	-4.11%	-16.51%	2.0	201.34%
	000722.SZ	湖南发展	1.32%	-10.27%	0.6	36.24%

资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理注: 数据更新至 2024 年 12 月 23 日。

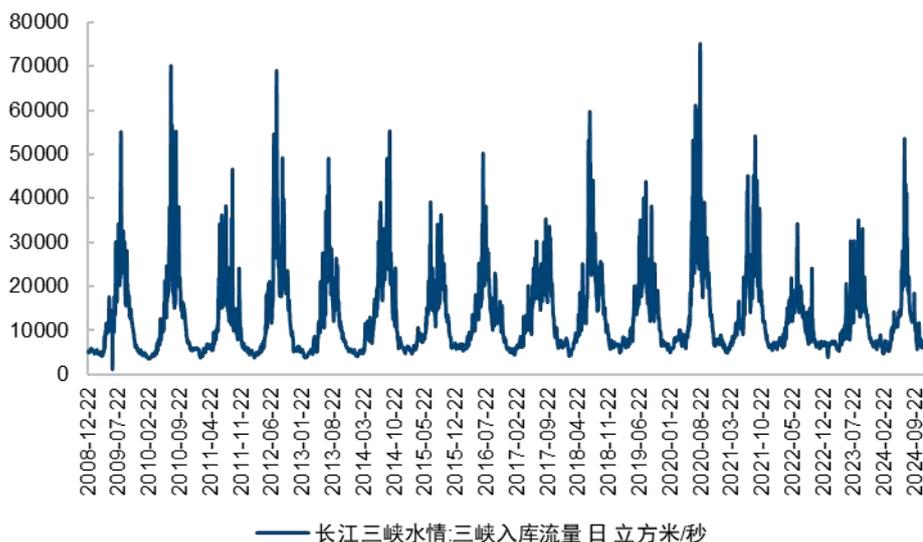
业绩回顾: 经营持续稳健, 来水偏丰推动业绩提升

来水: 2024 年来水整体偏丰, 大型水电运营商所在流域来水均较好

2024 年整体来水偏丰, 大型水电运营商所在流域来水均较好。2024 年前三季度, 乌东德水库来水总量约 888.52 亿立方米, 较上年同期偏丰 12.56%; 三峡水库来

水总量约 3131.10 亿立方米，较上年同期偏丰 20.26%。2024 年上半年澜沧江流域来水同比偏丰约 3 成，其中乌弄龙、小湾和糯扎渡断面来水同比分别偏丰 30%、31%和 29%。

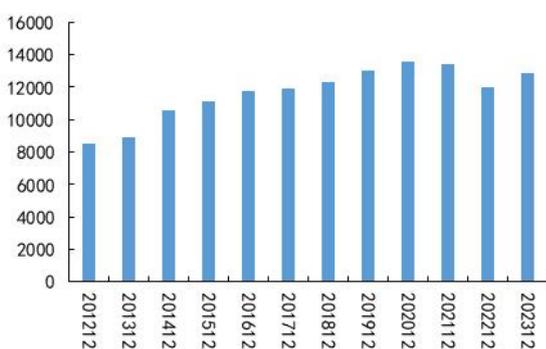
图 37: 2008-2024 长江三峡入库流量情况（单位：立方米/秒）



资料来源：IFIND, 国信证券经济研究所整理

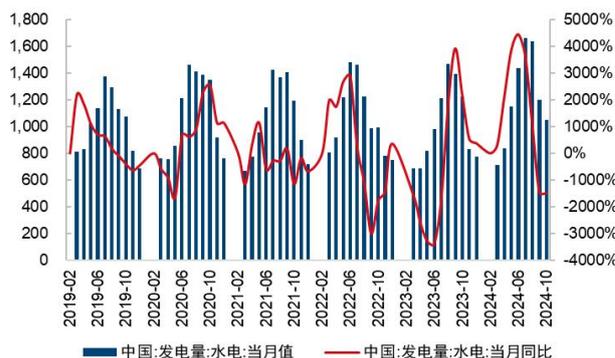
2024 上半年发电量同比增加，9 月起发电量增速有所下降。2024 年 1-10 月我国水电累计发电量为 1.11 万亿千瓦时，同比增加 13.22%；其中 1-6 月发电量为 0.55 万亿千瓦时，同比增加 22.69%；7-10 月发电量为 0.56 万亿千瓦时，同比增加 5.2%。9-10 月发电量同比分别下滑 14.6/14.9pct。

图 38: 我国 2012-2023 年水电年发电量情况（万亿千瓦时）



资料来源：国家统计局、Wind、国信证券经济研究所整理

图 39: 我国 2019-2024 年水电月发电量情况（万亿千瓦时）



资料来源：国家统计局、Wind、国信证券经济研究所整理注：2024 年数据更新至 10 月底。

表13: 2021 年至今全国水电月度发电量增速 (%)

	2021	2022	2023	2024
1-2 月	6.4%	8.4%	-3.5%	0.0%
3 月	-11.5%	19.8%	-15.5%	3.1%
4 月	3.3%	17.4%	-25.9%	21.0%
5 月	11.4%	26.7%	-32.9%	38.6%
6 月	-6.0%	29.0%	-33.9%	44.5%
7 月	-2.8%	2.4%	-17.5%	36.2%
8 月	-2.8%	-11.0%	18.5%	10.7%
9 月	1.7%	-30.0%	39.2%	-14.6%
10 月	-11.5%	-17.7%	21.8%	-14.9%
11 月	-1.9%	-14.2%	5.4%	-
12 月	-6.8%	3.6%	3.7%	-

资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理

装机: 2024 全国水电装机小幅增长

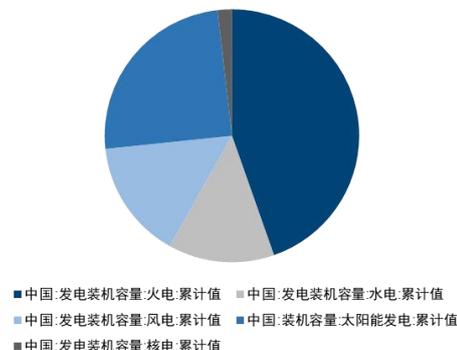
2024 年截至 10 月底, 全国水电装机累计 4.31 亿千瓦, 累计同比增长 2.53%; 水电装机在全国电力总装机中占比 13.49%, 同比下降 1.45pct, 占比下降主要因新能源装机相对较快增长。

图40: 2012 年-2024 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41: 截至 2024 年 10 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 2024 水电板块业绩增长明显

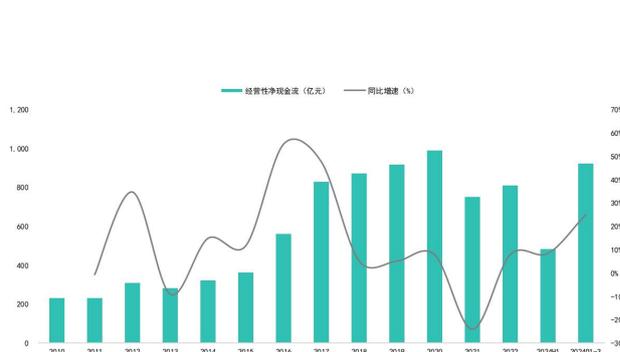
来水偏丰业绩高增。2024Q1-Q3 申万水力发电指数中 11 家上市公司实现营收 1465 亿元, 同比增长 9%; 归母净利润 496.83 亿元, 同比增长 22.5%。2024 年第二季度以来大型水电运营商所在流域来水均偏丰, 发电量增长带动上市公司归母净利润高增 (长电+30%, 华能水电+8%, 川投能源+15%, 国投电力+9%)。

图42：2010-2024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43：2010-2024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

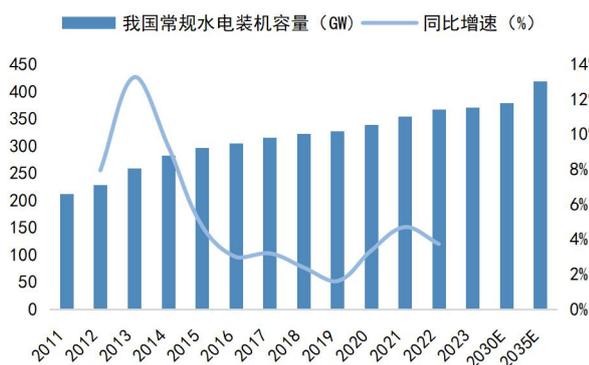
未来展望：装机低速平稳增长期，低利率下高分红高股息属性突出

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%。

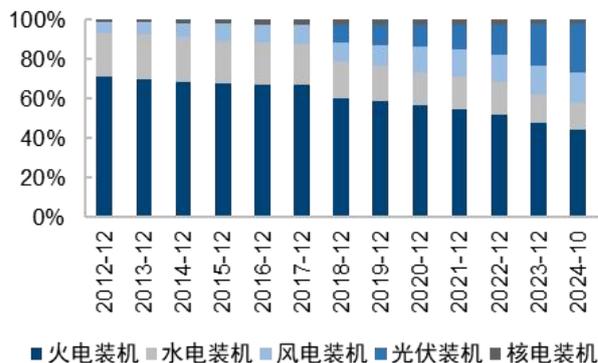
十四五期间内龙头水电装机有一定提升空间。十四五期间我国水电龙头的电站规划包括，国能集团玛尔挡电站（装机2.32GW，预计24年投产）、华能水电托巴电站（装机1.4GW，24-25年投产）、国投电力印尼巴塘水电站（装机0.5GW，25年投产）、川投能源银江水电站（装机0.39GW，25年投产）等。

图44：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

图45：2011-2024年10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 14: 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
国家能源集团	金沙江上游	规划	牙根一级、牙根二级、楞古、上游 10 座电站	2029 (牙根一级)、7.202033 (牙根二级)、2035 (楞古)	
		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

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 15: 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加快光伏发电发展若干政策措施的通知》	重点支持金沙江下游、澜沧江中下游、红河流域、金沙江中游、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, 配套建设可再生能源一体化规划研究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	

究工作有关事项的通知》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。2010-2023年，水电行业分红率从44.6%提升至63.5%。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）。

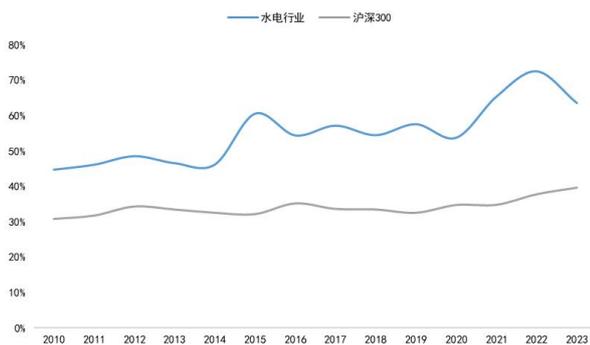
表16: 水电公司十四五期间分红承诺

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

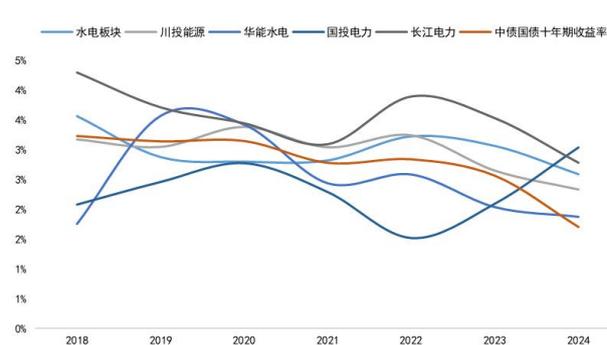
水电股具有“类债券”属性，股息率常年高于国债收益率。基于水电公司稳定充沛的现金流和高分红的特点，水电股价波动较小且长期持有的超额收益丰厚。2010-2024年，水电板块的股息率从2.34%提升至2.58%，年均增加0.05pct。2018年以来，随着十年期国债利率逐渐下行，水电板块的股息率平均高于十年期国债收益率约0.88pct。个股方面，截至2024年12月底，长江电力和川投能源的股息率分别为2.77%/2.33%，高于中债十年期国债收益率1.07%/0.63pct。

图46: 2010-2023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

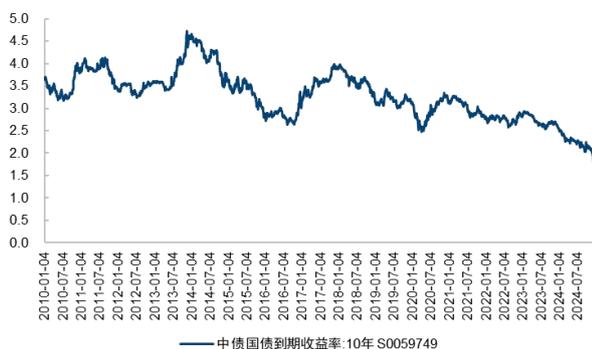
图47: 2018-2023年水电行业股息率与国债收益率对比



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

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，2024年12月末10年期国债收益率下行至1.7%，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。

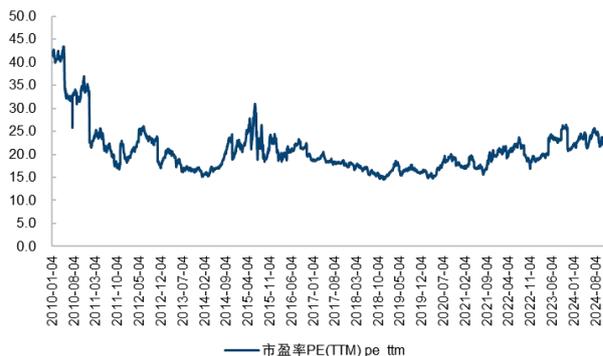
图48：2010-2024 中国 10 年期国债到期收益率情况 (%)



——中债国债到期收益率:10年 S0059749

资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

图49：2010-2024 申万水力发电板块 PE TTM 情况



——市盈率PE(TTM) pe_ttm

资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

政策大力支持并购重组，电力行业资产重组加快推进

2024 年以来，国家多次出台政策支持上市公司并购重组，通过上市公司并购重组助力新质生产力发展和推动产业整合实现行业集中度提升，促进资本市场和上市公司高质量发展。

2024 年 4 月，国务院发布《关于加强监管防范风险推动资本市场高质量发展的若干意见》，提出推动上市公司提升投资价值，鼓励上市公司聚焦主业，综合运用并购重组、股权激励等方式提高发展质量；完善吸收合并等政策规定，鼓励引导头部公司立足主业加大对产业链上市公司的整合力度；同时要求加大并购重组改革力度，多措并举活跃并购重组市场。

2024 年 9 月，中国证监会发布《关于深化上市公司并购重组市场改革的意见》，明确提出支持科创板、创业板上市公司并购产业链上下游资产，支持运作规范的上市公司围绕产业转型升级、寻求第二增长曲线等需求开展符合商业逻辑的跨行业并购，支持上市公司结合自身产业发展需要收购有助于补链强链、提升关键技术水平的优质未盈利资产。同时，《意见》提出支持非同一控制下上市公司之间的同行业、上下游吸收合并，以及同一控制下上市公司之间吸收合并；支持传统行业上市公司并购同行业或上下游资产，加大资源整合，合理提升产业集中度。

2024 年 12 月，国务院国资委印发《关于改进和加强中央企业控股上市公司市值管理工作的若干意见》，提出积极开展有利于提高投资价值的并购重组，支持中央企业控股上市公司根据自身产业基础和主业发展规划，通过并购重组加快布局战略性新兴产业和未来产业，培育新质生产力，打造产业领先企业。

多家电力行业上市公司进行资产重组，行业并购重组整合加快。2024 年以来，电力行业上市公司资产重组进程增加，华电国际、甘肃能源、龙源电力及国家电投集团下属的远达环保、电投产融等上市公司向公司股东收购了优质电力资产，实现了上市公司资产质量进一步提升。

表 17：2024 年以来电力行业上市公司资产重组事项

上市公司	资产重组方案
华电国际	公司拟通过发行股份的方式向中国华电购买其持有的江苏公司 80% 股权，拟通过支付现金的方式向华电福瑞收购上海福新 51% 股权、上海闵行 100% 股权、广州大学城 55.0007% 股权、福新广州 55% 股权、福新江门 70% 股权、福新清远 100% 股权，向运营公司收购贵港公司 100% 股权，并向不

	超过 35 名特定投资者发行股份募集配套资金。上述标的公司合计在运装机规模为 1597.28 万千瓦，其中煤电装机容量 755 万千瓦，气电装机容量 842.28 万千瓦，主要电力资产位于江苏、上海、广东、广西等地区。
甘肃能源	公司拟通过发行股份及支付现金的方式购买电投集团持有的常乐公司 66.00% 股权，目前常乐公司在运火电装机容量为 400 万千瓦，在建二期项目装机容量为 200 万千瓦，未来二期项目投产后常乐公司装机容量达 600 万千瓦。
远达环保	远达环保拟通过发行股份及支付现金的方式购买中国电力、湘投国际合计持有的五凌电力 100% 股权以及广西公司持有的长洲水电 64.93% 股权，并向不超过 35 名符合条件的特定投资者发行股份募集配套资金。截至 2023 年，五凌电力与长洲水电的水电合计装机容量为 595.11 万千瓦。
电投产融	本次交易的拟置入资产为国家核电及中国人寿合计持有的电投核能 100% 股权，拟置出资产为上市公司所持的资本控股 100% 股权。上市公司拟以所持的资本控股 100% 股权与国家核电所持有的电投核能股权的等值部分进行置换；针对置入资产和置出资产的差额部分，由上市公司发行股份向国家核电及中国人寿购买。同时，上市公司拟向不超过 35 名特定投资者发行股份募集配套资金。
龙源电力	公司拟现金收购国家能源集团全资子公司国能资产管理公司、国能甘肃电力和国能广西电力所持有的山东、江西、甘肃、广西区域共计 8 家新能源公司股权，上述标的公司在运和在运装机容量合计 203.29 万千瓦，其中在运 144.69 万千瓦，在建 58.60 万千瓦；风电 131.60 万千瓦，光伏 71.69 万千瓦。

资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理

◆ 华能集团电力资产梳理

华能集团电力资产规模：截至 2023 年，华能集团控股装机容量 24312 万千瓦，其中火电装机容量 14246 万千瓦，占比 58.6%；水电装机容量 2759 万千瓦，占比 11.3%；风电装机容量 3929 万千瓦，占比 16.2%；光伏装机容量 3358 万千瓦，占比 13.8%；核电装机容量 20 万千瓦，占比 0.1%。

华能集团火电、水电资产证券化率水平较高，新能源资产证券化率相对偏低，核电资产还未实现证券化，新能源资产未来有进一步提升的空间。华能集团控股华能国际、华能水电、内蒙华电、新能泰山、长城证券等上市公司，从事电力生产的主要为华能国际、华能水电、内蒙华电等，上述上市公司火电装机容量合计 11791 万千瓦，对应华能集团火电资产的证券化率为 82.8%；水电装机容量合计 2597 万千瓦，对应华能集团水电资产的证券化率为 94.1%；风电装机容量合计 1738 万千瓦，对应华能集团风电资产的证券化率为 44.2%；光伏装机容量合计 1604 万千瓦，对应华能集团水电资产的证券化率为 47.8%；上述上市公司均无核电装机，华能集团核电资产的证券化率为 0%。

从华能集团各类电源的证券化率情况来看，目前可进一步进行资产重组的为新能源发电资产。华能集团下属的新能源发电资产除分布在华能国际、华能水电、内蒙华电等上市公司体内外，剩余未上市的新能源发电资产主要为华能新能源公司所拥有。

表 18：华能集团下属上市公司电力资产情况（万千瓦）

	华能国际	华能水电	内蒙华电	新能泰山	合计	证券化率	2023 年装机容量
火电	10651		1140		11791	82.8%	14246
水电	37	2560			2597	94.1%	2759
风电	1551	14	174		1738	44.2%	3929
光伏	1380	179	45		1604	47.8%	3358
核电						0.0%	20
合计	13620	2753	1359		17731	72.9%	24312

资料来源：华能集团债券募集说明书，各公司公告，国信证券经济研究所整理 注：表中数据截至 2023 年

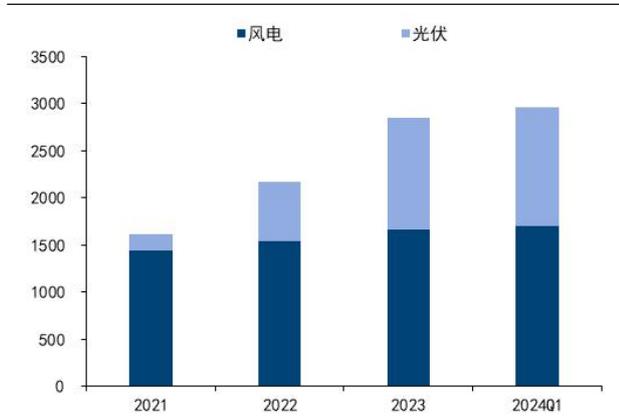
华能新能源公司概况

华能新能源公司为华能集团下属的新能源发电业务发展平台，华能集团直接持有华能新能源公司 97.24% 股权，并通过华能资本间接持有华能新能源公司 2.62% 股权，合计持有 99.86% 股权。华能新能源主营业务以风光新能源发电为主，截至 2023 年，华能新能源公司装机容量为 2845.58 万千瓦，占华能集团总装机容量的比例为 11.70%，占华能集团新能源装机容量的比例为 39.05%，其中风电装机容量为 1658.71 万千瓦，光伏装机容量为 1186.87 万千瓦。

华能新能源收入规模不断增加，归母净利润呈增长趋势。随着风光新能源项目装机容量不断增长，华能新能源公司发电量亦不断增长，收入规模不断扩大。2023 年，华能新能源公司发电量为 506.07 亿千瓦时（+27.79%），公司实现营业收入 209.30 亿元（+27.23%），归母净利润 58.72 亿元（+20.28%）；2024 年前三季度，公司实现营业收入 162.73 亿元（+6.09%），归母净利润 46.30 亿元（-14.06%），公司归母净利润下降主要系电价同比下降以及装机容量增加使得折旧摊销成本增加影响。

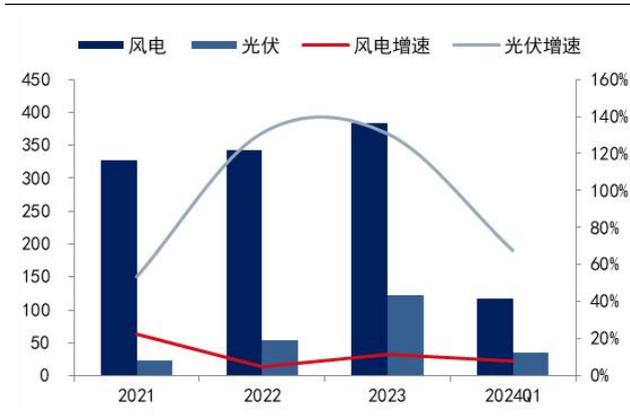
盈利能力较为稳定，经营性净现金流趋势向好，资产负债率有一定增长。从华能新能源公司毛利率、净利率及 ROE 等盈利能力指标来看，整体公司盈利水平较为稳定，但由于电价和消纳问题影响，公司盈利能力有所下降。现金流方面，随着公司风光新能源装机规模不断增长，公司经营性净现金流状况呈现稳步提升的态势，而公司资产负债率则由于公司新投产项目增加导致负债规模增长而有所提升，但整体资产负债率仍处于较为合理的水平。

图 50：华能新能源装机容量（万千瓦）



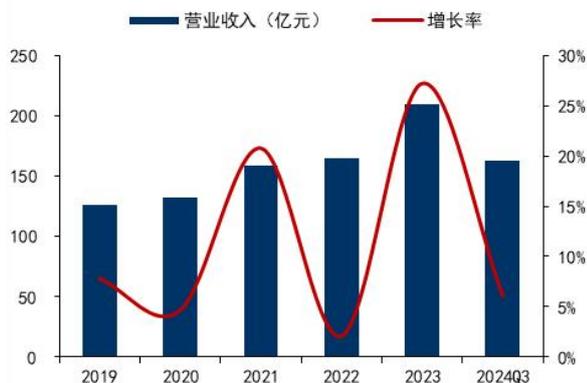
资料来源：华能新能源债券募集说明书，国信证券经济研究所整理

图 51：华能新能源发电量（亿千瓦时）



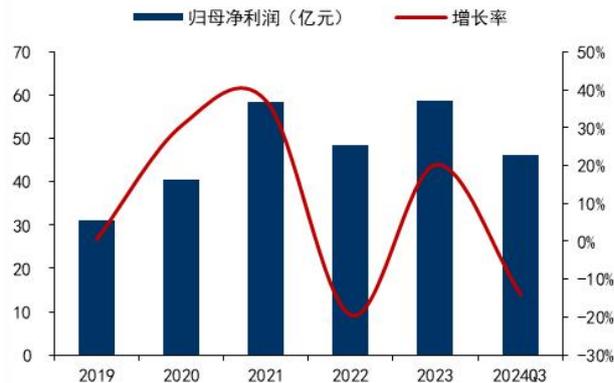
资料来源：华能新能源债券募集说明书，国信证券经济研究所整理

图52：华能新能源营业收入变化情况



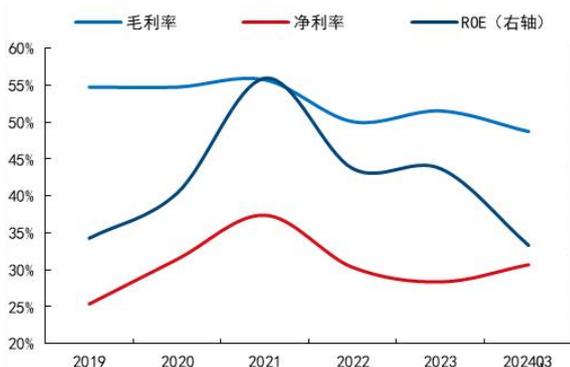
资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图53：华能新能源归母净利润变化情况



