

电力及公用事业

2024年策略报告一：水火核体现电力防御性，风光延续高增长

股票代码	股票名称	投资评级	EPS (元)		PE	
			2023E	2024E	2023E	2024E
002015.SZ	协鑫能科	增持	0.85	1.08	11.55	9.09
600163.SH	中闽能源	增持	0.44	0.46	9.07	8.67
600674.SH	川投能源	增持	1.01	1.12	14.47	13.04
600886.SH	国投电力	增持	0.84	0.99	15.71	13.33
600900.SH	长江电力	买入	1.27	1.35	18.78	17.67
600995.SH	南网储能	增持	0.43	0.5	19.86	17.08

资料来源：公司财报，长城证券产业金融研究院

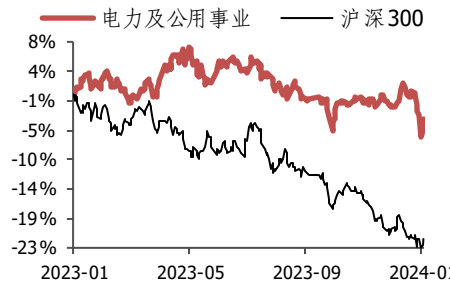
水力发电、火力发电在上证指数下跌区间体现强防御性。观察 2018 年 8 月 1 日至 2024 年 1 月 17 日上证指数 8 个下跌区间，公用事业及其他行业的区间涨跌幅情况，公用事业行业跌幅大多低于上证指数，好于大多数行业表现，水力发电和火力发电抗跌性明显。尤其水力发电在 2 个长时间段，区间 6 和区间 8 的收益率分别达到 8.3%、4.9%，与大盘的相对收益分别达到 29.6%、19.6%，说明在市场长期不景气的情况下，电力行业的高股息及稀缺性使其得到市场偏好，水电因其商业逻辑简单，主要经营成本为机组折旧受外部影响较小，体现出强防御性。

火电：上下游改善存在周期性机会，多角色定位盈利修复空间较大。（1）煤炭供给宽松带来价格中枢下移，今年上游成本影响可控：由于保供政策与中长协交易，煤炭供给显著增长，2023 年动力煤平仓价中枢下移至 966 元/吨，叠加澳煤和印尼煤进口量增长，火电企业从上下游两端进行盈利修复，2024 全年煤价有望在合理区间浮动，对下游企业成本影响有限。（2）火电保供和调控价值已明确，新项目核准审批加速：2023 年上半年，全国总核准煤电装机 5040 万千瓦，已达 2022 年全年核准装机量的 55.56%，远超 2021 年全年获批总量，其中百万千瓦及以上燃煤发电项目占比 72.22%，同时淘汰煤电落后产能，2021、2022 年煤电“三改联动”完成“十四五”目标的 81%。（3）煤电灵活性改造助转型，参与多种市场带来良好盈利预期。新能源比例增加及产能过剩导致传统火电发电量下降，不确定性和波动性导致电力系统供需不平衡，在储能等其他资源尚未规模化应用的阶段，煤电机组参与调节成为必要手段，尤其在抽水蓄能电站较少的省份和热电联产机组居多的“三北”地区。目前 30-60 万千瓦纯凝机组改造成本在 3750-7500 万元之间。火电灵活性改造所提供深度调峰能力在电力辅助服务、电力现货市场、容量市场中都存在相应的变现机制。截至 2023 年上半年，全国发电装机容量约为 27.1 亿千瓦，其中参与电力辅助服务的装机约 20 亿千瓦，全国电力辅助服务费用共 278 亿元，占上网电费 1.9%。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。

水电：水资源多向利用，兼备防御性和成长性。（1）常规水电：关注龙头及梯级水库开发建设，水风光一体化转型新能源。近年来受气候等因素影响，水电丰枯期规律发生变化，总量上仍呈均值回归趋势，随着我国梯级流域水电站开发格局的逐步成型，未来除了要加快龙头水库的开工步伐外，还需要优化多目标联合调度，提高水电站综合效益，同时与火电、新能源、抽水蓄能等电源进行多能互补调节，以应对因气候变化、用电需求引起的不确定性。（2）抽水蓄能：当前最成熟储能技术，行业迎来黄金发展期。抽水蓄能技术成熟、反应速度快、单机容量大、经济性较好、安全性高等特点，是目前大规模调节能源的首选。2023 年上半年，新增水电容量 536 万千

强于大市（维持评级）

行业走势



作者

分析师 于夕朦

执业证书编号：S1070520030003

邮箱：yuximeng@cgws.com

分析师 何郭香池

执业证书编号：S1070523110002

邮箱：hgxc@cgws.com

分析师 范杨春晓

执业证书编号：S1070521050001

邮箱：fycx@cgws.com

相关研究

- 《碳排放交易管理暂行条例（草案）通过，多地海风建设提速——电力及公用事业行业周报 20240116》2024-01-18
- 《广东省同步实施煤电