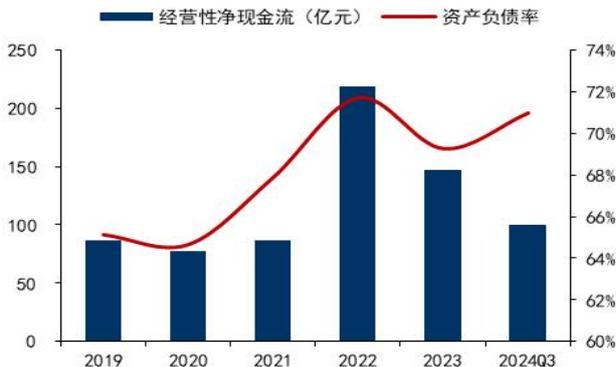
资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图54：华能新能源毛利率、净利率及 ROE 情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图55：华能新能源经营性净现金流及资产负债率情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

◆ 华电集团电力资产梳理

华电集团电力资产规模：截至 2023 年，华电集团控股装机容量为 21431 万千瓦，其中火电装机容量 12709 万千瓦，占比 59.3%；水电装机容量 3093 万千瓦，占比 14.4%；新能源装机容量 5630 万千瓦，占比 26.3%。

华电集团整体证券化率偏低，火电资产证券化率超 50%，水电、新能源资产证券化率较低。华电集团控股华电国际、华电能源、黔源电力、国电南自、华电辽能、华电重工等上市公司，从事电力生产业务的主要为华电国际、华电能源、黔源电力、华电辽能 4 家上市公司，截至 2023 年，上述 4 家公司火电装机容量合计为 6706 万千瓦，对应华电集团火电资产的证券化率为 52.8%；水电装机容量合计为 569 万千瓦，对应华电集团水电资产的证券化率为 18.4%；新能源装机容量合计为 127 万千瓦，对应华电集团新能源发电资产的证券化率为 2.3%。华电集团新能源资产证券化率较低，主要原因是集团新能源发电资产主要集中于华电新能公司体内，而华电新能目前正在推进主板首次公开发行，相关上市发行工作暂未完成，因而新能源资产的证券化率水平较低。

华电集团未上市水电资产主要分布在贵州乌江水电、华电云南公司、福建华电福瑞以及华电金上公司等公司，其中贵州乌江水电公司目前已投产发电总装机容量1507万千瓦，其中水电869.5万千瓦，火电450万千瓦、新能源187.5万千瓦；华电云南公司在运电力装机容量1314万千瓦，其中火电240万千瓦，水电695万千瓦，新能源379万千瓦，水电主要为梨园水电站240万千瓦、阿海水电站200万千瓦、鲁地拉水电站216万千瓦；华电金上公司主要负责开发建设金沙江上游川藏段水电等清洁能源，目前已投产苏洼龙水电站（装机容量为120万千瓦），在建的水电站为拉哇水电站（装机容量为200万千瓦）、叶巴滩水电站（装机容量为224万千瓦）、巴塘水电站（装机容量为75万千瓦）、昌波水电站（装机容量为82.6万千瓦），在研及前期工作的水电站为波罗水电站（装机容量为96万千瓦）、岗托水电站（装机容量为120万千瓦），上述水电站合计装机容量为917.6万千瓦。

表19：华电集团下属上市公司电力资产情况（万千瓦）

	华电国际	黔源电力	华电能源	华电辽能	合计	证券化率	2023年装机容量
火电	5844		641	220	6706	52.8%	12709
其中：煤电	4689						
气电	909						
水电	246	323			569	18.4%	3093
新能源		79.42		47.75	127	2.3%	5630
其中：风电							
光伏		79.42					
合计	6090	403	641	268	7402	34.5%	21413

资料来源：华电集团债券募集说明书，各公司公告，国信证券经济研究所整理 注：表中数据截至2023年

贵州乌江水电公司概况

贵州乌江水电开发有限责任公司前身为贵州乌江水电开发公司，华电集团持有公司51%股权，公司以电力业务为主营业务，目前已完成乌江干流贵州境内河段梯级电站开发任务，并成为集水电、火电和新能源为一体的综合能源企业。截至2024年一季度，公司累计装机容量为1356.38万千瓦，其中水电、火电、新能源装机容量分别为869.5、450、36.88万千瓦，水电装机占比为64.10%，水电装机容量占华电集团水电装机容量的比例为28.11%。

乌江水电公司为贵州境内乌江干流梯级水电站项目开发主体，机组调节能力较强，其中构皮滩水电站单独运行具有年调节能力，乌江渡水电站、东风水电站具有季调节能力。乌江干流上七座水电站均为贵州省实施“西电东送”战略的重点工程，水电机组质量较为优质。公司水电业务毛利率水平较高，在正常来水年份，公司水电业务毛利率超过50%，为乌江水电公司主要的毛利润来源。

乌江水电公司收入、利润受来水影响有所波动。2023年，乌江水电公司实现营业收入124.53亿元（+1.19%），实现归母净利润-8.13亿元（-158.33%），公司归母净利润大幅下降主要受2023年来水同比下降及资产减值损失影响，2023年由于乌江流域来水同比下降，公司水电利用小时数为1929小时，同比减少728小时，水电发电量167.75亿千瓦时，同比下降27.40%。

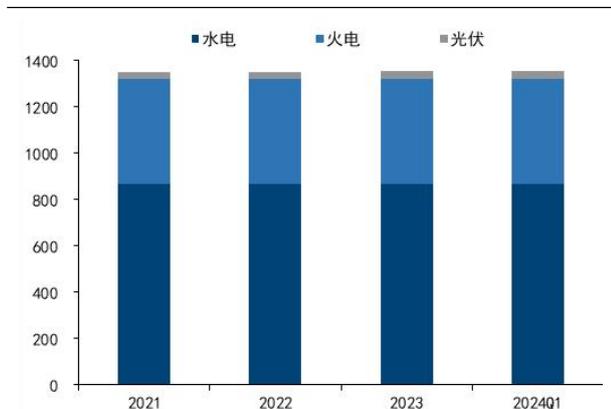
表20：华电集团下属贵州乌江水电公司水电资产情况

发电企业	基本情况	装机容量（万千瓦）
洪家渡发电厂	位于贵州省黔西县与织金县交界的乌江北源六冲河下游，装机容量600MW（3×200MW），2004年7月首台机组实现并网发电，同年实现“一年三投”。	60
东风发电厂	成立于1993年6月，地处贵州省清镇市与黔西县交界、三岔河与六冲河汇口下游，总装机容量695MW（3×190MW+1×125MW）。	69.5
索风营发电厂	成立于2005年6月，地处贵州省黔西县、修文县交界的乌江中游六广河段，	60

	装机容量为 600MW (3×200MW)。	
乌江渡发电厂	1977 年 10 月建厂，位于贵州省遵义市播州区乌江镇，总容量 1280MW (5×250MW+1×30MW)。	128
构皮滩发电厂	位于贵州省余庆县构皮滩镇，总装机容量为 3000MW (5×600MW)，2003 年正式开工，2009 年全部投产。	300
思林发电厂	位于贵州省思南县境内乌江中游河段，2006 年 11 月 8 日正式开工建设，2009 年成功实现“一年四投”，总装机容量为 1050MW (4×262.5MW)。	105
沙沱发电厂	位于贵州省沿河土家族自治县境内乌江干流河段，2006 年 5 月 16 日正式开工建设，2013 年全部投产发电，总装机容量为 1120MW (4×280MW)。	112
清水河公司	下辖大花水和格里桥两个电站，位于贵州省贵阳市开阳县，总装机容量 350MW (2×100MW+2×75MW)。	35
装机容量合计		869.5

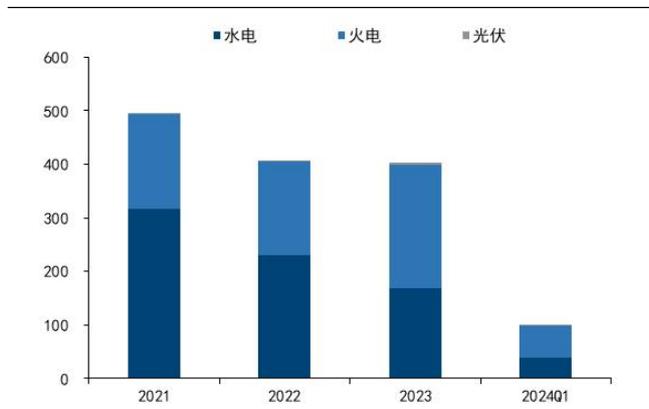
资料来源：乌江水电站官网，国信证券经济研究所整理

图 56: 乌江水电公司装机容量 (万千瓦)



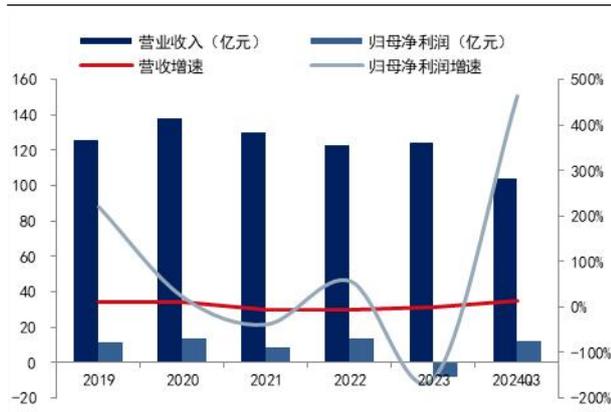
资料来源：乌江水电中票募集说明书，国信证券经济研究所整理

图 57: 乌江水电公司发电量情况 (亿千瓦时)



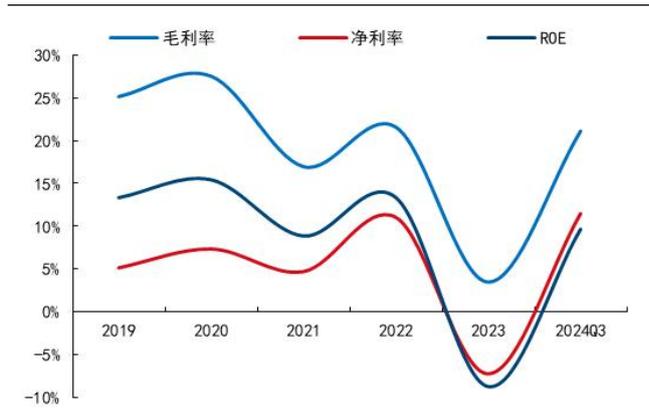
资料来源：乌江水电中票募集说明书，国信证券经济研究所整理

图 58: 乌江水电公司营收和归母净利润情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图 59: 乌江水电公司毛利率、净利率、ROE 情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

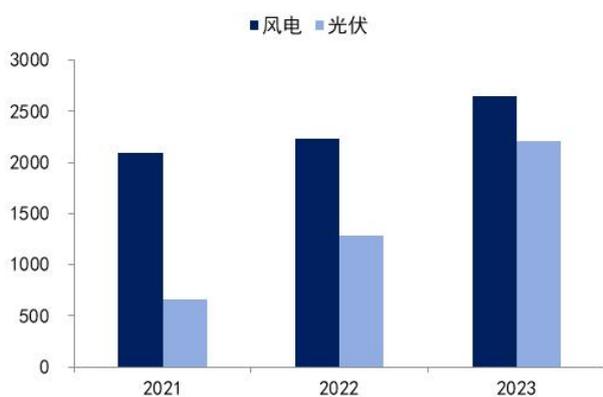
华电新能公司概况

华电集团新能源发电资产主要为华电新能源集团股份有限公司所拥有，华电新能为华电集团以风电、光伏为主的新能源最终整合的唯一平台，公司业务以风光新能源发电业务为主，截至 2023 年，华电新能控股新能源发电装机容量为 4854.96 万千瓦，占华电集团新能源发电装机容量的比例为 86.23%，其中风电、光伏装机

容量分别为 2646.39、2208.57 万千瓦。公司风电项目多位于我国规划的风资源条件优越的“八大风电基地”，包括新疆、甘肃、蒙西、吉林等资源富集区。

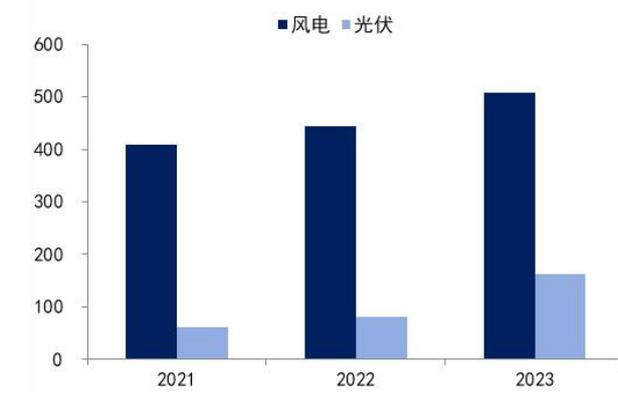
公司收入、归母净利润呈增长趋势，盈利能力水平较为稳定。随着公司风光新能源装机容量不断增长，公司发电量、上网电量增加，收入和归母净利润规模稳步增长，2023 年公司发电量为 672.15 亿千瓦时（+27.50%），实现营业收入为 295.68 亿元（+19.84%），实现归母净利润 96.08 亿元（+12.74%）。从盈利能力指标来看，公司毛利率、净利率、ROE 较为稳定，毛利率超过 50%，净利率在 30%以上，ROE 在 10%以上，整体盈利水平较好。

图 60：华电新能公司装机容量（万千瓦）



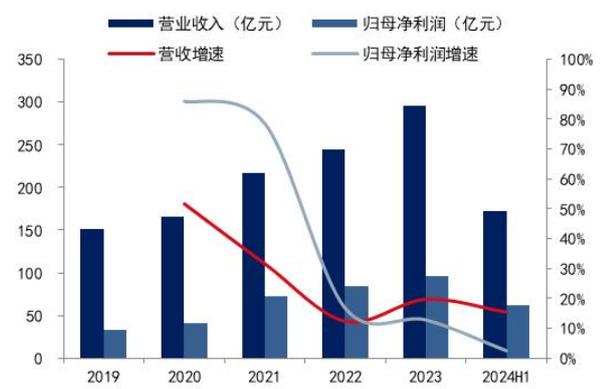
资料来源：华电新能债券募集说明书，国信证券经济研究所整理

图 61：华电新能公司发电量情况（亿千瓦时）



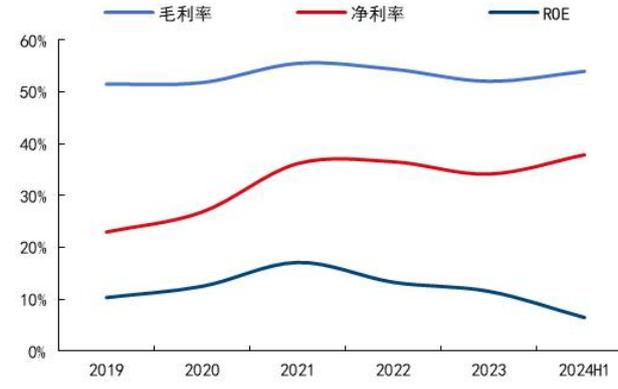
资料来源：华电新能债券募集说明书，国信证券经济研究所整理

图 62：华电新能公司营收和归母净利润情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图 63：华电新能公司毛利率、净利率、ROE 情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

◆ 国家能源集团电力资产梳理

国家能源集团电力资产规模：截至 2023 年，国家能源集团控股装机容量 32362 万千瓦，其中火电装机容量 20873 万千瓦，占比 64.5%；水电装机容量 1867 万千瓦，占比 5.8%；新能源装机容量 9622 万千瓦，占比 29.7%，其中风电装机容量 6078 万千瓦，占比 18.8%。

国家能源集团水电资产证券化率水平较高，火电及新能源证券化率还有提升空

间。国家能源集团控股中国神华、国电电力、龙源电力、长源电力、龙源技术、英力特等上市公司，从事电力生产的主要为中国神华、国电电力、龙源电力、长源电力 4 家上市公司，上述公司火电装机容量合计 12709 万千瓦，对应国家能源集团火电资产的证券化率为 60.9%；水电装机容量合计 1566 万千瓦，对应国家能源集团水电资产的证券化率为 83.9%；新能源装机容量合计 5349 万千瓦，对应国家能源集团新能源资产的证券化率为 55.6%，其中风电装机容量合计为 3731 万千瓦，对应国家能源集团风电资产的证券化率为 61.4%。

表 21: 国家能源集团下属上市公司电力资产情况 (万千瓦)

	中国神华	国电电力	龙源电力	长源电力	龙源技术	英力特	合计	证券化率	2023 年装机容量
火电	4411	7279	188	831			12709	60.9%	20873
水电	12.5	1495		59			1566	83.9%	1867
新能源	39.5	1784	3368	158			5349	55.6%	9622
风电		929	2775	26			3731	61.4%	6078
光伏	39.5	854	593	131					
合计	4463	10558	3556	1047			19624	60.6%	32362

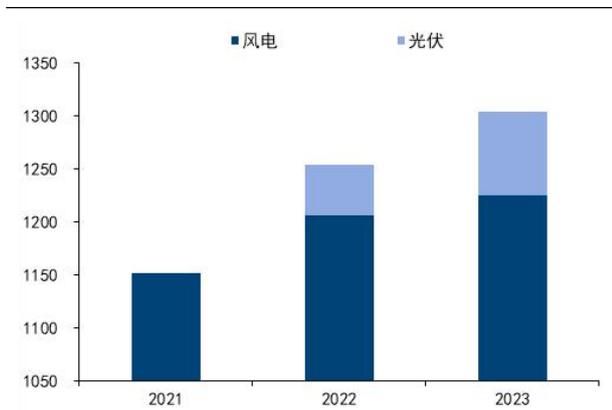
资料来源：国家能源集团债券募集说明书，各公司公告，国信证券经济研究所整理 注：表中数据截至 2023 年

国能新能源公司概况

国家能源集团新能源有限责任公司为国家能源集团发展新能源发电业务的平台之一，国家能源集团持有公司 99% 股权。公司主要从事风光新能源发电业务，截至 2023 年，公司风光新能源累计装机容量 1303.58 万千瓦，占国家能源集团风光新能源装机容量的比例为 13.6%，其中风电装机容量为 1224.85 万千瓦，光伏装机容量为 78.73 万千瓦。公司发电机组主要分布在内蒙古、新疆等风资源富集区及山东、河北、江苏等电力需求旺盛的地区，消纳情况较好，截至 2023 年，上述 5 个地区的机组装机容量均超过 100 万千瓦。

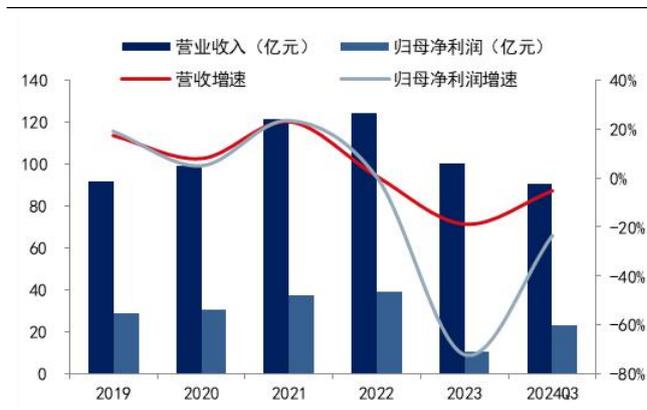
营业收入和归母净利润有所波动。国能新能源公司 2023 年实现营业收入 100.50 亿元 (-18.98%)，归母净利润 10.81 亿元 (-72.29%)，公司收入和归母净利润同比下降主要是受电力市场改革、电价下滑以及补贴谨慎判断等多方面因素影响。发电量方面，随着装机容量不断增加，发电量呈现增长趋势，2023 年公司发电量为 289.87 亿千瓦时 (+7.87%)。

图 64: 国能新能源公司装机容量 (万千瓦)



资料来源：国能新能源公司债券募集说明书，国信证券经济研究所整理

图 65: 国能新能源公司营收、归母净利润情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

◆ 国家电投集团资产梳理

国家电投集团电力板块概况：截至 2023 年，国家电投集团累计装机容量为 23746 万千瓦，其中燃机 919 万千瓦、占比 3.9%，煤电 7151 万千瓦、占比 30.1%，核电 921 万千瓦、占比 3.9%，水电 2552 万千瓦、占比 10.7%，生物质 195 万千瓦、占比 0.8%，光伏 6919 万千瓦、占比 29.1%，风电 5089 万千瓦、占比 21.4%。2023 年，公司完成发电量 6814 亿千瓦时，其中火电发电量 3643 亿千瓦时，水电发电量 707 亿千瓦时，风电及其他发电量 2464 亿千瓦时，火电、水电、风电平均利用小时数分别为 4439、2854、2224 小时。

国家电投集团下属的能源/电力上市公司主要包括中国电力、上海电力、吉电股份、电投产融、电投能源等，截至 2023 年，国家电投集团已证券化的资产合计 9066 万千瓦，整体证券化率为 38.6%，其中风电、光伏、气电、煤电等电力板块的证券化率水平相对较大，水电、核电板块的证券化率水平较低，核电板块证券化率为 0%。

表 22：国家电投集团下属上市公司电力资产情况（万千瓦）

	中国电力	上海电力	吉电股份	电投产融	电投能源	远达环保	合计	证券化率	2023 年装机容量
水电	595.11						595.11	23.3%	2552
风电	1201.61	386.6	348.61	113.15	340		2389.97	47.0%	5089
光伏	1514.94	511.1	662.31	49.09	110		2847.44	41.2%	6919
气电	50.52	362.02					412.54	44.9%	919
煤电	1108	984.8	330	66	300		2788.8	39.0%	7151
生物质	31.7						31.7	16.2%	195
合计	4501.88	2244.52	1340.92	228.24	750		9065.56	38.2%	23746

资料来源：国家电投集团债券募集说明书，各公司公告，国信证券经济研究所整理 注：表中数据截至 2023 年

国电投核电资产注入电投产融

电投产融公司发布资产重组预案，拟置入电投核能 100% 股权，同时置出资本控股 100% 股权，上市公司拟以所持的资本控股 100% 股权与国家核电所持有的电投核能股权的等值部分进行置换，并向国家核电及中国人寿发行股份购买置入资产和置出资产的差额部分。

电投核能下属核电资产借壳上市。电投核能由国家核电技术有限公司（下称国家核电）和中国人寿保险股份有限公司分别持股，持股比例分别为 73.24%、26.76%。电投核能对外投资 11 家企业，根据公司对外投资情况计算，公司控股在运装机容量为 250.6 万千瓦，系山东核电有限公司旗下海阳核电站；控股（包括共同控制）在运核电 8 台，装机规模 921 万千瓦；管理国家电投集团控股核准在建机组 8 台，装机规模 1056 万千瓦。根据公司对外投资情况测算，在运总权益装机容量为 743.3 万千瓦。

表 23：电投核能对外投资情况

企业名称	持股比例
国电投莱阳核能有限公司	100.00%
国电投核电技术服务有限公司	100.00%
电投核能（威海市文登区）能源有限公司	100.00%
上海禾曦能源投资有限公司	99.97%
山东核电有限公司	65.00%
中电华元核电工程技术有限公司	45.00%
辽宁红沿河核电有限公司	45.00%
辽宁庄河核电有限公司	44.00%
中核河南核电有限公司	40.00%

国电投（山东）核环保有限公司	30.00%
三门核电有限公司	14.00%

资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

表 24：电投核能在运装机情况

核电站	业主单位	装机容量（万千瓦）	持股形式	电投核能对业主单位的穿透持股比例
海阳核电	山东核电有限公司	250.6	控股	65%
红沿河核电	辽宁红沿河核电有限公司	671.3	直接参股，联营	45%
三门核电	三门核电有限公司	250.0	直接参股	14%
田湾核电	江苏核电有限公司	660.8	间接参股	30%
秦山二核	核电秦山联营有限公司	268.0	间接参股	6%
秦山三核	秦山第三核电有限公司	145.6	间接参股	20%
电投核能控股（包括共同控制）在运核电		921		

资料来源：Wind，中国核电公告、中国广核公告、山东核电有限公司 2024 年度第一期绿色超短期融资券（科创票据）募集说明书，公司公告，国信证券经济研究所整理

表 25：24H1 电投核能旗下部分核电公司财务情况（单位：亿元）

核电公司	电投核能权益比例	总资产	总负债	净资产	归属于电投核能净资产	营业收入	净利润	归属于电投核能净利润
山东核电有限公司	65%	765.67	554.82	210.09	137.06	34.76	6.39	4.15
辽宁红沿河核电有限公司	45%	765.76	565.36	200.39	90.18	72	14.21	6.39
三门核电有限公司	14%	711.32	530.66	180.65	25.29	34.26	8.1	1.13
江苏核电有限公司	30%	687.02	456.63	230.39	69.1	89.47	23.66	7.1
核电秦山联营有限公司	6%	144.44	49.11	95.34	5.72	37.01	11.98	0.72
秦山第三核电有限公司	20%	128.27	61.89	66.37	13.27	21.37	8.31	1.66
合计					340.62			21.15

资料来源：Wind，中国核电公告、中国广核公告、山东核电有限公司 2024 年度第一期绿色超短期融资券（科创票据）募集说明书，国信证券经济研究所整理

表 26：23 年电投核能旗下部分核电公司财务情况（单位：亿元）

核电公司	电投核能权益比例	总资产	总负债	净资产	归属于电投核能净资产	营业收入	净利润	归属于电投核能净利润
山东核电有限公司	65%	732.61	528.22	204.39	132.85	64.00	12.37	8.04
辽宁红沿河核电有限公司	45%	776.48	590.30	186.18	83.78	137.22	18.02	8.11
三门核电有限公司	14%	688.82	498.18	190.64	26.69	71.76	21.45	3.00
江苏核电有限公司	30%	700.34	453.94	246.40	73.90	179.01	43.44	13.03
核电秦山联营有限公司	6%	732.61	528.22	95.34	5.72	77.10	21.26	1.28
秦山第三核电有限公司	20%	776.48	590.30	66.37	13.27	43.96	15.02	3.00
合计					337.63			36.46

资料来源：Wind，中国核电公告、中国广核公告、山东核电有限公司 2024 年度第一期绿色超短期融资券（科创票据）募集说明书，国信证券经济研究所整理

除以上在运核电项目外，电投核能海阳核电二期在建，装机容量 250.6 万千瓦，预计 2027 年投产，机组为 AP1000 技术，总装机容量 2500MW，计划总投资 400.11 亿元，截至 24 年月末已投入 286.45 亿元。此外，公司旗下莱阳核电项目已列入《国家核电中长期发展规划（2023-2035 年）》《国家“十四五”现代能源体系

规划》《山东省核能中长期发展规划》，一期工程可研报告已通过审查；环境影响报告书（选址阶段）已编制完成。除此之外，生态环境部近期拟对公司控股的山东海阳一体化小型堆示范工程、海阳核电项目三期工程、间接参股的三门核电5/6号机组环境影响报告书（选址阶段）做出审批意见。除电投核能旗下核电资产外，国家电投集团还持有国和一号示范项目、广西白龙核电和广东廉江核电控股股权，并参股了华能石岛湾核电项目。

表 27：国家电投集团在建及核准待建核电项目

核电站	是否在电投核能体内	持股比例	装机容量（万千瓦）	预计投产时间
海阳核电二期	是	65%	250.6	2027年
国和一号示范项目	否	75%	306.8	2024年
白龙核电	否	100%	250	2030年
廉江核电	否	100%	250	2028年
石岛湾核电扩建一期工程	否（参股）	25%	240	2029年
电投核能管理国家电投集团控股核准在建机组			1056	

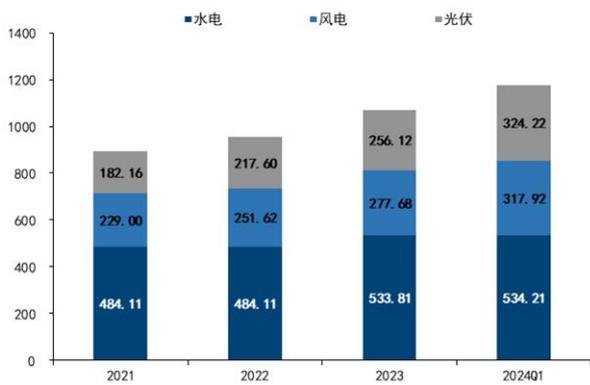
资料来源：Wind，齐鲁网《海阳核电预计 2027 年全面建成投产》、东方网《华能首个完全自主建设的大型压水堆核电项目开工》、界面新闻《开建“世界核电第一塔”，广东廉江核电项目将于 2028 年投运》、华能国际公告、国信证券经济研究所整理

远达环保注入中国电力公司水电资产，未来将成为国电投集团下属水电平台

2024 年 9 月 30 日，远达环保公司收到控股股东、实际控制人国家电投集团的《关于筹划重大资产重组事项的通知》，初步考虑拟由公司发行 A 股股票及支付现金购买中国电力下属的五凌电力有限公司（简称“五凌电力”）、国家电投集团广西长洲水电开发有限公司（简称“长洲水电”）等单位控股股权并同步募集配套资金。公司此后发布交易预案，远达环保拟通过发行股份及支付现金的方式购买中国电力、湘投国际合计持有的五凌电力 100% 股权以及广西公司持有的长洲水电 64.93% 股权，并向不超过 35 名符合条件的特定投资者发行股份募集配套资金。截至 2023 年，五凌电力与长洲水电的水电合计装机容量为 595.11 万千瓦；其中五凌电力 532.11 万千瓦，长洲水电 63 万千瓦；从区域分布来看，湖南地区装机容量 360.97 万千瓦，贵州地区装机容量 157 万千瓦，广西地区装机容量 63 万千瓦，四川地区装机容量 14.14 万千瓦。

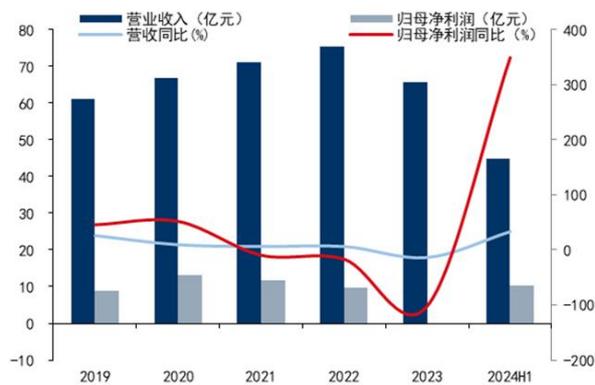
五凌电力公司主营业务集中在沅水流域梯级水电开发，并积极发展风电、光伏等其他电源和电力服务业，同时辅以电力设备销售等业务。目前，湖南沅水流域的梯级电站开发已基本完成，公司未来将以发展新能源发电为主。截至 2024 年第一季度，公司已投产电站总装机容量为 1176.35 万千瓦，权益装机容量 667.65 万千瓦，其中水电装机容量 534.21 万千瓦，风电装机容量 317.92 万千瓦，光伏装机容量 324.22 万千瓦。拥有 1 个参股火电站，为鲤鱼江电厂，装机容量为 60 万千瓦。公司新能源装机近年来保持较快增长且区域分布广泛，已投产风电机组主要位于湖南、山西和内蒙古等区域，光伏机组主要位于宁夏、贵州等区域，新能源资源的禀赋条件尚可。截至 2024 年第一季度，五凌电力公司新能源在建装机容量 164.45 万千瓦，其中风电 94 万千瓦，光伏发电 70.45 万千瓦；新能源拟建装机容量为 25 万千瓦，其中风电 19 万千瓦，光伏发电 6 万千瓦。未来五凌电力公司新能源是主要的装机容量增长来源。受水较差影响，2023 年五凌电力公司实现营业收入 65.74 亿元（-12.97%），实现归母净利润 4.59 亿元（-62.87%）。

图66: 五凌电力公司装机结构 (万千瓦)



资料来源: 五凌电力公司债券募集说明书, 国信证券经济研究所整理

图67: 五凌电力公司营收、归母净利润情况



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

表28: 五凌电力公司水电站情况

项目名称	装机容量 (万千瓦)	持股比例	权益装机 (万千瓦)
五强溪水电站	120	63.0%	75.6
三板溪水电站	100	59.9%	59.85
凌津滩水电站	27	63.0%	17.01
洪江水电站	27	63.0%	17.01
碗米坡水电站	24	63.0%	15.12
挂治水电站	15	59.9%	8.98
东坪水电站	7.2	63.1%	4.54
近尾洲水电站	6.32	63.0%	3.98
马迹塘水电站	5.55	63.1%	3.5
株溪口水电站	7.4	63.0%	4.66
四川毕棚沟一级水电站	1.6	63.1%	1.01
四川毕棚沟二级水电站	0.64	62.5%	0.4
四川毕红叶一级水电站	1.7	57.1%	0.97
四川河口水电站	3.6	63.1%	2.27
四川梭罗沟一级水电站	1	63.0%	0.63
四川梭罗沟二级水电站	2.1	62.9%	1.32
白市水电站	42	59.9%	25.14
四川结斯沟二级水电站	2.4	44.2%	1.06
托口水电站	83	63.0%	52.29
湖南落水洞水电站	3.5	63.1%	2.21
四川麻窝水电站	3.2	63.1%	2.02
五强溪扩机工程	50	63.0%	31.5
合计	534	62.0%	331

资料来源: 五凌电力公司债券募集说明书, 国信证券经济研究所整理

表29: 长洲水电公司财务数据 (亿元)

	2022	2023	2024H1
总资产	57.40	40.24	38.42
净资产	33.75	14.17	13.29
归母净资产	33.75	14.17	13.29
营业收入	8.69	8.77	3.91
营业利润	3.63	3.46	2.06
利润总额	3.63	3.47	2.06
净利润	2.81	2.96	1.75

归母净利润	2.81	2.96	1.75
净利率	32.3%	33.8%	44.8%
ROE	8.3%	20.9%	13.2%

资料来源：远达环保公司公告，国信证券经济研究所整理

黄河水电公司概况

国家电投黄河上游水电开发有限责任公司（简称“黄河公司”）成立于1999年10月，国家电投集团持有公司94.17%股权。黄河公司主要从事电站开发、建设，电站生产、经营、测试及检修维护；硅产品和太阳能发电设备的生产、销售；铝锭、铝液、铝合金及铝型材料的销售。截至2024年6月，黄河公司装机容量合计3068.84万千瓦，其中水电装机容量1194.24万千瓦，占比为38.7%。黄河公司在青海的电力总装机容量达2562.35万千瓦，约占青海省电力总装机的50%；黄河公司在青海境内的13座水电站，总装机容量达1083.78万千瓦。黄河公司为国家电投负责开发黄河上游流域的平台公司，在黄河上游流域已投产18座水电站，其中龙羊峡水电站装机128万千瓦，库容为247亿立方米，在黄河流域水量调度、防凌、防洪等方面发挥重要作用；拉西瓦、李家峡、公伯峡、积石峡等装机百万千瓦级水电站作为电网主力调峰调频电站，承担着电网削峰填谷任务，对电网安全运营至关重要。截至2023年，黄河公司总资产达1685.90亿元，净资产为646.27亿元；2023年，公司实现营业收入337.43亿元（-19.6%），实现净利润56.04亿元（+48.3%），净利率为16.6%，ROE为8.7%。

表30：黄河水电公司财务状况

	2020	2021	2022	2023
总资产	1438.53	1577.66	1627.78	1685.90
净资产	507.97	473.07	512.89	646.27
营业收入	347.76	409.97	419.80	337.43
增长率		17.9%	2.4%	-19.6%
净利润	45.96	62.40	37.78	56.04
增长率		35.8%	-39.5%	48.3%
净利率	13.2%	15.2%	9.0%	16.6%
ROE	9.0%	13.2%	7.4%	8.7%

资料来源：国家电投集团债券募集说明书，国信证券经济研究所整理

表31：黄河水电公司水电站情况

项目	装机容量（万千瓦）	机组数量	投产时间	地区
青铜峡水电站	32.7	5*6.54	1967年	宁夏
盐锅峡水电站	50.96		1975年	甘肃
八盘峡水电站	22	5*3.6+1*4	1980年	甘肃
龙羊峡水电站	128	4*32	1989年	青海
李家峡水电站	200	5*40	1999年	青海
公伯峡水电站	150	5*30	2006年	青海
苏只水电站	22.5	3*7.5	2006年	青海
积石峡水电站	102	3*34	2010年	青海
拉西瓦水电站	420	6*70	2010年	青海
班多水电站	36	3*12	2011年	青海
巨亭水电站	4	2*1.6+1*0.8	2017年	陕西
大通河流域水电站	23.58			
西藏波罗水电站	0.8	4*0.2	2015年	西藏
羊曲水电站	120	3*40	2024年	青海

资料来源：黄河水电公司官网，国信证券经济研究所整理

◆ 大唐集团电力资产梳理

大唐集团电力资产规模：截至 2023 年，大唐集团控股装机容量 18074 万千瓦，其中火电装机容量 10673 万千瓦，占比 59.0%；水电装机容量 2773 万千瓦，占比 15.3%；风电装机容量 3074 万千瓦，占比 17.0%；光伏装机容量 1554 万千瓦，占比 8.6%。

大唐集团水电、风电资产证券化率水平较高。大唐集团控股大唐发电、桂冠电力、华银电力、大唐新能源、大唐环境等上市公司，从事电力生产的主要为大唐发电、桂冠电力、华银电力、大唐新能源等，上述公司火电装机容量合计 5841 万千瓦，对应大唐集团火电资产的证券化率为 54.7%；水电装机容量合计 1958 万千瓦，对应大唐集团水电资产的证券化率为 70.6%；风电装机容量合计为 2178 万千瓦，对应大唐集团风电资产的证券化率为 70.8%；光伏装机容量合计为 849 万千瓦，对应大唐集团光伏发电资产的证券化率为 54.6%。

表 32：大唐集团下属上市公司电力资产情况（万千瓦）

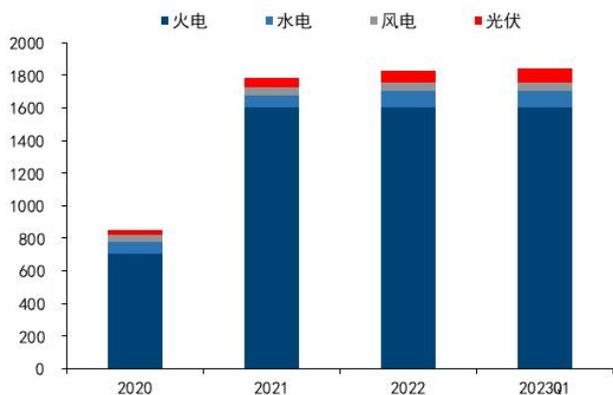
	大唐发电	桂冠电力	华银电力	大唐新能源	大唐环境	合计	证券化率	2023 年装机容量
火电	5226	133	482			5841	54.7%	10673
水电	920	1024	14			1958	70.6%	2773
风电	746	79	54	1298		2178	70.8%	3074
光伏	437	66	102	244		849	54.6%	1554
合计	7329	1302	652	1542		10825	59.9%	18074

资料来源：大唐集团债券募集说明书，各公司公告，国信证券经济研究所整理 注：表中数据截至 2023 年

大唐陕西发电公司概况

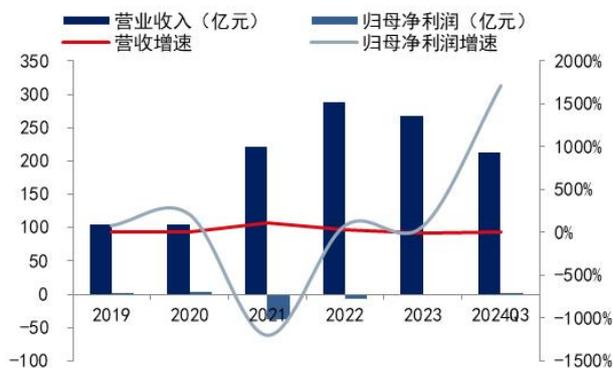
大唐陕西公司主营业务为电力销售、热力销售和其他业务板块，主要从事陕西省内电力、供热和燃料经营等业务。截至 2023 年一季度，公司控股装机容量为 1842.70 万千瓦，其中火电机组装机容量为 1605 万千瓦，为陕西省内规模最大的火电企业，占大唐集团全部火电机组装机容量的比例为 15.0%；水电机组装机容量 101 万千瓦，风电机组装机容量 49.9 万千瓦，光伏机组装机容量为 86.8 万千瓦。从机组构成及区域分布来看，公司火电机组以供热机组为主，主要分布于西安市、宝鸡市和延安市；公司水电业务处于汉江流域安康段。大唐陕西公司 2023 年实现归母净利润-1.61 亿元，仍为亏损状态，主要是由于供热业务价格难以疏导成本，供热业务亏损影响。

图 68：大唐陕西公司装机结构（万千瓦）



资料来源：大唐陕西公司债券募集说明书，国信证券经济研究所整理

图 69：大唐陕西公司营收、归母净利润情况



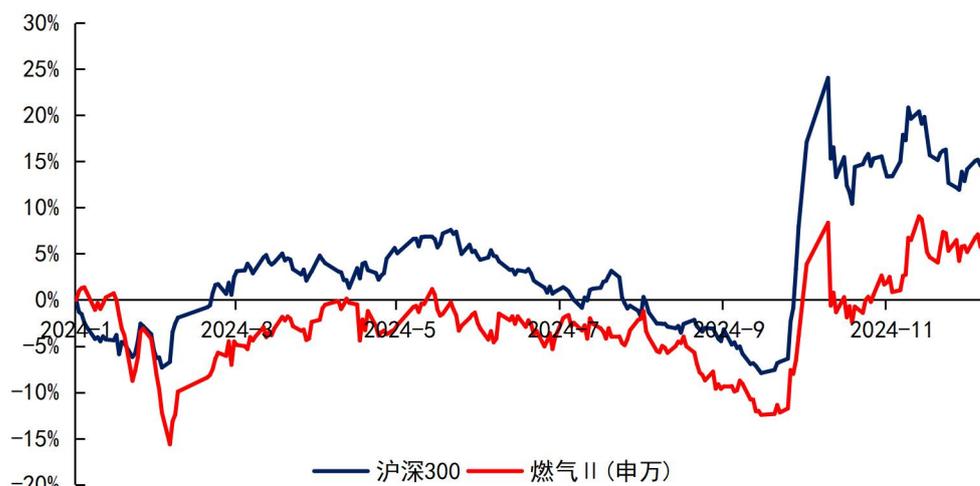
资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

燃气：天然气上下游联动机制建立，城燃盈利能力有望修复

板块回顾：

2024年初至今燃气板块整体跑输大盘。截至2024年12月4日，今年燃气指数（申万二级行业，下同）累计上涨5.76%，跑输沪深300指数8.79pct，同期沪深300指数上涨14.56%。2024年燃气指数整体走势与沪深300指数走势相似。

图70：截至2024年12月4日燃气指数和沪深300年内相对涨幅走势

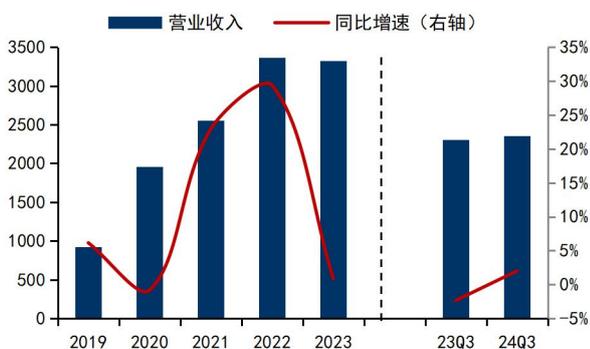


资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理 注：数据更新至2024年12月4日。

2024年前三季度，燃气行业营收和归母净利润稳健增长。2024年前三季度，燃气行业实现营业收入2355.00亿元，同比增长2.02%；实现归母净利润106.63亿元，同比增长6.1%。前三季度燃气行业毛利率为13.32%，同比下降0.46pct；净利率为6.16%，同比下降0.18pct。

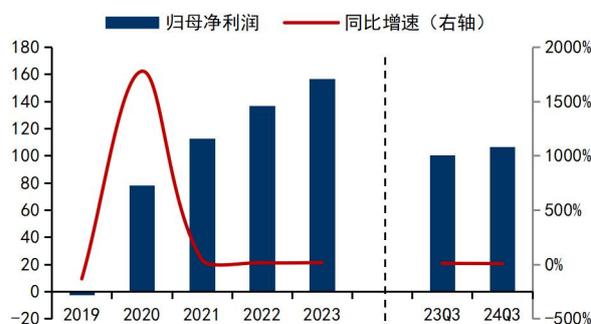
收益率和资产负债率有所下降。2024年前三季度，燃气行业ROE为8.22%，同比下降0.29pct；资产负债率为55.15%，同比降低3.49pct。行业总资产合计4024.13亿元，同比降低0.23%；总归母净资产1311.56亿元，同比提高7.94%。

图71：燃气行业营业收入（单位：亿元）



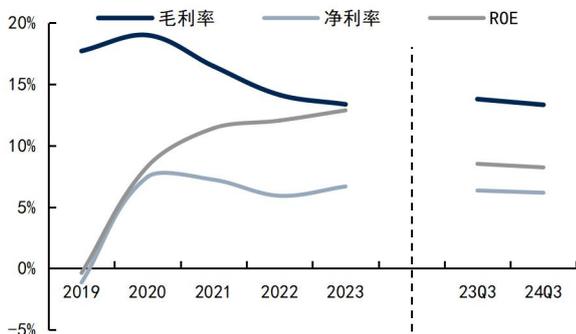
资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

图72：燃气行业归母净利润（单位：亿元）



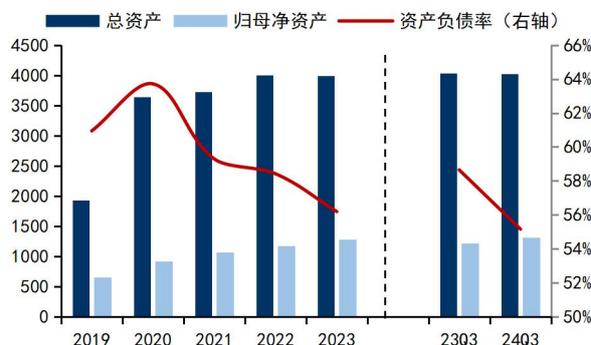
资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

图73: 燃气行业毛利率、净利率和ROE



资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理

图74: 燃气行业资产情况 (单位: 亿元)



资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理

燃气 32 支个股中有 21 支 2024 年上涨, 11 支跑赢沪深 300 指数。2024 年初至 12 月 4 日, 燃气板块涨幅前五的个股分别为 ST 浩源/凯添燃气/国新 B 股/大众公用/特瑞斯, 分别累计上涨 117.2%/92.4%/61.1%/50.0%/40.2%。

燃气 32 支个股中有 15 支 2024 年前三季度归母净利润同比增长。2024 年前三季度, 燃气板块有 26 家公司前三季度归母净利润为正, 排名前五的公司分别为新奥股份/九丰能源/深圳燃气/新天然气/陕天然气, 前三季度归母净利润分别为 34.9/15.3/10.6/8.8/5.2 亿元; 前三季度归母净利润增速前五的公司分别为胜通能源/国新 B 股/国新能源/陕天然气/洪通燃气, 同比增速分别为 145.7%/74.2%/74.2%/70.6%/52.2%。

表33: 2024 年燃气行业个股情况

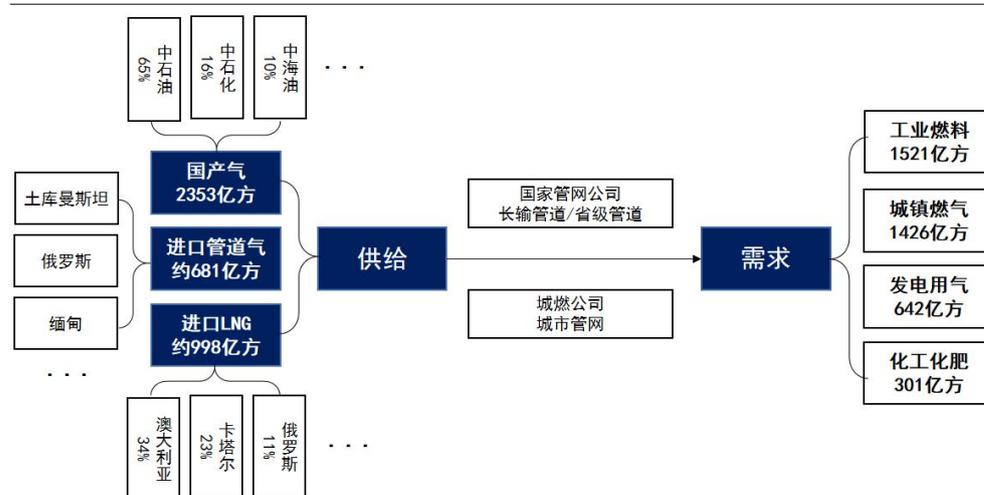
股票代码	证券简称	收盘价 (元/股)	累计涨幅	相较于大盘超额收益 (pct)	前三季度归母净利润 (亿元)	前三季度归母净利润增速	上年归母净利润 (亿元)
002700.SZ	ST 浩源	10.81	117.2%	+102.63	0.82	-9.12%	0.99
831010.BJ	凯添燃气	10.88	92.4%	+77.82	0.38	-14.23%	0.43
900913.SH	国新 B 股	0.28	61.1%	+46.58	-0.10	74.20%	0.78
600635.SH	大众公用	4.49	50.0%	+35.44	1.70	-37.65%	2.13
834014.BJ	特瑞斯	15.05	40.2%	+25.68	0.40	-0.18%	0.60
002911.SZ	佛燃能源	11.53	36.6%	+22.02	4.62	6.23%	8.44
603706.SH	东方环宇	20.03	28.4%	+13.88	1.22	15.72%	1.97
600333.SH	长春燃气	6.46	27.7%	+13.11	-0.82	27.61%	-0.68
002267.SZ	陕天然气	8.62	22.2%	+7.62	5.23	70.63%	5.44
600803.SH	新奥股份	18.66	16.3%	+1.77	34.91	12.51%	70.91
605368.SH	蓝天燃气	11.17	14.7%	+0.17	4.52	-9.68%	6.06
600617.SH	国新能源	3.01	13.4%	-1.14	-0.10	74.20%	0.78
603689.SH	皖天然气	9.26	11.0%	-3.57	2.83	-5.96%	3.44
603080.SH	新疆火炬	17.67	9.5%	-5.07	1.31	4.65%	1.34
601139.SH	深圳燃气	7.16	6.4%	-8.18	10.56	-4.50%	14.40
603393.SH	新天然气	31.41	5.2%	-9.35	8.82	30.28%	10.48
605090.SH	九丰能源	28.45	5.0%	-9.58	15.35	35.69%	13.06
600903.SH	贵州燃气	8.15	3.9%	-10.64	1.24	-28.04%	0.78
603318.SH	水发燃气	7.73	3.8%	-10.78	0.64	19.75%	0.72
600917.SH	重庆燃气	6.38	1.0%	-13.53	2.65	-3.46%	4.99
603053.SH	成都燃气	9.99	0.6%	-13.91	4.20	-4.26%	5.26
600681.SH	百川能源	3.69	0.0%	-14.56	1.72	-35.15%	3.68
000407.SZ	胜利股份	3.47	-2.2%	-16.78	1.10	7.62%	1.53
605169.SH	洪通燃气	10.74	-2.9%	-17.50	1.65	52.21%	1.53

300435.SZ	中泰股份	12.93	-9.0%	-23.61	1.89	-26.99%	3.50
001299.SZ	美能能源	13.65	-10.1%	-24.67	0.55	10.25%	0.82
300483.SZ	首华燃气	10.23	-13.8%	-28.38	-0.78	-1036.47%	-2.46
001331.SZ	胜通能源	12.07	-16.4%	-30.95	0.24	145.65%	-0.40
000593.SZ	德龙汇能	6.09	-17.7%	-32.26	0.42	-24.77%	-2.41
300332.SZ	天壕能源	6.24	-20.6%	-35.17	1.32	-57.17%	2.40
000669.SZ	ST金鸿	1.83	-21.5%	-36.02	-0.95	-483.06%	-2.23
002259.SZ	ST升达	2.57	-25.1%	-39.63	-0.20	-182.69%	-0.01

资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理 注：数据更新至2024年12月4日。

天然气产量和消费量双增，加速基础设施建设

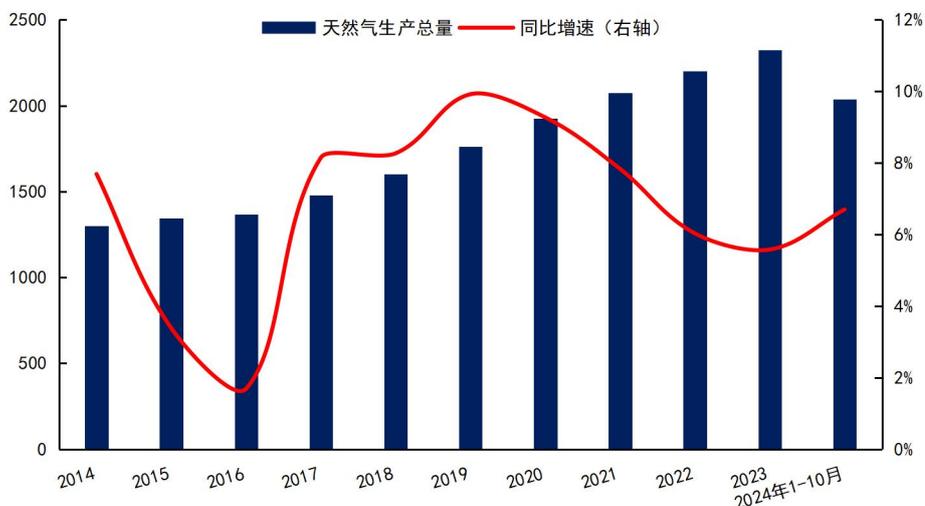
图 75：2023 年全国天然气供需结构



资料来源：中国石油企业协会，《中国天然气行业年度运行报告蓝皮书（2023）》，石油工业出版社、国信证券经济研究所整理

天然气勘探开发力度提升，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；国家能源局在《2024 年能源工作指导意见》中要求，能源供应保障能力持续增强，加大油气勘探开发力度，天然气保持快速上产态势。2023 年我国天然气产量 2353 亿方，连续 7 年增产超 100 亿方；2024 年 1-10 月份规上天然气产量 2039 亿方，同比增长 6.7%；进口天然气 10953 万吨，同比增长 13.6%。随着油气行业增储上产“七年行动计划”进入最后一年，预计我国天然气产量仍将保持增长。

图 76: 我国历年天然气产量变化情况 (单位: 亿立方米)



资料来源: 国家统计局, 国家能源局《中国天然气发展报告》, 国信证券经济研究所整理 注: 2024年1-10月为规上天然气产量

川新陕为我国主要产气省, 苏粤川用气量最高。我国天然气存在供需空间错配, 产能集中在中西部地区, 东部沿海和管网沿线省份需求相对旺盛。2021年我国产气量前三的省份分别为四川、新疆、陕西, 产气量分别为522.2/387.6/294.1亿方。四川天然气资源量、储量、产量均位列全国第一, 四川盆地是我国最早布局的天然气重点勘探开发区域之一, 自然资源部数据显示, 天然气总资源量达40万亿立方米, 约占全国总资源量的三分之一, 已探明储量7.5万亿方, 探明率仅18.7%³; 新疆是我国“西气东输”工程起点, 除通过中亚天然气管道从土库曼斯坦等国家进口天然气外, 也是我国最大的天然气生产基地之一, 未来还可外送煤制气补充天然气资源; 陕西是西气东输路线上的重要气源, 拥有长庆油田、延长气田两大气田, 2023年产气量分别达到213亿方和80亿方, 此外2023年发现了我国首个千亿方深煤层气田神府深煤层大气田, 有望形成非常规气产能。天然气用量方面, 我国天然气需求相对集中在东部沿海省份、天然气产地和西气东输管线沿线省份, 东部沿海地区经济活跃, 能源消耗和能源转型对天然气的需求旺盛, 因此需要西气东输等跨区域调度工程补充气源, 同时也带动了管线沿线省份的用气需求。随着能源转型不断推进, 相关地区逐步形成用气习惯, 以及管网基础设施建设不断推进, 天然气的普及率有望进一步提高。

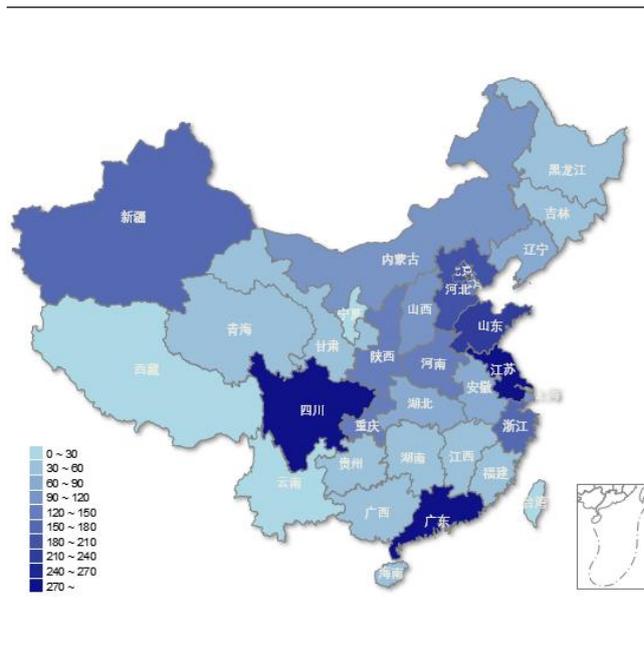
³ 中国石化石油勘探开发研究院《以创新驱动天然气高质量大发展—西南油气深耕四川盆地的创业之路》

图 77：2021 年分省份天然气生产量热度图（亿立方米）



资料来源：国家统计局，国信证券经济研究所整理

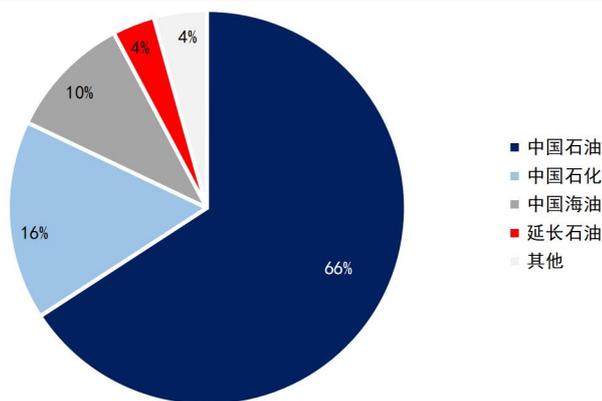
图 78：2022 年分省份天然气消费量热度图（亿立方米）



资料来源：Wind，《中国能源统计年鉴》，国信证券经济研究所整理

国产气主要由“三桶油”供应，中国石油占主要地位。2023 年，中国石油产气量 1846 亿立方米，其中国内产气量 1529 亿立方米，同比增长 5.1%⁴，占全国天然气总产量的 65%；中国石化天然气产量 13378 亿立方英尺，约合 379 亿立方米，同比增长 7.1%⁵；中国海油天然气产量为 8647 亿立方英尺，约合 236 亿立方米，同比增长 11.0%；此外，陕西延长石油（集团）有限公司产量约 80 亿立方米。

图 79：2023 年中国各公司天然气产量占比



资料来源：中国石油、中国石化、中国海油公司公告，延长石油公司官网，国信证券经济研究所整理

进口气恢复增长，对外依存度小幅回升。2023 年，全国天然气进口量为 11997.1 万吨，约合 1679.6 亿立方米，同比增速为 9.9%，对外依存度为 42.3%，较上年提高 1.1pct。其中，LNG 进口量占比 59.4%，管道气进口量占比为 40.6%。

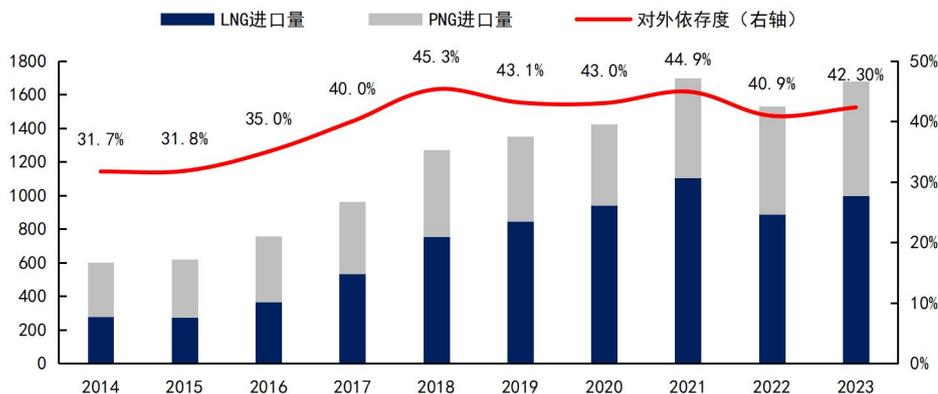
管道气进口量较快增长，LNG 进口增速由负转正，但仍低于 2021 年水平。2023

⁴ 中国石油 2023 年 ESG 报告，其中可销售天然气产量为 1341.9 亿方，同比增长 6.0%

⁵ 中国石化 2023 年年报

年，全国管道气进口量为 4865 万吨，约合 681 亿立方米，同比增长 6.2%。中俄东线供气量快速增加，俄罗斯对华天然气供应全年进口气量达 227 亿立方米，同比增加 72 亿立方米，贡献管道气进口量主要增量。2023 年，全国 LNG 进口量为 7132 万吨，约合 998 亿立方米，同比增长 12.4%，较上年提高了 32.0pct，但仍不及 2021 年的 7893 万吨。

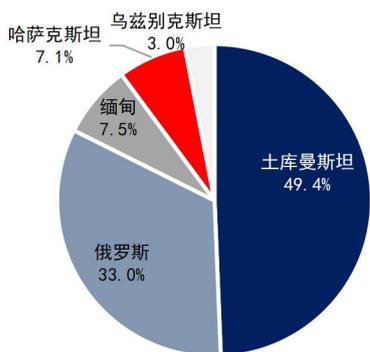
图80：中国天然气进口结构及对外依存度（单位：亿方）



资料来源：海关总署，海关统计数据平台，国信证券经济研究所整理 注：按照 1 吨折合 1400 立方米计算

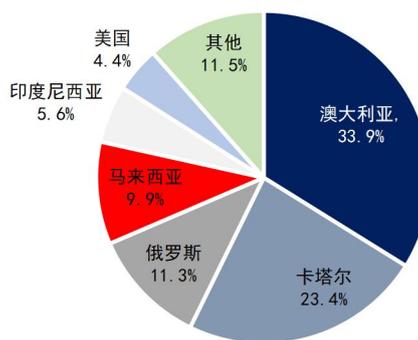
LNG 进口来源和主体多元化。截至 2023 年底，中国天然气进口来源为 26 个，其中 PNG 进口来源排名前五的国家分别是土库曼斯坦、俄罗斯、缅甸、哈萨克斯坦和乌兹别克斯坦；LNG 进口前五的国家分别是澳大利亚、卡塔尔、俄罗斯、马来西亚和印度尼西亚。除“三桶油”和国家管网公司外，已投运 LNG 接收站的第二梯队燃气公司包括广汇能源、九丰能源、新奥股份、深圳燃气、申能集团、嘉燃和杭燃集团、北京燃气、广州燃气、浙能集团、河北建设、新天绿能等公司。

图81：2023 年中国进口 PNG 主要来源国



资料来源：海关总署、中国石油企业协会，《中国天然气行业年度运行报告蓝皮书（2023）》，石油工业出版社、国信证券经济研究所整理 注：由于海关总署不在公布 PNG 多维统计分组数据，以各月份不同进口国的总进口价格除以当月 PNG 平均进口价格后累加得到全年进口量

图82：2023 年中国进口 LNG 主要来源国

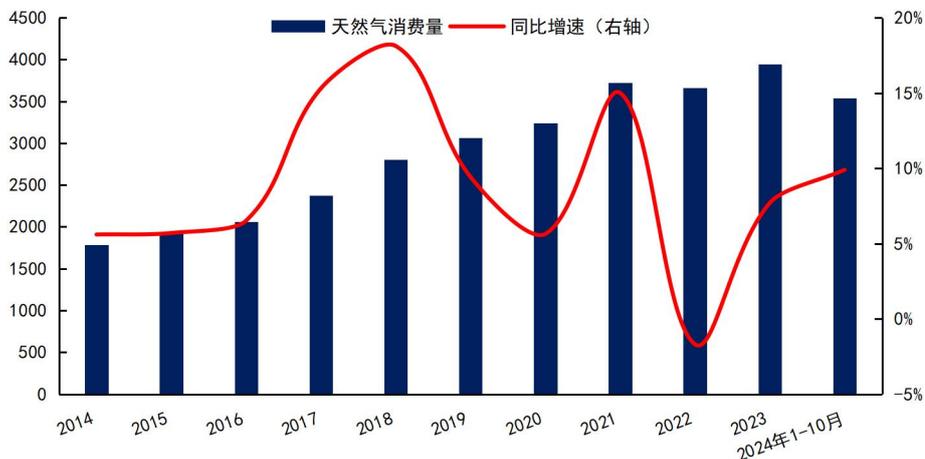


资料来源：海关总署、中国石油企业协会，《中国天然气行业年度运行报告蓝皮书（2023）》，石油工业出版社、国信证券经济研究所整理

天然气消费总量整体呈上升态势。2023 年，中国天然气消费量为 3945 亿立方米，增量 282 亿立方米，同比增长 7.6%，扭转了 2022 年首次增速为负的趋势。2014-2023 年天然气消费量 CAGR 为 9.2%，整体保持较高增速。2024 年 10 月全国

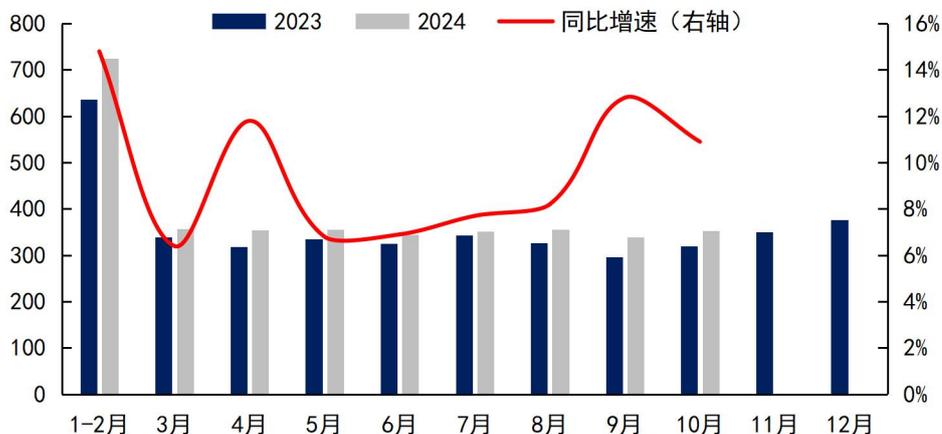
天然气表观消费量 353.4 亿方，同比增长 10.9%，月环比增长 4.31%；1-10 月全国天然气表观消费量 3537.2 亿方，同比增长 9.9%。气量增长的主要动力来自气电和 LNG 重卡交通用气增长，截至 9 月底，天然气发电累计新增装机 1200 万千瓦，LNG 重卡销售量接近 15 万辆，创单年历史新高⁶。

图 83: 中国天然气消费量（单位：亿方）



资料来源：国家发改委《全国天然气运行快报》，国信证券经济研究所整理

图 84: 2023-2024 年各月份天然气表观消费量（单位：亿方）

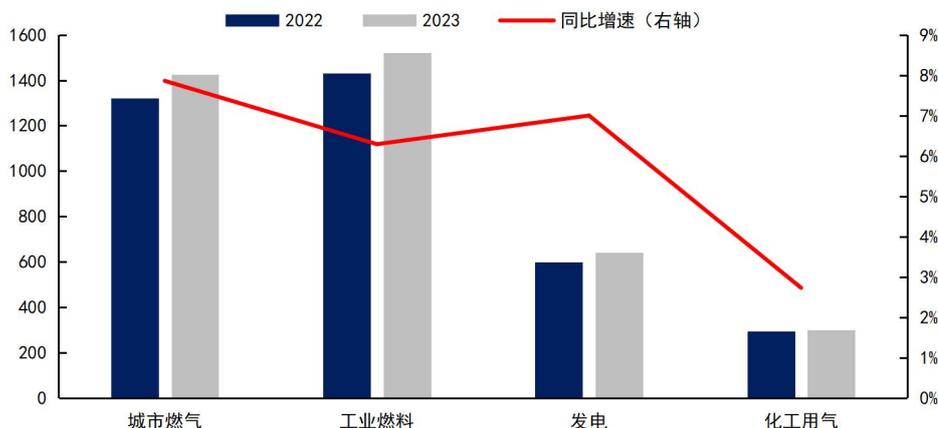


资料来源：国家发改委《全国天然气运行快报》，国信证券经济研究所整理

我国天然气消费结构中城市燃气和工业燃料占比最高。分行业来看，2023 年中国天然气消费结构中，城市燃气、工业燃料、发电和化工四大行业消费占比分别为 36.1%/38.6%/16.3%/7.6%，城市燃气和工业燃料为中国天然气消费主要行业。从增速看，城市燃气、工业燃料、发电和化工同比增速分别为 7.9%/6.3%/7.0%/2.7%。

⁶ 中国能源报《天然气市场消费“火热”》

图 85：中国天然气分行业消费情况（单位：亿方）



资料来源：中国石油企业协会，《中国天然气行业年度运行报告蓝皮书（2023）》，石油工业出版社、LNG 行业信息、重庆石油天然气交易中心、国信证券经济研究所整理

新能源装机增长带动气电需求，气价下行改善气电经济性。截至 2023 年底，全国气电总装机容量 12562 万千瓦，同比增长 8.6%。气电具有启停快、爬坡速度高等优点，是电网重要的灵活性电源，具有重要的电力调峰和支撑作用。中电联预测到今年年底，并网风光合计装机规模占总装机的比重将上升至 40%，截至 9 月底已达到 39.6%，随着风光装机进一步增长，气电需求也将随之提高。另一方面，气电经济性对气价的敏感性较高，E/F 级燃气轮机联合循环 1 方气可发 4.5-5.2kWh 电，上游天然气价格每变动 0.5 元/方，气电度电燃料成本将随之提高 0.1 元。为缓解上游气价对气电经营的影响，多地建立气电价格联动或成本补偿机制，如河北省对天然气调峰、热电联产气电机组实施两部制电价，容量电价暂定为 28 元/kW*月（含税），并建立电量电价气电联动机制，基准电量电价为 0.3124 元/kWh（含税），基准天然气价格为 1.84 元/方，天然气到厂价格与基准天然气价格每变化 0.5 元，上网电价在基准电量电价上相应调整 0.1 元。

LNG 重卡延续高增长，低气价提高气头车经济性。《天然气利用管理办法》自 2024 年 8 月 1 日起施行，其中指出，以液化天然气为燃料的载货卡车、城际载客汽车、公交车等运输车辆为优先类天然气利用。2024 年 1-8 月，LNG 重卡销量近 13 万辆，同比增长 70%，销售平均渗透率超过 20%，同比增长 8 个百分点；全国 LNG 供应 2708 万吨，同比增长 383 万吨或 16.5%，其中国内液厂供应 1665 万吨，沿海接收站供应 1043 万吨⁷。LNG 价格维持较低水平的情况下，LNG 重卡具有经济性，隆众数据显示，2024 年 1-4 月，LNG 价格指数均价为 4392 元/吨，同比下滑 20.75%，主流柴油价格 7000-7500 元/吨，等热值 LNG 与柴油价格比达 0.6，百公里消耗的 LNG 比柴油节省约 117 元⁸。

加快基础设施建设，完善用气保障。2023 年全国长输天然气管道总里程 12.4 万公里，同比增长超 4000 公里；据央视网报道，截至 12 月初，我国 2024 年新建油气管道里程已突破 4000 公里，天然气“全国一张网”建设稳步推进，其中，中俄东线天然气管道正式全线贯通，年输气能力增至 380 亿方。目前，我国天然气“全国一张网”日供气能力超 10 亿立方米，按照规划，到 2025 年，我国横跨东西、纵贯南北、覆盖全国、联通海外的天然气“全国一张网”将更加完善，进一步提

⁷ 中国能源报《天然气市场消费“火热”》

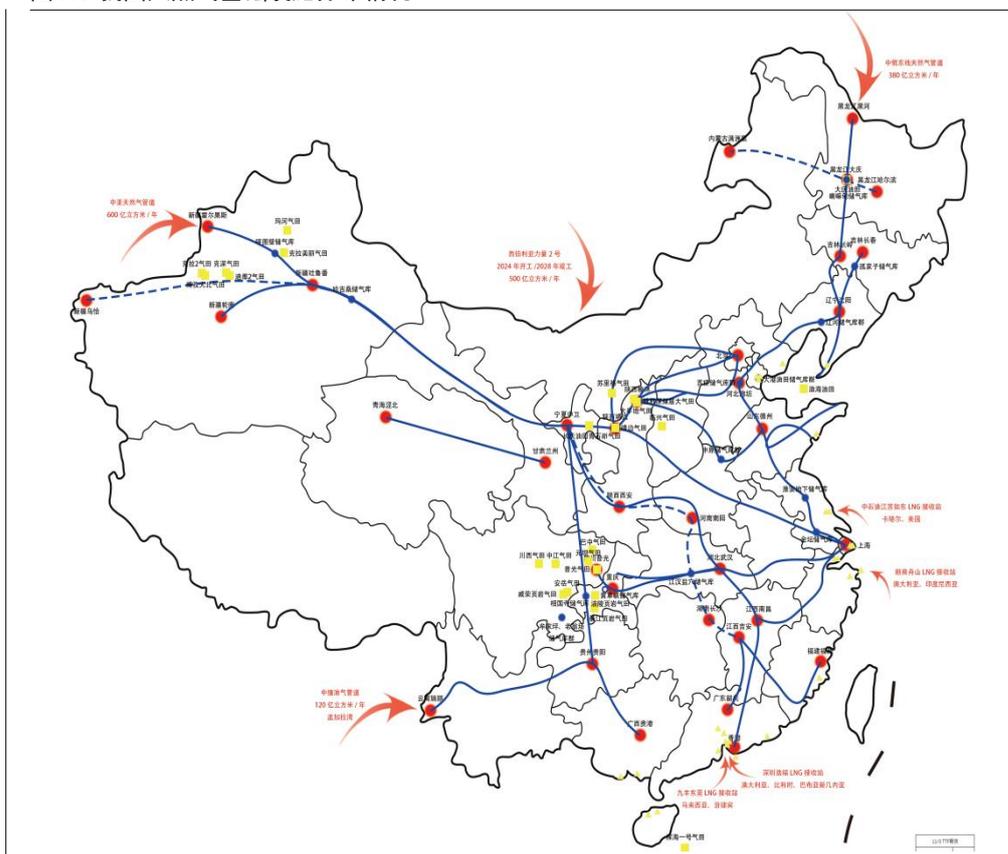
⁸ 中国能源报《车用 LNG 增量势头猛》

升油气供应保障能力⁹。

加快储气库建设，但调峰储气能力仍需进一步提高。截至 2023 年，国内已建地下储气库 30 座，形成调峰能力 230 亿立方米，占天然气消费量 5.8%；2023 年新增储气能力 76 亿立方米。中国石油规划“十五五”末新投产储气库 11 个，满足 2040 年储气能力建设需求^{10, 11}。我国储气能力仍有所不足，以当前调峰能力估算，我国储气库可支撑我国天然气不足 1 月，而欧洲储气能力可保障欧盟国家使用 3 个月以上。我国天然气禀赋相对较差，天然气对外依存度较高，要通过天然气推动能源转型，提高天然气在能源结构中的占比，必须相应加快储气库建设，保障能源安全。

LNG 接收站加快投产。截至 2023 年底，全国已投运 LNG 接收站 28 座，总接卸能力达 1.16 亿吨/年。沿海 LNG 接收站在 2024 年达到投产高峰，预计今年年底前有 10 座投产，新增接收能力 3880 万吨/年。其中，山东省投产 3 座，新增接收能力 1600 万吨/年；广东省投产 4 座，新增接收能力 1580 万吨/年，浙江、福建、江苏各投产 1 座，新增接收能力分别为 200 万吨/年、300 万吨/年和 200 万吨/年¹²。

图 86: 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

⁹ 央视网《我国今年新建油气管道超 4000 公里》

¹⁰ 中国能源报《我国储气库调峰储气能力不断升级》

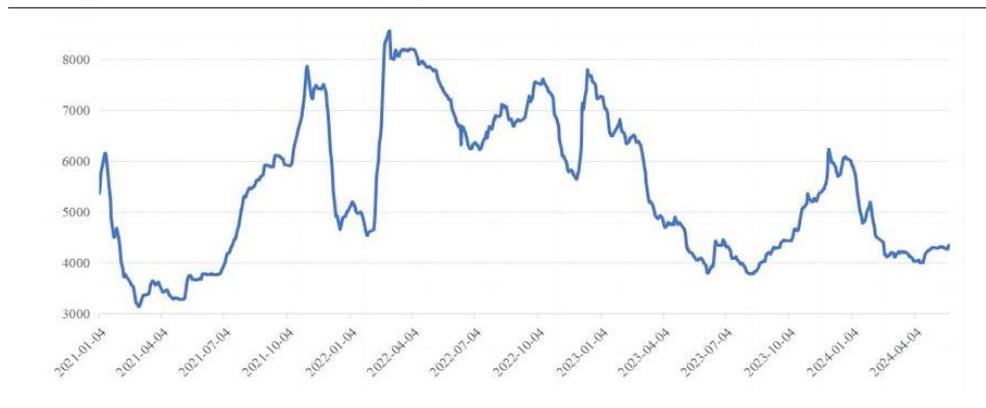
¹¹ 《中国天然气发展报告（2024）》

¹² 周淑慧，沈鑫，《天然气发展气势足：沿海 LNG 接收站在 2024 年达到投产高峰，预计今年年底前有 10 座投产！》，中国石油石化

居民顺价持续推动，城燃毛差有望继续修复

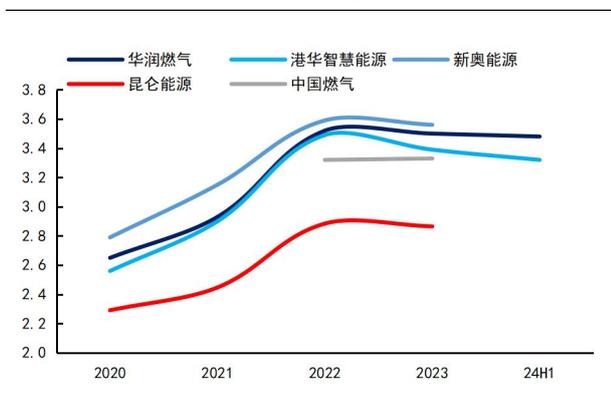
居民顺价叠加气源价格回落，城燃毛差修复。随着居民用气成本逐渐向下游疏导，叠加全球天然气供需关系趋于缓和，上游气价有所回落，城市燃气整体毛差水平有所修复。2024年上半年，华润燃气平均销气毛差为0.54元/方，同比提高了0.04元/方，但平均销气价格实现3.48元/方，同比降低0.10元/方。分用户来看，工商业用气和车用气价格均随气源价格而下降，而居民用气价格稳健回升，可见居民顺价对公司整体毛差的修复作用。

图87: 全国LNG出厂价格（单位：元/吨）



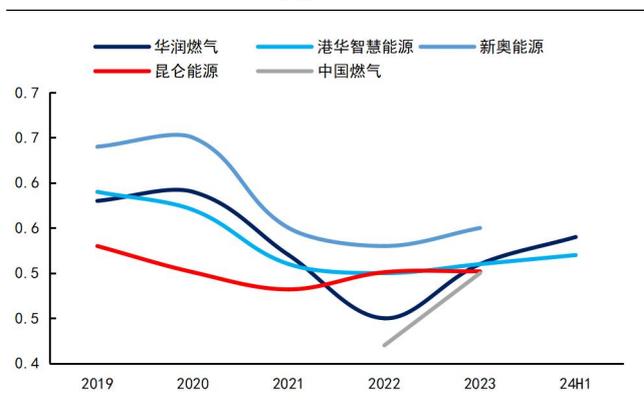
资料来源：SHPGX，国信证券经济研究所整理

图88: 五大城燃平均销气价格（元/立方米）



资料来源：Wind，公司公告，国信证券经济研究所整理

图89: 五大城燃平均销气毛差（元/立方米）



资料来源：Wind，公司公告，国信证券经济研究所整理

从价格形成机制上来看，我国天然气定价机制主要包括井口价、管输费和配气费三部分。

井口价：定价采用净回值法推算。天然气下游价格与具有竞争性的可替代能源相挂钩，先通过计算公式确定天然气市场价值，然后通过倒推方式推算出上游各个环节的天然气价格。

管网输配费：跨省输气费用，管输费实行政府定价，由国务院价格主管部门制定和调整，定价采用“准许成本+合理收益”原则，准许收益率按照管道负荷率不低

于 75%取得税后全投资收益率 8%的原则确定¹³。

门站价格：门站价格采用基准门站价格管理。供需双方可以在基准门站价格的基础上上浮 20%、下浮不限的范围内协商确定具体门站价格。各省门站基准价格分布在 1.04-2.06 元/方，考虑 20%上浮上限，广东、上海门站价格最高可达 2.47 元/方。2019 年 4 月 1 日调整各省天然气基准门站价格后，门站基准价格未发生变化。

表 34: 我国各省（区、市）天然气基准门站价（元/方，含 10%增值税）

省份	基准门站价格	省份	基准门站价格
北京	1.88	湖北	1.84
天津	1.88	湖南	1.84
河北	1.86	广东	2.06
山西	1.79	广西	1.89
内蒙古	1.23	海南	1.53
辽宁	1.86	重庆	1.53
吉林	1.65	四川	1.54
黑龙江	1.65	贵州	1.60
上海	2.06	云南	1.60
江苏	2.04	陕西	1.23
浙江	2.05	甘肃	1.32
安徽	1.97	宁夏	1.40
江西	1.84	青海	1.16
山东	1.86	新疆	1.04
河南	1.89		

资料来源：国家发展改革委，国信证券经济研究所整理

配气价格：指城镇燃气管网配送环节价格，由政府严格监管，按照“准许成本+合理收益”原则制定，其中准许收益率按税后全投资收益率不超过 7%确定¹⁴。

终端用户价格=门站价格+配气价格。其中居民用气阶梯气价第一档用气量按覆盖区域内 80%居民用户的月均用气量确定，保障居民基本生活用气需求；第二档用气量按覆盖区域内 95%居民家庭用户的月均用气量确定，体现改善和提高居民生活质量的合理用气需求；第三档用气量为超出第二档的用气部分。居民用气门站价格理顺后，各地可参照国家标准，居民阶梯气价第一二三档调整为“1：1.2：1.5”，适当控制一档气价调整幅度，市县政府对城乡低收入群体给予适当补贴，尽量减少对居民基本生活的影响。

居民城燃调价需开展定价听证，若已实施价格联动则可不再开展。天然气销售价格顺调的审批程序，应遵循听证会形成共识而建立的顺调机制原则，并按《政府制定价格行为规则》的其他有关规定执行¹⁵；同时，按照《政府制定价格听证办法》规定，依据已经生效实施的定价机制制定具体价格水平时，可以不再开展定价听证。若当地已实施居民用天然气销售价格与天然气门站价格联动调整机制，在满足联动条件情况下可直接执行联动程序，无需定价听证。

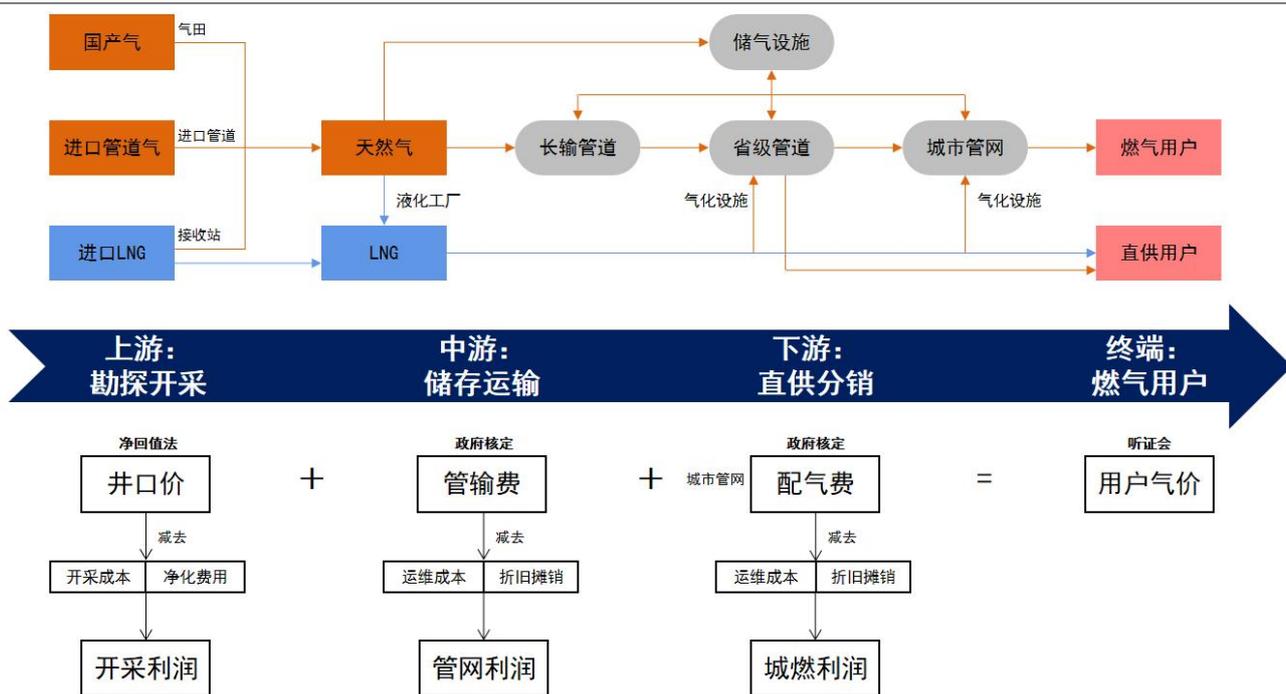
非居民用气顺价机制通畅。发改委 2015 年 2 月发布《关于理顺非居民用天然气价格的通知》，决定理顺非居民用气价格，实现非居民用气价格并轨，试点放开直供用户（化肥企业除外）用气门站价格，由供需双方协商定价。此外，各地政府非居民用气调价周期较短（以上海为例，非居气价每 3 月联动调整一次），也无需定价听证。因此城燃工商业用户用气价格变动相对灵活，单方毛差比较稳定。

¹³ 国家发改委《天然气管道运输价格管理办法（暂行）》

¹⁴ 国家发改委《关于加强配气价格监管的指导意见》

¹⁵ 国家发改委《成都五城区及高新区生活用气价顺调 可不再听证》

图90：中国天然气产业链及定价机制



资料来源：前瞻产业研究院，国信证券经济研究所整理

天然气市场价格上下游联动加快，顺价机制理顺。2023年6月，国家发展改革委下发《关于建立健全天然气上下游价格联动机制的指导意见》，要求地方政府采纳并执行天然气上下游价格联动机制，推动终端销售价格与上游采购成本联动。自文件发布至今，江苏、福建、山东等多个省份及下辖地市相继出台地方性天然气价格联动政策，对合理疏导能源价格上涨、城燃企业居民气价购销倒挂等价格矛盾，促进燃气企业正常经营和发展具有重要意义。综合多地居民燃气价格调整方案，多数地区调价幅度在0.1-0.4元/方之间，福建省福州市上调幅度达0.45元/方，少数地区气价下调，如湖南省娄底市气价下调0.29元/方。2024年3月36个大中城市民用管道天然气（第一档）价格2.74元/立方米，同比上升2.6%¹⁶。考虑每户每年用气量160-200立方米，在调价幅度0.1-0.4元/方的情况下，居民用户每年用气支出增长约为16-80元。

表35：部分地区城市燃气居民用气价格调整政策情况梳理

省份	地市	文件	调整前价格	调整后价格
内蒙古	呼和浩特	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	居民销售价格 2.12 元/立方米 (2022 年 4 月 1 日起)	居民销售价格 2.252 元/立方米
重庆	重庆	重庆市发展和改革委员会关于 2023 年非采暖季中心城区天然气销售价格的通知	1. 居民天然气一、二、三阶梯最高销售价格分别为每立方米 2.039 元、2.209 元、2.559 元。 2. 执行居民类用气价格的学校、养老福利机构和部队食堂用气最高销售价格为每立方米 2.089 元。 3. 低保用户和特困人员生活用气最高销售价格为每立方米 1.96 元执行。 (2021 年 11 月 1 日起) 第一、二、三级阶梯价格分别为 2.61 元/立方米、3.06 元/立方米、3.80 元/立方米。	1. 居民天然气一、二、三阶梯最高销售价格调整为 2.196 元、2.366 元、2.716 元。 2. 执行居民类用气价格的学校、养老福利机构和部队食堂用气最高销售价格调整为 2.246 元。 3. 低保用户和特困人员生活用气最高销售价格本次暂不作调整。
贵州	贵阳	省发展改革委部署联动调整居民用气价格		调整后的第一、二、三档价格分别为 2.76 元/立方米、3.21 元/立方米、3.95 元/立方米。

河北	石家庄	关于调整主城区居民用管道天然气销售价格的通知	1. 居民用气第一阶梯价格 2.78 元/立方米。 2. 低保户、特困对象、深度困难职工家庭用气价格在第一阶梯气量内，销售价格为 2.58 元/立方米。 3. 用燃气采暖炉独立采暖用户气价，在政府规定采暖期内，执行第一阶梯价格。 4. 学校教学和学生生活、养老福利机构等特定用户气价，执行第一阶梯、第二阶梯平均气价。	1. 居民用气第一阶梯价格调整为 3.15 元/立方米，上涨 0.37 元/立方米。第二、第三阶梯价格分别按照第一阶梯价格的 1.15 倍、1.35 倍调整为 3.62 元/立方米、4.25 元/立方米。 2. 低保户、特困对象、深度困难职工家庭用气价格在第一阶梯气量内，销售价格为 2.85 元/立方米，优惠 0.30 元/立方米，超出第一阶梯气量部分不再优惠。 3. 用燃气采暖炉独立采暖用户气价，在政府规定采暖期内，执行第一阶梯价格。 4. 学校教学和学生生活、养老福利机构等特定用户气价，执行第一阶梯、第二阶梯平均气价，销售价格为 3.385 元/立方米。 5. 属于农村“气代煤”范围的居民用气，执行第一档阶梯价格 3.15 元/立方米。
甘肃	兰州	关于启动居民用管道天然气气源采购和销售价格上下游联动机制的通知	2022 年 4 月 1 日起，居民用管道天然气第一阶梯销售价格 1.76 元/m ³ ，第二阶梯销售价格 2.11 元/m ³ ，第三阶梯销售价格 2.64 元/m ³ 。非居民用气集中供热用气销售价格（不含商用）2.17 元/m ³ ；工商业用气销售价格由 2.46 元/m ³ 。	第一阶梯销售价格调整为每立方米 2.02 元；第二阶梯、第三阶梯为每立方米 2.42 元、3.03 元。 执行居民用气价格的非居民用户销售价格按居民第一阶梯气价的基础上增加 0.05 元，为每立方米 2.07 元。
陕西	西安	西安市发展和改革委员会关于联动调整我市居民用管道天然气终端销售价格的通知	居民用管道天然气第一阶梯价格为 2.05 元/m ³ ，第二阶梯从 2.46 元/m ³ ；第三阶梯从 3.08 元/m ³ 。	调整后居民用管道天然气第一阶梯销售价格 2.18 元/m ³ ，第二阶梯 2.62 元/m ³ ；第三阶梯 3.27 元/m ³ 。
宁夏	银川	银川市发展和改革委员会关于对我市天然气销售价格进行联动的通知	居民用天然气销售价格：1.86 元/m ³ （2021 年 5 月 8 日至 2021 年 10 月 31 日）	居民用天然气销售价格：2.09 元/m ³
山东	济南	济南市发展和改革委员会关于调整居民用管道天然气销售价格的通知	普通居民用户年用气量 216 立方米以内(含)第一阶梯气价每立方米 3.30 元；年用气量 216—360 立方米(含)第二阶梯气价每立方米 3.90 元；年用气量 360 立方米以上第三阶梯气价每立方米 4.80 元。 执行居民气价的学校、托幼园所、社区医疗机构、社会福利机构、城乡社区居委会等非居民用气销售价格由每立方米 3.60 元(不包括采暖锅炉用气)。 燃气壁挂炉采暖用户用气价格每立方米 3.30 元。 持有《城乡居民最低生活保障证》或《济南市特困职工优待证》的用户价格为每立方米 2.70 元。	普通居民用户年第一阶梯气价调整为 3.50 元；第二阶梯气价调整为 4.10 元；第三阶梯气价调整为 5.00 元。 执行居民气价的学校、托幼园所、社区医疗机构、社会福利机构、城乡社区居委会等非居民用气销售价格调整为每立方米 3.80 元(不包括采暖锅炉用气)。 燃气壁挂炉采暖用户用气价格每立方米 3.50 元。 持有《城乡居民最低生活保障证》或《济南市特困职工优待证》的用户价格不变。
天津		市发展改革委关于调整我市城市燃气管网居民天然气销售价格的通知	(一) 居民生活用气。一档用气价格每立方米(下同) 2.50 元，二档用气价格 3.00 元，三档用气价格 3.75 元。 (二) 居民独立采暖用气。一档用气价格 2.40 元，二档用气价格 3.00 元，三档用气价格 3.75 元。 (三) 执行居民气价的非居民用户用气价格 2.53 元。 (四) 农村“煤改气”居民家庭冬季采暖用气参照独立采暖一档用气价格执行，2.40 元。 (五) 低保户、特困户等低收入家庭的居民用气价格，继续按居民用气一档气价执行，不执行阶梯气价。	(一) 居民生活用气。一档用气价格由每立方米(下同)调整至 2.79 元，二档用气价格调整至 3.29 元，三档用气价格调整至 4.04 元。 (二) 居民独立采暖用气。一档用气价格调整至 2.69 元，二档用气价格调整至 3.29 元，三档用气价格调整至 4.04 元。 (三) 执行居民气价的非居民用户用气价格调整至 2.82 元。 (四) 农村“煤改气”居民家庭冬季采暖用气参照独立采暖一档用气价格执行，调整至 2.69 元。 (五) 低保户、特困户等低收入家庭的居民用气价格，继续按居民用气一档气价执行，不执行阶梯气价。每户每年免费使用的管道天然气调整为 150 立方米，实际年用气量不足 150 立方米的按实际用气量减免。
福建	福州	福州市发展和改革委员会关于调整福州市五城区居民管道天然气销售价格的通知	福州市五城区居民生活用管道天然气第一阶梯销售价格现行 3.16 元/立方米。 城乡低保对象、特困人员、享受国家定期抚恤补助的优抚对象、“革命五老”等人员家庭，用气价格仍按原标准 3.16 元/立方米执行。	福州市五城区居民生活用管道天然气第一阶梯销售价格由现行 3.16 元/立方米调整为 3.61 元/立方米。各阶梯气价仍按 1:1.2:1.5 的比例相应调整。 城乡低保对象、特困人员、享受国家定期抚恤补助的优抚对象、“革命五老”等人员家庭，用气价格仍按原标准 3.16 元/立方米执行。
广东	深圳	深圳市发展和改革委员会关于联动调整我市管	居民：夏季第一档价格为 3.10 元/立方米，第二档价格为 3.60 元/立方米，第三档价格	居民：夏季第一档价格为 3.41 元/立方米，第二档价格为 3.91 元/立方米，第三档价格

道天然气销售价格的通 为 4.85 元/立方米；冬季第一档价格为 3.10 为 5.16 元/立方米；冬季第一档价格为 3.41
 知 元/立方米，第二档价格为 3.60 元/立方米， 元/立方米，第二档价格为 3.91 元/立方米，
 第三档价格为 4.85 元/立方米。 第三档价格为 5.16 元/立方米。

资料来源：各地政府官网、国信证券经济研究所整理

管输价格分区域核定，加快形成“全国一张网”。2023 年 12 月 5 日，国家发改委印发《关于核定跨省天然气管道运输价格的通知》，以宁夏中卫、河北永清、贵州贵阳 3 个管道关键节点为主要界限，核定西北价区运价率为 0.1262 元/（千方*千米），东北价区运价率为 0.1828 元/（千方*千米），中东部价区运价率为 0.2783 元/（千方*千米），西南价区运价率为 0.3411 元/（千方*千米），以上均含 9% 增值税。本次灌输价格重新核定，将国家管网经营的跨省天然气管道运价率由 20 个减少至 4 个，构建了相对统一的运价结构。

表 36: 天然气管道运输价格

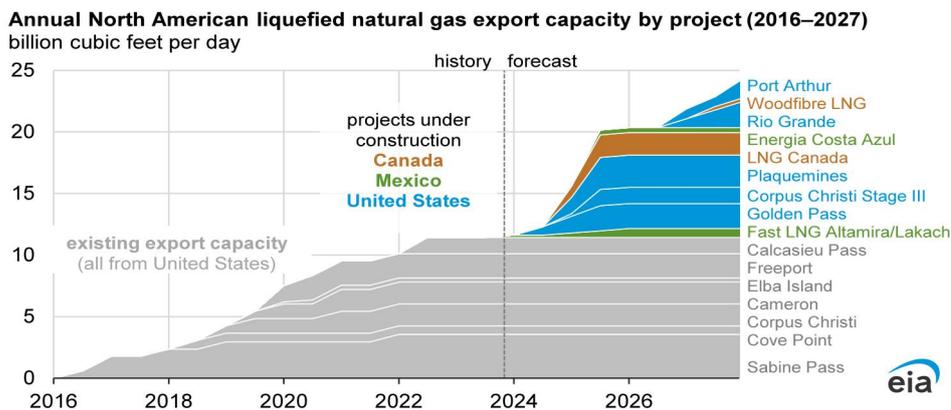
所属价区	含税运价表 (元/千立方 米·公里)	原管道运输价格	
		管道	含税价 (元/千立方米·公里)
中东部价区	0.2783	川气东送	0.3824
		榆济线	0.4363
		陕京一、二、三、四线	0.2805
		西一线东段、西二线东段、忠武线、长宁线	0.2386
		中贵联络线、西二线广南支干线	0.3890
		西三线东段	0.1202
西北价区	0.1262	西一线西段、西二线西段、涩宁兰线	0.1416
		西三线西段	0.1202
东北价区	0.1828	秦沈线、大沈线、哈沈线	0.4594
西南价区	0.3411	中缅线	0.4035

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

国际天然气供给逐渐宽松，国际气价有望下行

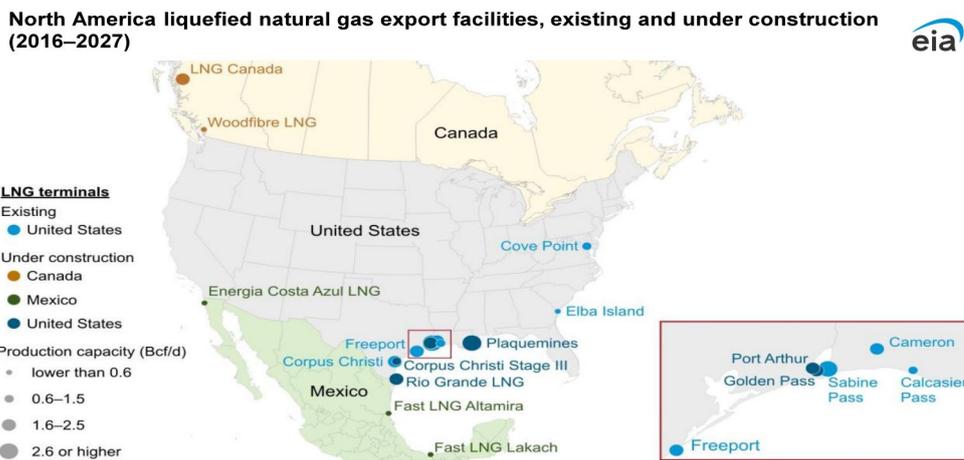
美国 LNG 出口项目投产有望引导全球天然气市场供给趋好。美国自推动页岩气革命以来，逐渐由天然气进口国转型为出口国。受俄乌冲突的影响，俄罗斯向欧洲出口天然气减少，欧洲国家转而从美国进口天然气，美国在世界出口天然气中的份额快速提升。2023 年，美国成为世界最大的天然气生产国和 LNG 出口国，产量达产量为 1.15 万亿立方米，LNG 出口量 8592 万吨，约合 0.12 亿方。美国信息能源署（EIA）在 2024 年 4 月短期能源展望中预测，随着美国五个在建 LNG 出口项目中 Golden Pass、Corpus Christi Stage III 和 Plaquemines 三个项目投产，美国 2025 年日均出口量将再提升 1/6。IGU 的统计显示，截至 2022 年底全球液化能力为 478.4MTPA（百万吨每年），到 2028 年将超过 800MTPA，其中北美液化能力增长最快。随着美国出口项目持续投产，国际天然气供给有望转向宽松。

图91: 美国 LNG 出口能力和新增项目投产情况



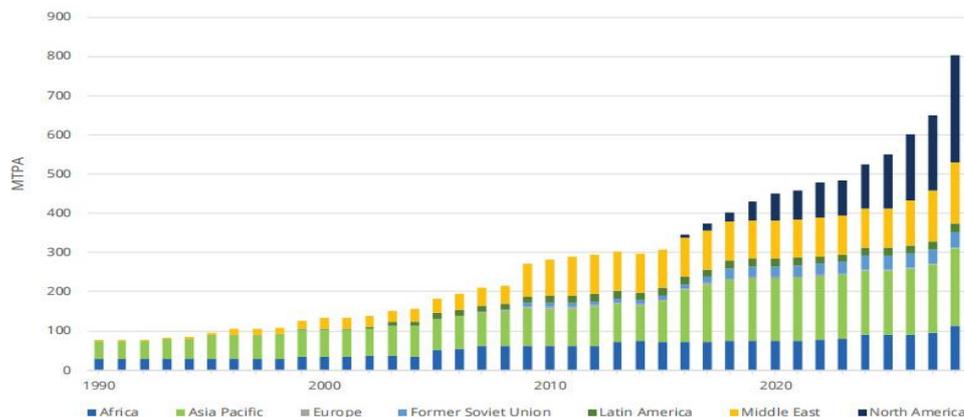
资料来源: EIA, 国信证券经济研究所整理

图92: 北美洲 LNG 出口项目



资料来源: EIA, 国信证券经济研究所整理

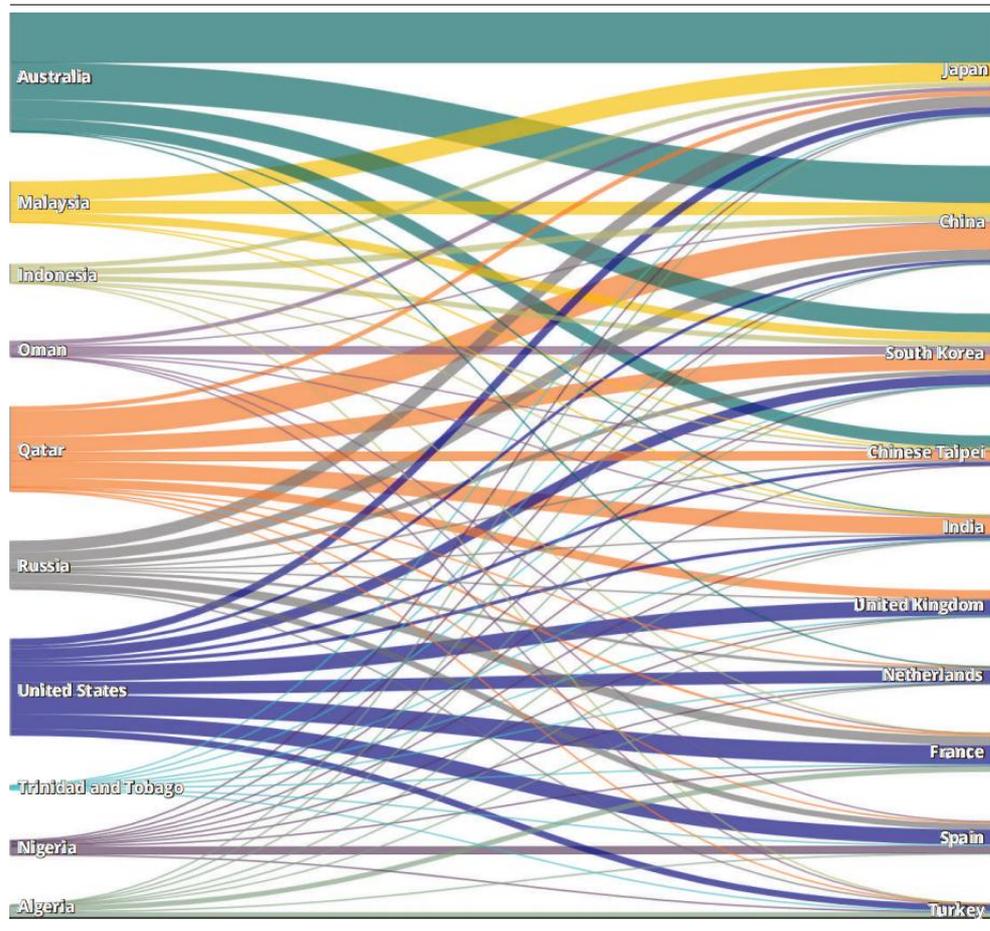
图93: 全球天然气液化能力



资料来源: IGU, Rystad Energy, 国信证券经济研究所整理

美国共和党赢得大选，有望进一步增加国际天然气供应。2024年11月，美国共和党赢得总统选举，并获得参众两院多数席位。相比于民主党，共和党更青睐传统能源，下一任总统唐纳德·特朗普曾明确表示希望撤回现行的清洁能源法案，认为优先发展石油和天然气的政策将能够确保美国的能源独立，计划大幅增加美国油气产量，并撤销现任总统拜登的LNG出口审批禁令，扩大美国LNG出口。虽然美国直接出口中国的LNG份额较小，但扩大出口有利于缓和国际天然气供需关系，维持能源价格低位运行。

图94：2023年世界LNG进出口情况



资料来源：IGU，国信证券经济研究所整理

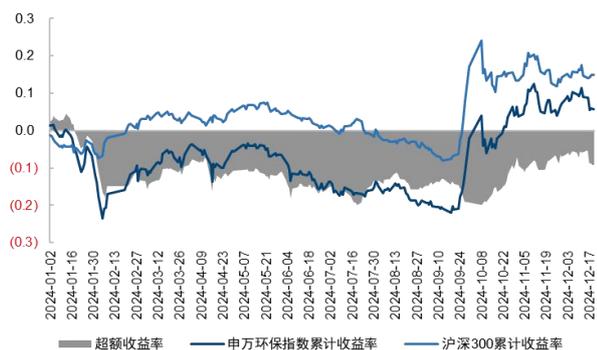
欧洲天然气需求下降，全球现货市场价格有望维持较低水平。自俄乌冲突以来，欧洲进口俄罗斯天然气减少，进口美国天然气增加，用气成本也随之提高。根据欧盟统计局5月28日公布数据，欧盟对天然气的需求已连续两年下降，继2022年下降13.3%之后，2023年的需求量又下降了7.4%。尽管欧洲一度面临能源危机导致国际天然气价格飙升，但随着供应问题缓解和天然气储量维持较高水平，以及欧盟理事会关于协调减少天然气需求措施的条例（2022/1369），欧洲对天然气供给的紧张情绪有望逐渐缓解。因此，预计国际天然气现货市场供需关系有望趋于宽松，使现货价格维持相对较低水平。

环保：价值、成长与主题型投资共舞

板块回顾：2024 年环保板块跑输大盘 3pct

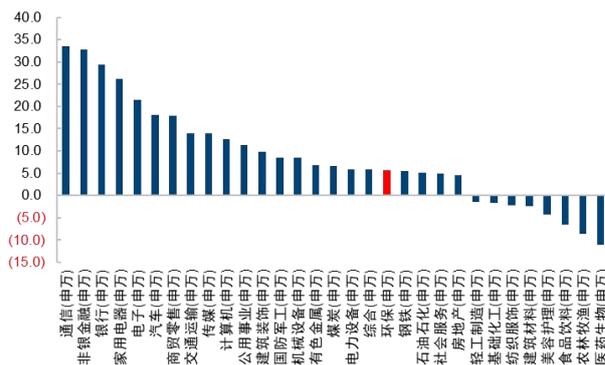
2024 年环保行业相对收益表现较差。2024 年 1 月 1 日至 12 月 19 日，申万环保行业指数累计上涨 5.74%，在 31 个申万一级行业分类中收益率排名第 20 位，跑输沪深 300 指数 9.25pct，同期沪深 300 指数累计上涨 14.99%。

图 95：2023 年环保（申万）指数跑输沪深 300 指数 9.25pct



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理注：数据更新至 2024 年 12 月 19 日。

图 96：2024 年 31 个申万二级行业中环保涨跌幅排名第 20 位



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理注：数据更新至 2024 年 12 月 19 日。

每个五年计划末期环保行业涨幅相对较好。回溯 2010 年至今的行情，申万环保指数仅在 2010、2013、2015、2021 和 2023 年跑赢沪深 300，超额收益率分别为 21%、63%、37%、26%和 4%。根据历史经验每个五年计划收官之际，环保行业都会迎来景气度小高潮（冲量完成目标），这也与 2010、2015、2021（受疫情影响推后&2020 年 10 月发布双碳目标）年的二级市场表现相对应。

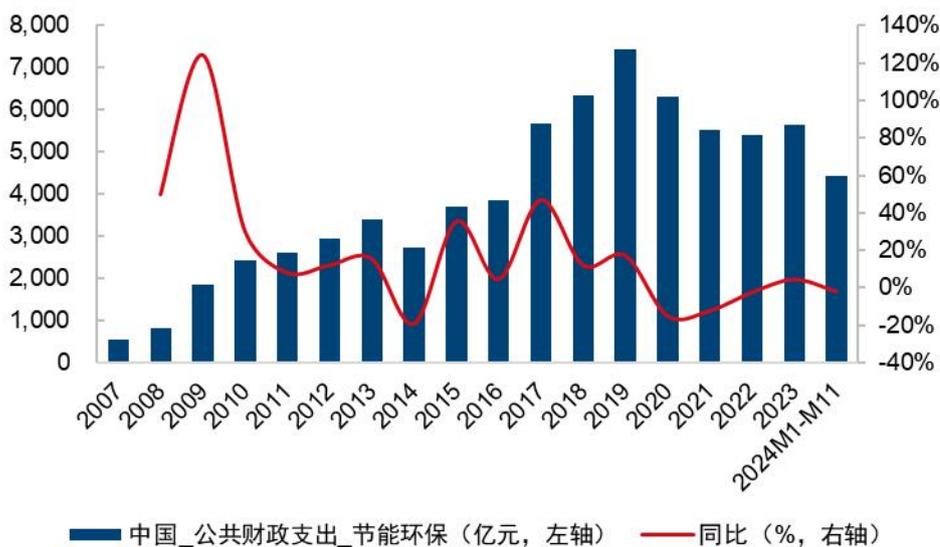
图 97：2010-2024 申万环保指数和沪深 300 指数年度收益率情况

年份	申万环保指数年度收益率	沪深300指数年度收益率	超额收益率
2010	9.59%	-11.51%	21.10%
2011	-26.16%	-25.01%	-1.14%
2012	2.36%	7.55%	-5.20%
2013	55.43%	-7.65%	63.08%
2014	27.20%	51.66%	-24.46%
2015	42.87%	5.58%	37.29%
2016	-14.39%	-11.28%	-3.11%
2017	-2.60%	21.78%	-24.37%
2018	-45.62%	-25.31%	-20.31%
2019	0.50%	36.07%	-35.57%
2020	-1.48%	27.21%	-28.69%
2021	20.64%	-5.20%	25.84%
2022	-22.84%	-21.63%	-1.21%
2023	-7.04%	-11.38%	4.34%
2024	5.74%	14.99%	-9.25%

资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理注：数据更新至 2024 年 12 月 19 日。

每个五年计划末期亦是节能环保支出高点。我国环保行业的快速发展始于“十一五”末期，温家宝总理 2009 年 9 月召开座谈会首次提出七大新兴战略性新兴产业，2010 年两会期间正式确立，节能环保居于首位。此后十年，公共财政中的节能环保支出由 2009 年的 1865 亿元增长至 2019 年的 7444 亿元，十年 CAGR15%。不难发现每个五年计划末期的年份（2010、2015、2019）亦是节能环保支出的高点，与申万环保指数跑赢大盘的时间节点基本重合。

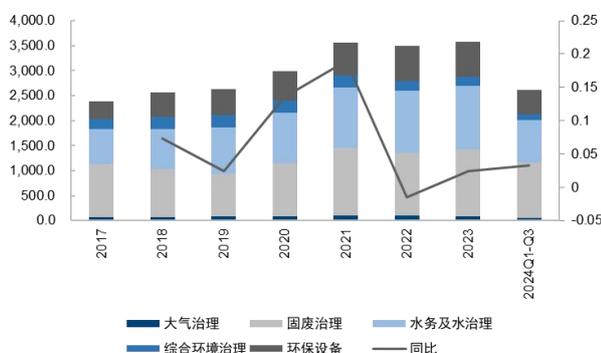
图 98：2007-2024.11 中国公共财政支出中节能环保支出情况



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

2024Q1-Q3 环保行业整体经营稳健。2024Q1-Q3 申万环保指数中 133 家上市公司实现营收 2605 亿元，同比增长 3.24%；归母净利润 263 亿元，同比增长 3.21%，整体经营状况较为平稳。分板块来看：大气治理板块营收 60.02 亿元（-3.78%），归母净利润 0.53 亿元（-47.02%）。水务及水治理板块营收 842.56 亿元（-2.52%），归母净利润 120.13 亿元（+5.2%）。固废治理板块营收 1102.48 亿元（+12.4%），归母净利润 119.27 亿元（+5.31%）。综合环境治理板块营收 131.38 亿元（-1.79%），归母净利润-7.8 亿元，亏损扩大 4.6 亿元。环保装备板块营收 478.94 亿元（同比-2.69%），归母净利润 30.65 亿元（+4.32%）。

图 99：2017-2024Q3 环保板块营业收入情况（单位：亿元）



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

图 100：2017-2024Q3 环保板块归母净利润情况（单位：亿元）



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

成长：SAF 大规模应用渐行渐近，核心原材料供应商率先受益

若不采取减碳努力，航空业二氧化碳排放量或将在 2050 年翻倍。在新冠疫情发生前的 2019 年，全球航空业产生的温室气体排放占全球整体排放的 1.8%（约 10.6 亿吨二氧化碳当量）。虽然全球航空市场受疫情影响在 2020-2021 年出现大幅下滑，但在未来数十年，业务量整体上预计将持续增长，产生的温室气体排放量和占比预计也将不断增大。据世界经济论坛预测，如若不做出额外减排努力，2050 年全球航空业碳排放或将达到 22 亿吨¹⁶。

图 101：IATA 对全球航空业碳排放趋势的预测（亿吨）



资料来源：RMI《航空零碳必由之路——下一代可持续航空煤油技术发展前景》，国信证券经济研究所整理

航空业的减排方案和减排路径可选方案较为有限，减排难度较大。目前航空业可以通过以下几种措施来减少碳排放，如开发新的飞机技术以提高能效或者能使用电力和氢能驱动的新机型，提高运营和基础设施的效率，以及使用可持续航空燃料（SAF）等。但使用氢能和电力拥有多种局限性：如需要进行存储和重新设计机身。开发、确保安全性、认证和规模化部署的历时较长，受电池重量和尺寸限制，仅适用于短途航线等。**生物航煤（SAF）与石油基航煤的组成与结构相似、性能接近，满足航空器动力性能和安全要求，全生命周期二氧化碳最高可减排 85%以上，是目前最现实可行的燃料替代方案和温室气体减排途径。**

表 37：航空业实现碳减排的主要措施

措施	行动	主要贡献阶段
新技术	<ul style="list-style-type: none"> 飞机和发动机制造商持续提高机身和推进技术的效率，包括机体结构优化、采用轻质材料和新型燃烧室技术等； 开发纯电动飞机、混合动力飞机和氢能飞机，争取在 2030 年后可以拥有商用或试验阶段的飞机产品。 	2010-2050
更高效的运营和基础设施	<ul style="list-style-type: none"> 政府和空中导航服务提供商（ANSP）消除空中交通管理和空域基础设施的低效率； 制定更精确的飞行计划，减少飞行时间以减少飞机加油量；使飞机在最接近最佳高度的高度层飞行，最大限度提高燃油效率； 	2020-2050
使用可持续航空燃料（SAF）	<ul style="list-style-type: none"> 机场使用低排放技术车辆以及为航站楼安装太阳能等可再生能源设施等措施，进一步减少碳排放； 利用机场协作决策（A-CDM）减少机场拥堵产生的燃料使用，以提升能源效率。 燃油提供商提供大规模、具有成本竞争力的 SAF； 相关认证机构研究批准更多国际认可的 SAF 生产技术路线，加速 SAF 的应用和发展； 机场运营商提供所需的基础设施，以经济高效的方式供应 SAF。 	2025-2050
碳抵消计划以及碳捕获、利用与封存	<ul style="list-style-type: none"> 航空公司投资碳抵消计划，以抵消自身业务引起的碳排放； 航司为企业客户推出自愿碳抵消计划，以便企业客户抵消或减少与商务旅行相关的碳排放； 机场投资碳抵消计划，如机场碳认证计划（ACI），并建造“绿色认证”航站楼。 	2025-2040

¹⁶ 世界经济论坛，《净零行业动态 2024 年版》

资料来源：北京大学能源研究院《中国可持续航空燃料发展研究报告现状与展望》，国信证券经济研究所整理

当前共有 4 条发展前景较大的 SAF 技术路径。包括酯类和脂肪酸类加氢工艺（HEFA）、费托合成工艺（FT 或 G+FT）、醇喷合成工艺（AtJ）、电转液工艺（PtL）。HEFA 是目前唯一实现商业化的成熟线，FT 和 AtJ 有望逐渐走出示范阶段进入商业化运营，PtL 还处在初期试验阶段。

2030 年之前，预计 HEFA 工艺占据市场主体地位。HEFA 局限性在于原料，主要是酯类和脂肪酸；因此中期（2030 年后），原料选项更丰富的 FT 和 AtJ 工艺（农林废弃物、城市固体废物、工业废弃等）份额有望提升。PtL 工艺相对于传统航油，减排潜力显著且几乎不用担心原料问题，未来过实现成本大幅下降，有希望成为远期最主要的技术路线。

表 38: SAF 生产主流工艺路线

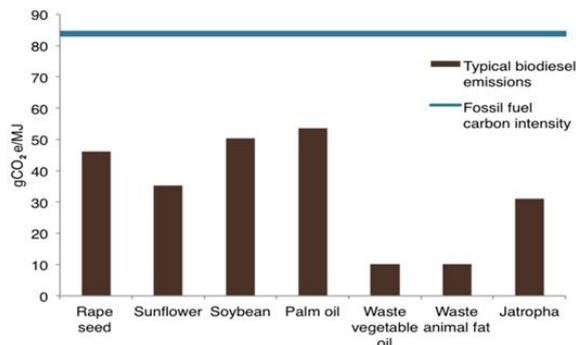
技术工艺	原料	初步加工	关键中间体	发展现状
酯类和脂肪酸类加氢工艺（HEFA）	藻类植物、食用油、植物油、动物油脂	油脂提取、中和、脂肪提取	脂类	<ul style="list-style-type: none"> 技术成熟度：成熟 LCA 温室气体排放量较化石燃料减少 73%~84% 目前最具商业可行性的工艺，预计将在 2030 年前占据中国 SAF 市场主导地位
醇喷合成工艺（AtJ）	甘蔗、糖浆、玉米	发酵、气化	异丁醇	<ul style="list-style-type: none"> 技术成熟度：商业化试点 LCA 温室气体排放量较化石燃料减少 85%~94% 在美国原料可用性高且价格低廉，而在中国原料成本相对较高
费托合成工艺（FT）	农林废弃物、林业剩余物、能源作物、废弃物	预处理、油脂提取、分离	合成气	<ul style="list-style-type: none"> 技术成熟度：商业化试点 LCA 温室气体排放量较化石燃料减少 85%~94% 潜在原料来源众多，挑战在于如何有效获取和加工
电转液工艺（PtL）	空气捕获二氧化碳	与绿氢合成	合成物	<ul style="list-style-type: none"> 技术成熟度：发展中 LCA 温室气体排放量较化石燃料减少 99% 采用直接空气碳捕获技术，减排潜力巨大，蕴含的生产潜力 无可限量

资料来源：德勤《中国的可持续航空燃料-航空业碳中和之路》，国信证券经济研究所整理

植物油减碳效果或欠佳。仅考虑目前比较成熟的 HEFA 技术路线，藻类植物、食用油、植物油、动物油脂将会是 SAF 生产的核心原材料。但参考历史欧盟针对陆运生物燃料原材料的政策，植物油脂的受青睐程度远不如废弃油脂。因为欧盟政策制定者认为使用植物油脂将存在潜在的 ILUC（Indirect Land Use Change）风险，即原本以森林碳汇形式存在的二氧化碳释被放到大气中，大大增加了生物燃料全生命周期中的碳排放量。在考虑 ILUC 的情况下，菜籽油基、向日葵基、棕榈油基等植物油基的全生命周期碳排放量均会超过传统石化柴油，故欧盟也给予了废弃油脂基生物柴油双倍计算碳积分的优惠政策。

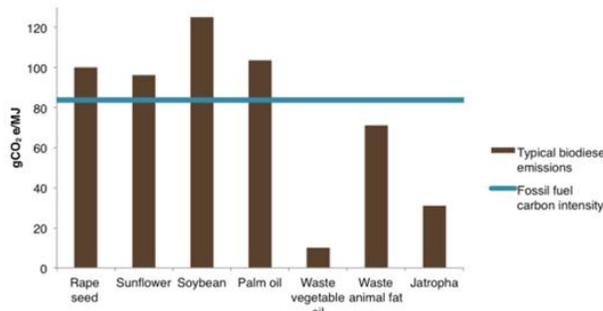
废弃油脂（Used Cooking Oil）有望成为 SAF 核心原材料。2024 年 5 月 10 日，海外媒体 Brownfield 报道 Renewable Fuels Association 的 CEO Geoff Cooper 先生称“欧盟正在考虑禁止使用植物油作为生产 SAF 的原材料”。废弃油脂有望成为生产 SAF 的核心原材料。

图 102: 不考虑 ILUC 时不同原材料生物柴油的碳排放情况



资料来源: ICCT《Biodiesel carbon intensity, sustainability and effects on vehicles and emissions》, 国信证券经济研究所整理

图 103: 考虑 ILUC 时不同原材料生物柴油的碳排放情况

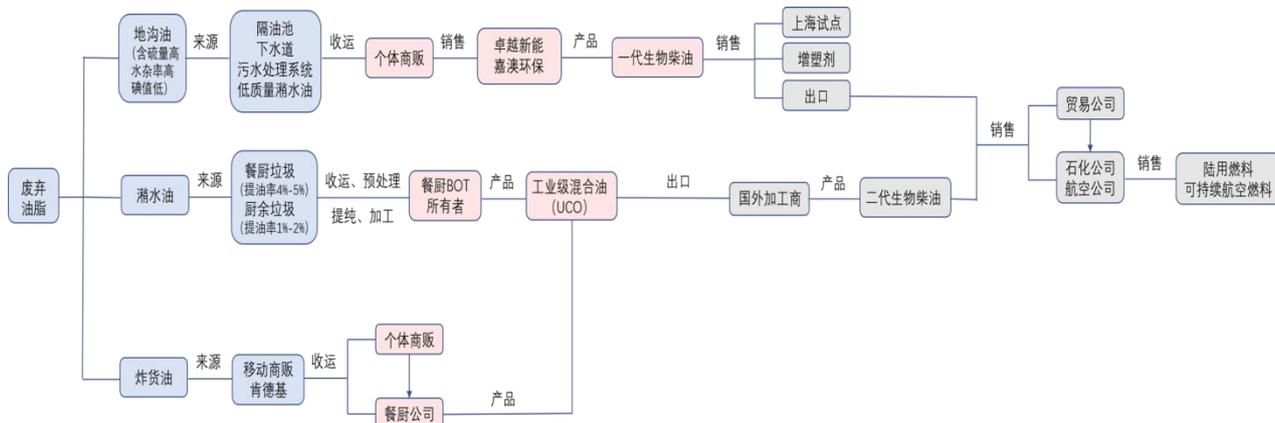


资料来源: ICCT《Biodiesel carbon intensity, sustainability and effects on vehicles and emissions》, 国信证券经济研究所整理

中国拥有收集废弃油脂的先天禀赋。由于中餐较西餐更加重油重盐，餐厨垃圾中的废油含量更高。更重要的是中国人口密度大，餐厨垃圾的收集成本低，而国外相对地广人稀，废油的收集难度更大。由于中国目前尚无生物燃料的强制掺混政策，故废弃油脂和废弃油脂基生物燃料几乎以出口为主。

依据收集方式的不同，废弃油脂大致可以分为泔水油、地沟油两类。泔水油是宾馆、饭店和食品加工企业存留和排放的泔水，经过提炼处理制成的油，其主要来源是餐厨垃圾，经预处理、蒸馏、提炼等工序后可加工为工业级混合油（UCO），品质较高一般用于烃基生物柴油和生物航煤的原料；地沟油的主要来源是下水道、隔油池、污水处理系统等，品质较低（含硫量、水杂率等指标差），一般被国内生物柴油制造商用于制取酯基生物柴油（UCOME）的主要原料。

图 104: 废弃油脂行业产业链



资料来源:《丰信生物招股说明书》, 国信证券经济研究所整理

表 39: 废弃油脂分类

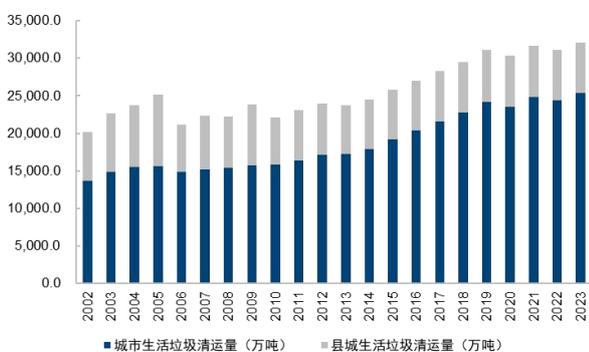
分类	化学性质
地沟油	水杂率≤2%; 含硫量<200ppm; 碘值 80-90; 皂化值 190-200; 得率≥85%
泔水油	水杂率≤2%; 酸价 40-50; 不溶性杂质<0.5; 含硫量≤80ppm; 碘值≥80; 不可皂化物≤2%; 总金属(铁、钙磷)≤100ppm; 得率≥88%

普通级 UCO	水杂率≤2%；游离脂肪酸 FFA≤7%；不溶性杂质<0.5；含氯量≤20ppm；含硫量≤80ppm；碘值≥80；不可皂化物≤2%；总金属（铁、钙、磷）≤100ppm；无混合石油化工制品
HVO 级 UCO	水杂率≤1%；游离脂肪酸 FFA≤4%；不溶性杂质<0.5；含氯量≤20ppm；含硫量≤50ppm；碘值 45-58；不可皂化物≤2%；总金属（铁、钙、磷）≤100ppm；无混合石油化工制品

资料来源：百思道生物能源网，国信证券经济研究所整理

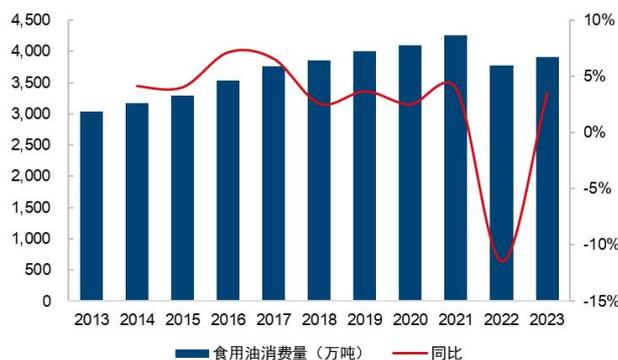
中国潜在废弃油脂资源可达 600-800 万吨/年。测算方法一：2023 年中国城市+县城生活垃圾清运量为 3.21 亿吨，欧美发达国家餐厨垃圾的占比约在 20-30%，但考虑中餐重油的饮食习惯，我国的餐厨垃圾占比可达 40%-50%，即对应 1.2-1.5 亿吨餐厨垃圾，以潜在含油率 5%测算对应 600-800 万吨的废弃油脂潜力。测算方法二：据国家粮油信息中心，2023 年中国食用油消费量约为 3908 万吨，按 20%-30%的废油率测算，与方法一基本吻合。

图 105：2002-2023 中国生活垃圾清运量情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

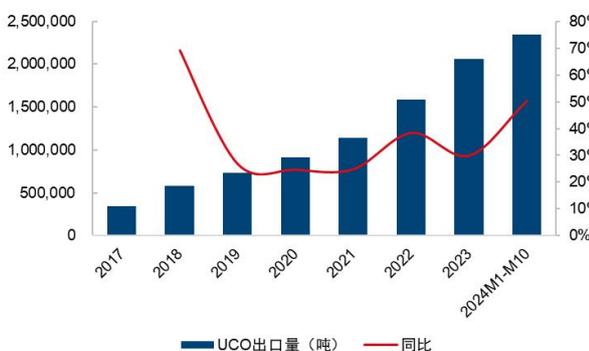
图 106：2013-2023 中国食用油消费量



资料来源：观知海内信息网，国信证券经济研究所整理

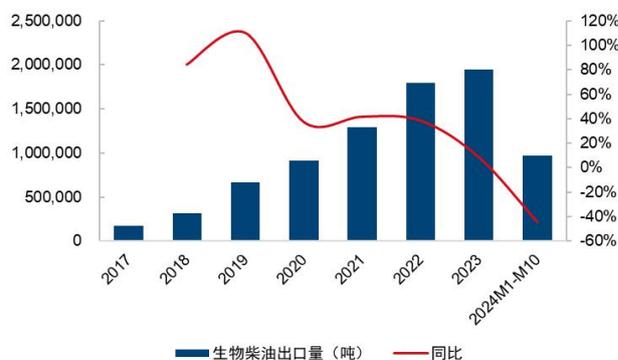
目前我国废弃油脂资源化率仍较低。虽然可供收集的废油脂资源众多，但由于废弃油脂产生源头众多，餐饮企业、酒店宾馆、屠宰企业、单位食堂以及居民家庭厨房等数量巨大、分布广泛，国家层面集中收集较为困难。2023 年我国出口 UCO（海关代码 1518）205 万吨，生物柴油（海关代码 3826）195 万吨，损耗率按 90%测算，被用于生物柴油产业链的废弃油脂量约为 420 万吨，有效利用率约为 50%左右。

图 107：2017-2024M10 中国 UCO 出口情况



资料来源：海关总署，国信证券经济研究所整理

图 108：2017-2024M10 中国生物柴油出口情况



资料来源：海关总署，国信证券经济研究所整理

欧盟在 Fit for 55 一揽子气候政策中提出多项针对 SAF 的支持政策。其中最重要的是 2023 年 10 月，欧盟理事会通过了《ReFuel EU 航空法规》，规定了航煤供应商掺混并在欧盟机场供应的 SAF 的最低比例：从 2025 年 2% 开始，每 5 年上调一次，即 2030 年增加到 6%，2035 年增加到 20%，2040 年增加到 34%，2045 年增加到 42%，2050 年增加到 70%。我们认为该项强制添加政策有望快速拉动 SAF 和原材料 UCO 的需求量。

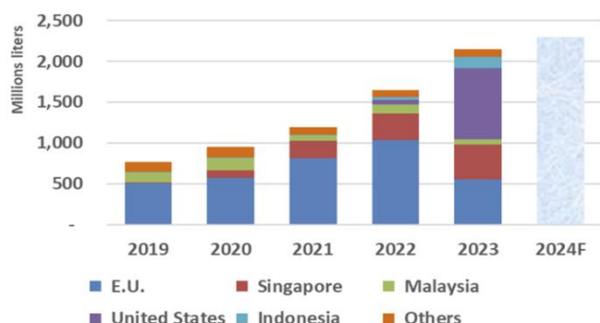
表 40: 欧盟对于 SAF 行业支持政策一览

FF55 政策提案名称	政策提议	当前政策方案	FF55 政策提案方案
欧洲碳排放交易体系 (ETS) 更新	扩大 ETS 在航空领域覆盖范围	欧洲内部航线	2027 年视情况可能扩大至来往欧洲航线
	减少 ETS 免费碳配额比例	85%	2026 年后不再提供免费配额
	使用 ETS 资金支持 SAF 产业	无	使用 ETS 收入补贴 SAF 生产企业，预计总额 16 亿欧元
RefuelEU Aviation 提案	为 SAF 提供免费排放许可	无	2024 年起额外对使用 SAF 的航司提供免费排放许可
	强制要求航空燃料供应商掺混使用 SAF	无要求	2025 - 2050 年间掺混比例从 2% 逐步提高至 70%
能源税指令 (ETD) 更新	提高化石航煤税率	免税	2023 -2033 年间逐步提高至 €10.75/GJ

资料来源：落基山研究所 (RMI) 《航空零碳必由之路 下一代可持续航空煤油技术发展前景》，国信证券经济研究所整理

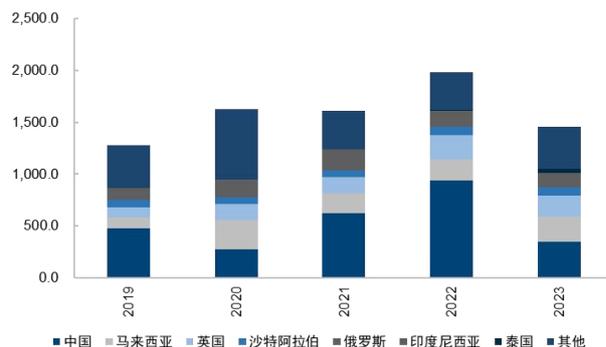
中国是欧盟 UCO 的重要来源。2023 年以前中国的 UCO 主要出口目的地是欧盟，但随着 2022 年末欧盟取消美国 HVO 的关税，美国开始向中国采购 UCO 加工出售给欧盟。同时美国《2022 年通货削减法案》推出延长了 40A 条款掺混抵税补贴政策 (BTC)，新增加 40B 条款对可持续航空燃料 SAF 的激励措施，美国大量新建的 HVO、SAF 工厂开始投产，对中国 UCO 原料需求增多。再叠加 2023 年初欧盟启动了对中国生物柴油产业链的“双反”调查，买家担忧补缴惩罚性关税购买意愿下降，中国出口至欧盟的 UCO 数量锐减。但 2023 年欧盟从国外进口的 UCO 总数也呈现断崖式下滑，从侧面说明了中国 UCO 资源的稀缺性，欧盟无法增加从其他国家的进口来弥补中国的下滑。

图 109: 2019-2023 年中国 UCO 出口情况 (按目的地分)



资料来源：USDA Annual Biofuels Report: China, 国信证券经济研究所整理

图 110: 2019-2023 年欧盟进口 UCO 情况 (单位: 千吨)



资料来源：USDA Annual Biofuels Report: European Union, 国信证券经济研究所整理

2024 年 7 月反倾销初裁结果公布，SAF 和 UCO 未被列入其中。2024 年 7 月 19 日，欧盟委员会对中国生物柴油反倾销调查初裁预披露公告，酯基、烃基生物柴油具备认为有倾销幅度、损害幅度，并建议加征临时反倾销税率。三家被抽样企业建

议的临时反倾销税率分别为：易高环保 12.8%、卓越新能 25.4%、嘉澳环保 36.4%。参与调查的其他合作公司为 23.7%，未参与调查的公司为 36.4%。但 SAF 生物航煤和出口税则号为 15180000 的 UCO 并未在加征关税的商品范围内。

2025 年，欧盟 SAF 和 UCO 的刚性需求有望达到 130 万吨/186 万吨。2023 年欧盟航煤消费量 6500 万吨，当前 SAF 添加比例不足 0.05%，约合 32.5 万吨 SAF。2025 年欧盟的 SAF 需求有望达到 130 万吨，4 倍于当前消费量。按 0.7 收率计算，假设全部用 UCO 生产，对应的需求量高达 186 万吨，占 2023 年中国出口比例的 90.7%。该部分航运属于新增 UCO 需求并不会挤压原有陆运对于 UCO 的需求，我们认为欧盟的强制添加政策或将使得中国 UCO 行业出现供不应求的情况。

表 41：欧盟 SAF&UCO 需求测算

	2023	2025E	2030E	2035E	2040E	2045E	2050E
欧洲航空燃料/其他煤油 (万吨)	6500	6500	6663	6829	7000	7175	7354
增速		0	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%
SAF 需求量 (万吨)	32.5	130	400	1366	2380	3014	5148
潜在 UCO 需求量 (万吨)		186	571	1951	3400	4306	7354
SAF 占比	0.05%	2%	6%	20%	34%	42%	70%

资料来源：ING Think 《Europe leads the way on SAF, but airlines are struggling to hit targets》，国信证券经济研究所测算

SAF 中国市场方兴未艾。9 月 18 日，国家发展改革委、中国民航局在京举行可持续航空燃料 SAF 应用试点启动仪式。根据试点工作安排，9 月 19 日起，国航、东航、南航从北京大兴、成都双流、郑州新郑、宁波栎社机场起飞的 12 个航班将正式加注 SAF。试点工作安排总共分为 2 个阶段，第一阶段为 2024 年 9-12 月，主要参与单位：国航、东航、南航以及北京大兴机场、成都双流机场、郑州新郑机场、宁波栎社机场；第二阶段为 2025 年全年，参与单位将逐步增加。为确保安全，试点期间所用可持续航空燃料均已获得民航局适航认证，民航局指导中国航油严格油品质量管控。

短期需求：2022 年年初发布的《“十四五”民航绿色发展专项规划》提出，我国 2025 年当年可持续航空燃料消费量达到 2 万吨以上。

中长期需求：2023 年中国航煤消费量 3423 万吨，按 5% 的添加比例测算，SAF 内需高达 200 万吨，考虑工艺损耗，原料 UCO 的需求有望突破 300 万吨/年。

价值：关注垃圾焚烧&水务资本开支减少带来的自由现金流改善

2023 年中国城镇生活垃圾清运量小幅增长，县城生活垃圾清运量近 10 年保持稳定。2020 年和 2022 年受疫情影响，中国城镇生活垃圾清运量 15 年来首次出现下降，但这一趋势在 2023 年扭转。根据《2023 年城乡建设统计年鉴》，2023 年我国城镇生活垃圾清运量为 2.54 亿吨，较 2022 年上升 3.94%。县城地区生活垃圾清运量为 6802 万吨。相比城市而言，县城的垃圾产生规模和人均垃圾产生量远远偏低，虽然存在乡村人口萎缩的情况，但由于县城地区垃圾收集、处置率存在较大的提高空间，依靠对未处理的垃圾存量的消化和扩大处理覆盖，未来县城垃圾处理规模的扩张可期。

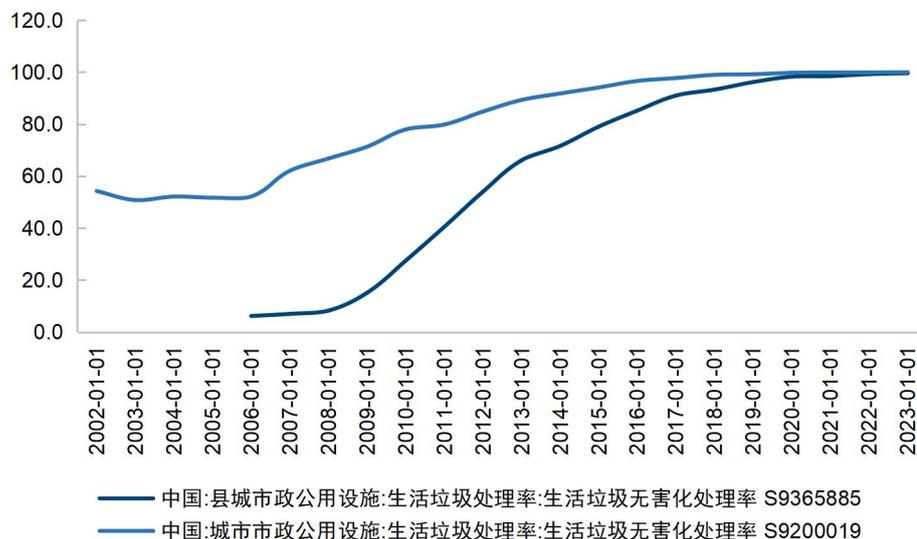
图 111: 2000-2023 年中国城市&县城生活垃圾清运量情况 (单位: 万吨)



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

2023 年, 我国城市&县城垃圾无害化处理率均接近 100%。21 世纪以来, 我国城市&县城的生活垃圾无害化处理率均有大幅提升。2023 年我国城市生活垃圾无害化处理率为 99.98%, 较去年提升 0.08pct; 县城生活垃圾无害化处理率为 99.58%, 较去年提升 0.34pct。

图 112: 2000-2023 中国城市&县城垃圾无害化处理率情况 (单位: %)



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

垃圾焚烧取代填埋成为我国生活垃圾无害化处理的主流方式。2023 年我国城市垃圾无害化处理量为 2.54 亿吨, 其中焚烧处理量约为 2.09 亿吨 (82.49%), 填埋处理量 1892 万吨 (7.45%)。2023 年我国县城垃圾无害化处理量为 6773 万吨, 其中焚烧处理量约为 4238 万吨 (62.58%), 填埋处理量 2359 万吨 (34.83%)。

图 113: 2006-2023 中国城市生活垃圾无害化处理量 (万吨)



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

图 114: 2006-2023 中国县城生活垃圾无害化处理量 (万吨)



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

日处理能力方面, 2023 年全国生活垃圾无害化处理能力(城市+县城)为 147.68 万吨/日, 焚烧为 107.68 万吨/日(城市 86.18 万吨/日, 县城 21.50 万吨/日), 占比 72.91%, 较 2022 年的 99.95 万吨/日上升 7.73%。焚烧已正式超过填埋成为我国垃圾无害化处理主流方式。

图 115: 2006-2023 中国城市生活垃圾无害化处理能力 (吨/日)



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

图 116: 2006-2023 中国县城生活垃圾无害化处理能力 (吨/日)



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

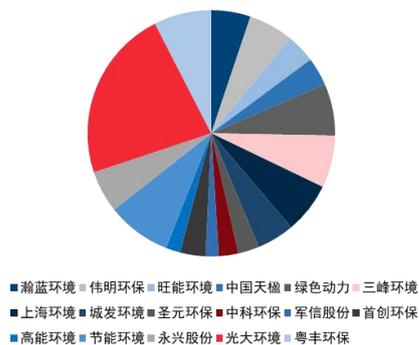
储备产能减少, 上市公司增长空间压缩。截至 2023 年年末, 主流垃圾焚烧上市公司的已投运/总产能均已超过 50%, 未来增长空间进一步被压缩。垃圾焚烧企业的各项财务指标开始由高速增长型向稳健公用事业型过渡。

表 42: 2019-2023 垃圾焚烧发电项目中标情况对比

垃圾发电项目	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年
中标数量 (个)	130	72	75	65	55
新增产能 (万吨/日)	14	7.53	6.35	3.98	3.35
投资额 (亿元)	700	367	317	258	287.7
处理单价平均值 (元/吨)	69.7	79.51	89.63	93.7	119

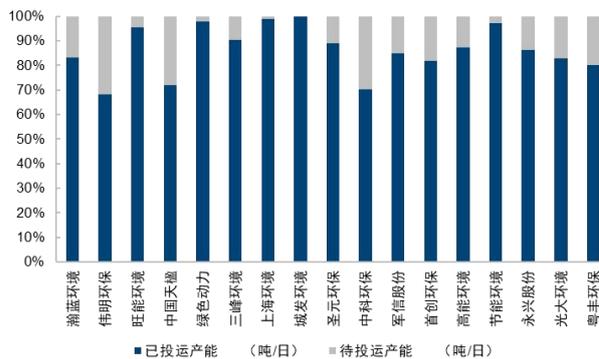
资料来源: 中国政府采购网, 北极星固废网, 国信证券经济研究所整理

图 117: 2023 年末垃圾焚烧上市公司已投运产能情况



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

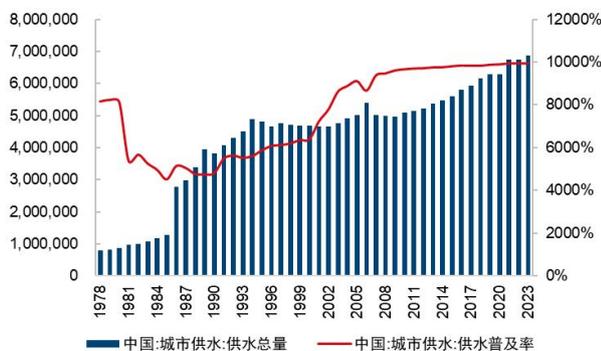
图 118: 2023 年末垃圾焚烧上市公司未投运产能占比较低



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

我国供水&污水处理行业进入成熟期。中国城市供水普及率*污水处理率均接近 100%。2023 年我国城市供水总量 687.56 亿吨, 同比 2022 年增长 1.95%, 城市供水普及率则增加 0.04pct 至 99.43%。2023 年我国城市污水处理量 651.87 亿吨, 同比 2022 年增长 3.98%, 城市污水处理率增加 0.58pct 至 98.69%。2023 年中国城市供水、污水处理和再生水利用固定资产投资额分别为 756.15/723.47/34.63 亿元, 同比去年分别+6%/+7.51%/-1.78%。

图 119: 1978-2023 中国城市供水量&普及率情况 (单位: 万吨)



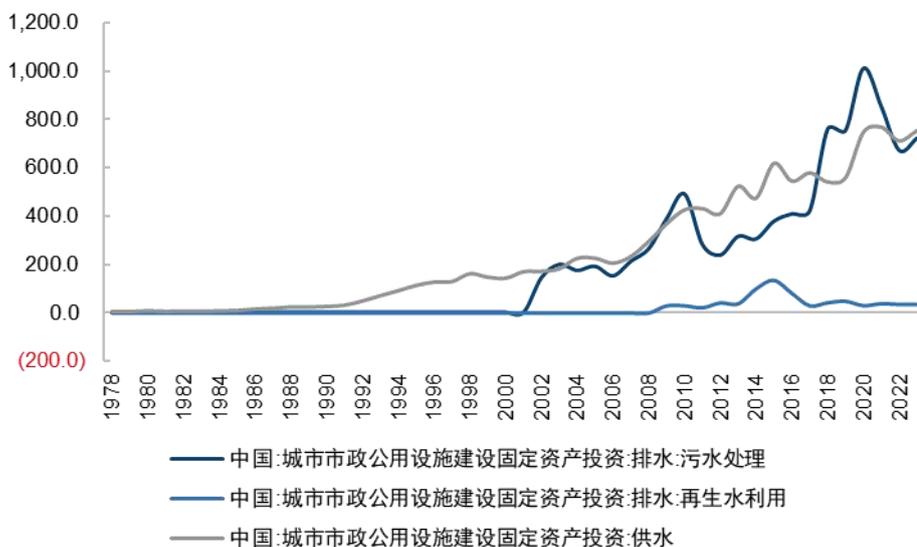
资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

图 120: 1991-2023 中国城市污水处理量&处理率情况 (万吨)



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

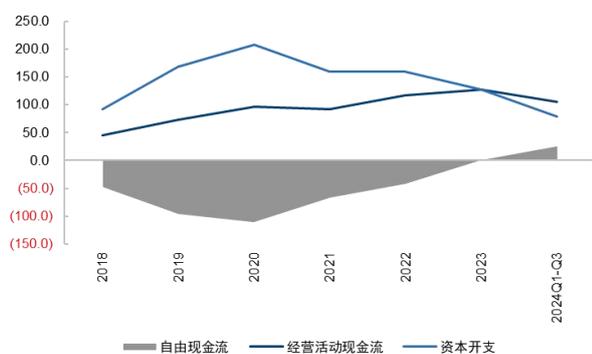
图121: 1978-2023 中国城市供水、污水处理和再生水利用固定资产投资情况 (单位: 亿元)



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

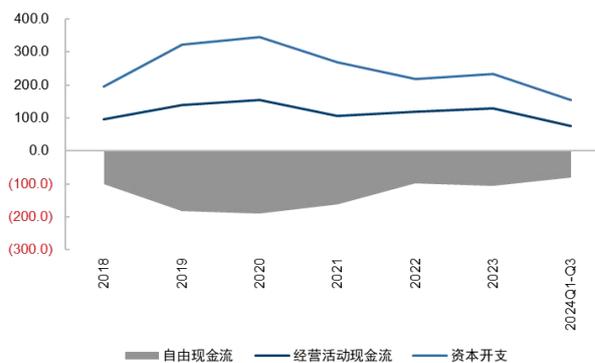
垃圾焚烧、水务板块自由现金流均改善, 为提高分红打下坚实基础。我们使用简化版公式: 经营性现金流-资本性支出计算自由现金流, 分别选取垃圾焚烧(长江)和水务运营(长江)指数成分股进行概算。不难发现垃圾焚烧板块的自由现金流已在 24Q3 实现转正(26 亿元), 水务板块的自由现金流也有所改善。板块内上市公司有望将更多的现金用于分红, 回馈二级市场投资者。

图122: 2018-2023 垃圾焚烧板块自由现金流概算



资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理

图123: 2018-2023 水务运营板块自由现金流概算



资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理

表43: 股息率大于3%环保上市公司估值情况

公司	代码	市值(亿元)	股息率	PE TTM	PB MRQ
高能环境	603588.SH	83	8.08	20.42	0.87
中山公用	000685.SZ	134	5.99	11.57	0.78
金科环境	688466.SH	18	5.70	33.56	1.58
国泰环保	301203.SZ	24	5.16	18.84	1.69
洪城环境	600461.SH	122	4.30	10.88	1.36
金达莱	688057.SH	32	4.43	17.42	1.03

军信股份	301109.SZ	70	4.23	13.43	1.34
雪迪龙	002658.SZ	47	4.58	29.88	1.88
绿色动力	601330.SH	91	3.92	15.17	1.15
景津装备	603279.SH	103	3.73	11.07	2.22
海天股份	603759.SH	34	3.20	16.01	1.32
永兴股份	601033.SH	129	3.46	17.86	1.25
南大环境	300864.SZ	34	3.71	20.26	2.68
宇通重工	600817.SH	70	3.90	31.24	2.94
复洁环保	688335.SH	14	3.87	23.06	1.19
重庆水务	601158.SH	240	3.43	64.04	1.41
严牌股份	301081.SZ	19	3.46	28.90	1.92
旺能环境	002034.SZ	66	3.28	11.07	0.99
绿茵生态	002887.SZ	25	3.47	28.58	1.14
首创环保	600008.SH	247	3.06	6.89	1.15

资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理（各指标计算基于 2024.12.24 收盘价，高能环境、金科环境、中山公用和国泰环保进行了中期/特别分红）

主题型行情 1：化债预期渐行渐近，环保行业基本面有望改善

环保行业是政府拖欠款项的“重灾区”。国内环保行业具有一定的公益属性，投资方仍以中央/地方政府为主，故部分营收大多直接或间接来自财政，再叠加其商业模式具有一定特殊性（多需先垫资、提供服务再收回款项）使得环保行业积累了大量的对政府得应收账款和合同资产。依据广东省环保产业协会 2022 年发布的《广东省环保企业业务项目拖欠款情况调研报告》，据抽样调查的环保企业反映，拖欠款主体类型主要就是政府部门，占比高达 55.77%；政府部门拖欠款的主要原因是建设资金不到位，占比达 40%。

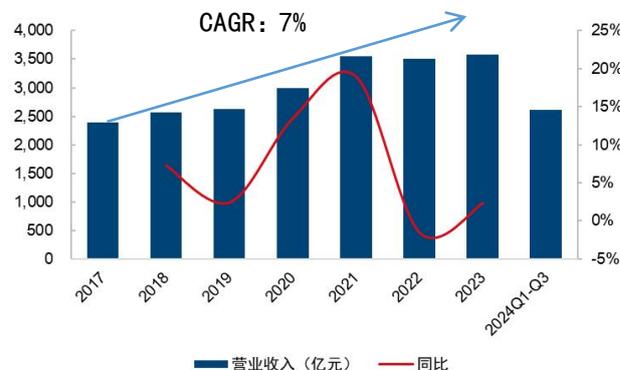
环保行业应收账款快速增加。我们选取申万环保指数中的 133 家上市公司做为样本进行研究。2017 年样本环保公司的应收账款及票据余额为 731 亿元，2023 年末这一数字快速上升到 1675 亿元，CAGR16.63%。然而同时期样本公司的营业收入复合增长率仅为 6.97%，远低于应收账款及票据的增长速度。2024H1 样本上市公司应收账款及票据账面余额继续增长至 1912 亿元，较 2023 年末提升 14%，较 2023H1 提升 15%。

图 124：2017-2024Q3 样本环保上市公司应收账款及票据情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

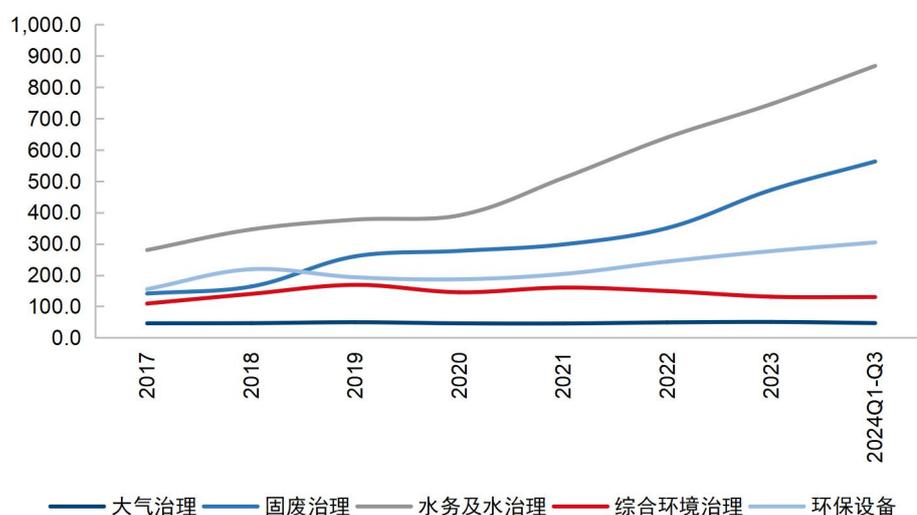
图 125：2017-2024Q3 样本环保上市公司营业收入情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

从细分行业来看,水务&固废行业是重灾区。我们进一步将样本公司分为大气治理、固废治理、水务及水治理、综合环境治理和环保设备五大子版块进行研究。截至2024H1,水务及水治理板块的应收账款&票据余额最高(826亿元),固废治理板块其次(546亿元)。这两个板块亦是应收账款&票据余额增速最快的行业,较2017年分别增长195%和287%。我们认为造成该现象的原因主要有二:1)固废水务行业TOG收入占比较高。以垃圾焚烧行业为例,收入中的垃圾处理费及电费补贴均依赖于地方/中央财政,而TOB收入占比相对较高的环保设备行业应收账款的规模控制明显优于固废。2)合同中的“保底量”增加政府隐性债务。为吸引投资,很多地方政府在垃圾焚烧、污水处理等行业的合同中与社会资本约定了“保底水量、垃圾量”,但很多欠发达地区项目并不具备商业盈利能力,缺口只能财政资金才能维持其财务可行性,导致大量套取财政资金补贴加重了地方政府负担,久而久之政府无力支付形成了应收账款。

图126: 细分板块 2017-2024Q3 应收账款&票据余额情况(单位:亿元)



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

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。中央财政在2023年安排地方政府债务限额超过2.2万亿元的基础上,2024年又安排1.2万亿元的额度,支持地方特别是高风险地区化解存量债务风险和清理拖欠企业账款等。地方债务风险整体缓释,化债工作取得阶段性成效。2024年10月12日,财政部长蓝佛安在国新办发布会上表示我国拟一次性增加较大规模债务限额置换地方政府存量隐性债务,加大力度支持地方化解债务风险。相关政策待履行法定程序后再向社会作详尽说明。

2024年11月人大批准新增6万亿地方政府债务限额置换存量隐债。根据安排,新增债务限额全部安排为专项债务限额,一次报批,分三年实施,2024—2026年每年2万亿元,支持地方用于置换各类隐性债务,为地方政府腾出资源更好发展经济、保障民生。此外,从2024年开始,连续五年每年从新增地方政府专项债券中安排8000亿元,补充政府性基金财力,专门用于化债,累计可置换隐性债务4万亿元。

表44：2023年下半年以来地方政府“化债”相关政策和动态

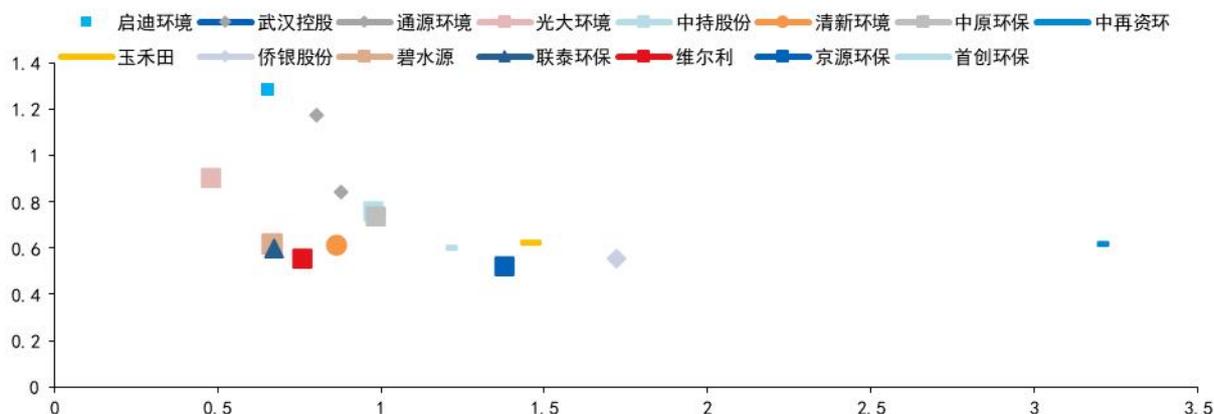
时间	机构	政策/动态	重点内容
2023年7月	中共中央政治局	分析研究当前经济形势和经济工作会议	要有效防范化解地方债务风险，制定实施一揽子化债方案。
2023年8月	中国人民银行、国家外汇管理局	2023年下半年工作会议	统筹协调金融支持地方债务风险化解工作。
2023年8月	国务院	《关于今年以来预算执行情况的报告》	制定实施一揽子化债方案。中央财政积极支持地方做好隐性债务风险化解工作，督促地方统筹各类资金、资产、资源和各类支持性政策措施，紧盯市县加大工作力度，妥善化解存量隐性债务，优化期限结构、降低利息负担，逐步缓释债务风险。
2023年8月	财政部	《2023年上半年中国财政政策执行情况报告》	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。
2024年10月	财政部	国新办发布会	拟一次性增加较大规模债务限额置换地方政府存量隐性债务，加大力度支持地方化解债务风险。
2024年11月	全国人大	/	批准新增6万亿地方政府债务限额置换存量隐债

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

环保行业资产负债率、现金流、信用减值、财务费用等多项指标有望迎来改善。巨额应收账款全面拖累了环保行业上市公司的基本面表现，具体体现在一下几个方面：1) 现金流恶化，资产负债率提升。部分民企公司缺乏通畅的融资渠道和资金调配能力，一旦项目回款出现延迟，就会陷入资金周转困难，不得不以高利率向银行借新债还旧债，形成恶性循环。2) 产生巨额财务费用、信用减值。按会计准则企业每年要根据账龄对应收账款计提坏账，再叠加高杠杆经营产生的高额财务费用，让环保公司本就微薄的利润雪上加霜。**我们认为化债解决应收账款问题对于改善环保企业上市公司经营状况和报表表现具有重要意义（缓解流动资金紧张、降低财务费用、冲回信用减值等），环保民企的经营基本面有望得到改善。**

在基本面无碍的原则上选择低PB&高应收账款市值比的上市公司。我们使用PB和应收账款市值比两个指标来筛选标的。应收账款余额较高的上市公司市场会对其回收能力产生担忧故对其净资产给予一定折价，在强化债预期的催化下，部分基本面良好且回收账款可能性较高的上市公司的市净率有望修复至1以上。虽然应收账款的回收不能直接转化为市值，但应收账款市值比这一指标一定程度上反映了上市公司在化债政策下的获益弹性，比例越高的公司弹性越高。**两个指标结合起来，应该优先考虑在下图中位置偏左上（低PB高应收账款市值比）的上市公司。**

图127: 部分环保上市公司PBMQR及应收账款市值比情况(X轴为PBMQR, Y轴为应收账款市值比)



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理 (应收账款及票据余额截至 2024Q3, 港股截至 2024H1, PB 采用 2024. 12. 20 收盘价)

表45: 部分环保上市公司PBMQR及应收账款市值比情况

公司	代码	市值 (亿元)	应收账款&票据余额 (亿元)	应收账款/市值	PETTM	PBMQR
启迪环境	000826.SZ	34	44.0	128.5%	-1.41	0.65
武汉控股	600168.SH	47	55.2	117.5%	-43.49	0.80
通源环境	688679.SH	14	12.0	84.2%	134.23	0.88
光大环境	0257.HK	237	214.0	90.5%	5.77	0.48
中持股份	603903.SH	18	13.8	75.9%	24.60	0.97
清新环境	002573.SZ	60	37.1	61.5%	-79.85	0.86
中原环保	000544.SZ	85	62.5	74.0%	8.27	0.98
中再资环	600217.SH	96	59.3	61.9%	126.77	3.19
玉禾田	300815.SZ	64	40.2	63.0%	11.44	1.46
侨银股份	002973.SZ	46	25.4	55.4%	15.86	1.72
碧水源	300070.SZ	197	122.4	62.2%	60.73	0.66
联泰环保	603797.SH	25	15.0	59.7%	12.92	0.67
维尔利	300190.SZ	30	17.0	55.7%	-14.85	0.76

资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理 (应收账款及票据余额截至 2024Q3, 港股截至 2024H1, PB 采用 2024. 12. 20 收盘价)

主题型行情 2: 关注地方环保国企资产并购重组机会

2024 年以来国务院、证监会多次发文鼓励并购重组。今年 4 月, 国务院发布资本市场新“国九条”, 鼓励上市公司聚焦主业, 综合运用并购重组、股权激励等方式提高发展质量。2024 年 9 月中国证监会发布《关于深化上市公司并购重组市场改革的意见》, 鼓励上市公司加强产业整合。资本市场在支持新兴行业发展的同时,

将继续助力传统行业通过重组合理提升产业集中度，提升资源配置效率。对于上市公司之间的整合需求，将通过完善限售期规定、大幅简化审核程序等方式予以支持。部分已经公告并购重组的环保公司也在年内大多收获了不错的股价涨幅。

表 46: 部分已公告并购重组计划的环保行业上市公司 2024 年涨跌幅情况

代码	公司	股东背景	主营业务	并购事项	与主业联系	进展	年内股价涨幅
600323.SH	瀚蓝环境	佛山市南海区国有资产监督管理局	固废	拟私有化港股上市公司粤丰环保 (1381.HK)	相关	进行中	37.17%
600292.SH	远达环保	国务院国有资产监督管理委员会	烟气治理	拟通过发行股份及支付现金的方式购买中国电力、湘投国际合计持有的五凌电力 100% 股权以及广西公司持有的长洲水电 64.93% 股权	不相关	进行中	123.61%
301109.SZ	军信股份	戴道国	固废	通过发行股份及支付现金的方式向湖南仁联企业发展有限公司等 19 名交易对方购买其持有的仁和环 63% 股权	相关	已完成	13.22%
688376.SH	美埃科技	蒋立	半导体洁净设备	拟私有化港股上市公司捷芯隆 (2115.HK)	相关	进行中	-8.53%
301259.SZ	艾布鲁	钟儒波	固废	公司控股子公司星罗中昊以自有资金出资 2.50 亿元对中昊芯英进行增资，交易完成后，星罗中昊直接持有中昊芯英 7.69% 股权	不相关	已完成	177.92%

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理（股价涨跌幅计算截至 2024.12.23）

重点关注曾公告并购重组方案或股东方需解决同业竞争问题的企业。目前大多数环保细分行业已经进入成熟期，存量并购重组机会相对较多，我们重点梳理了与大股东存在同业竞争尚需解决的环保公司，寻找潜在的并购重组投资机会。

表 47: 部分曾公告并购重组方案或股东方需解决同业竞争问题的环保上市公司

代码	公司	实控人	同业竞争情况	进展
002554.SZ	惠博普	长沙市人民政府国有资产监督管理委员会	公司与控股股东及控制方之间存在同业竞争的业务包括环境工程及服务业务、油气资源开发及利用业务。	重大资产重组于 2023 年 11 月 2 日终止
600168.SH	武汉控股	武汉市人民政府国有资产监督管理委员会	2023 年 7 月，武汉市水务集团出具《市水务集团关于继续延期履行 2013 年重大资产重组承诺的函》：自本次承诺变更事项获得武汉控股股东大会批准后 5 年内，在水务集团自来水业务资产盈利能力提高并具备注入上市公司条件的情况下，武汉控股有权按合理价格优先收购该等业务资产，从而实现水务集团自来水业务的整体上市，以彻底解决水务集团与武汉控股之间的同业竞争；届时如水务集团自来水业务资产盈利能力仍不具备注入上市公司条件，水务集团承诺于本次承诺到期前由水务集团或其下属企业回购宗关、白鹤嘴水厂资产。	2028 年前解决
000605.Z	渤海股份	天津市人民政府国有资产监督管理委员会	天津水务集团 2021 年底出具《关于避免同业竞争的承诺》：在符合相关法律、法规规定的前提下，将按市场发展情况，天津水务集团为履行解决与公司同业竞争的相关承诺，前期开展了财务顾问招标工作，梳理和优化水务资源进一步划分和整理，细分业务市场，梳理和优化业务结构；并在本次并购的股份过户完成之日起三年内（即作，目前招标工作已完成。与本次解决截止 2025 年 6 月 10 日前），采取包括但不限于相关符合同业竞争事项相关的尽调、评估工作尚未开展	未开展
000885.SZ	城发环境	河南省财政厅	城发投资就收购城发环保能源（郑州）有限公司 100% 股权征询公司的收购意向，综合考虑公司实际经营情况以及相关资产状况，公司决定放弃本次股权收购机会	城发环境全资子公司环保能源受托管理河南城市发展投资有限公司全资子公司城发环保能源（郑州）有限公司的生活垃圾焚烧发电项目，并签署《委托管理协议》。双方同意委托管理费用按照目标公司营业收入的 0.5% 进行收取。前述企业涉及与上市公司
600526.SH	菲达环保	浙江省人民政府国有资产监督管理委员会	存在同业竞争的诸暨保盛环境科技有限公司、浙江省环保集团北仑尚科环保科技有限公司、浙江春晖固废处理有限公司、浙江省环保集团宁波禹成有限公司尚不具备注入上市公司的条件	同业竞争的业务及资产托管给上市公司或其控股子公司。本公司将于上市公司前次重大资产重组完成后 5 年内（2029 年 2 月 8 日）通过业务整合、资产重组等方式解决该等

300140.SZ

节能环保

国务院国有资产监督管理委员会

在前期重组过程中，因为被授予特许经营权的项目公司之股权因处于锁定期、变动事项暂未及时获得当地政府同意等原因，尚有 13 家垃圾发电项目公司未能注入上市公司体内。上述项目公司合计垃圾焚烧处置规模约 10000 吨/日。

同业竞争问题

控股股东当中未注入项目已经委托至上市公司进行管理，从而促使这些项目公司后续能够更顺利地注入至上市公司。

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

投资建议

火电：长协电价与煤价同步下行，预计火电盈利仍有望维持在合理水平，火电盈利趋稳的情况下，有电量增长/电价稳健的公司盈利有望进一步提升。推荐全国大型火电企业**华电国际、国电电力**，以及区域电价较为坚挺的**上海电力**；

新能源发电：国家政策出台促进新能源消纳水平提升，有利于新能源利用率水平改善。目前新能源发展仍面临电价、消纳的压力，市场机制理顺和电网升级改造逐步完成后，预计新能源盈利有望逐步趋于稳健。同时，国家财政积极推进化债的背景下，新能源发电企业的可再生能源补贴欠款或得到解决，改善新能源发电企业的财务状况。海上风电项目利用小时数高，消纳条件好，设备及建设成本下行，海上风电项目的盈利性较好，预计沿海省份海上风电发展速度有望加快。推荐全国性新能源发电龙头企业**龙源电力、三峡能源**以及区域优质海上风电企业**广西能源、福能股份、中闽能源**。

核电：核准加快，行业成长确定性强。漳州 2#、惠州 1#、国和一号 2#排期投产，装机和发电量增长对冲电价下行压力，预计核电公司盈利仍将维持稳定，推荐核电运营标的**中国核电、中国广核**；国家电投整合核电资产，打造 A 股第三家核电运营商，推荐重组标的**电投产融**。

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。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：量价持续改善。国际天然气供需关系趋于缓和，美国 LNG 出口产能增加，国际气价有望维持低位运行，带动国内气源价格下行，天然气用能成本下降，经济性优势显现，工业用气有望恢复增长，气电和车用气需求强劲，叠加宏观经济有望筑底回稳，天然气消费量预计保持高增长；居民气价联动机制逐步建立和完善，持续推动顺价继续落地，叠加上游气源成本下降，城燃价差有望进一步扩大，盈利能力修复。“双综”衍生业务或成为新的增长点，抵消接驳业务承压的业绩压力。推荐具有区位优势，量价张力较强的城市燃气龙头**华润燃气**；推荐具有海气贸易能力，特气业务锚定商业航天的**九丰能源**。

环保：水务&垃圾焚烧行业进入成熟期，自由现金流改善明显，再叠加无风险收益率的持续走低，投资者的预期回报率和风险偏好均有所下降，建议关注环保板块中的“类公用事业投资机会”。欧盟 SAF 强制掺混政策生效在即，对原材料需求增加，国内废弃油脂资源化行业有望充分受益。此外我们还建议关注环保化债、地方环保国企并购重组等主题型投资机会。推荐受益于欧盟 SAF 强制掺混政策的废弃油脂资源化龙头**山高环能**。

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；国际气价波动；UCO 价格波动。

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	优于大市	股价表现优于市场代表性指数 10%以上
		中性	股价表现介于市场代表性指数 $\pm 10\%$ 之间
		弱于大市	股价表现弱于市场代表性指数 10%以上
		无评级	股价与市场代表性指数相比无明确观点
	行业 投资评级	优于大市	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 $\pm 10\%$ 之间
		弱于大市	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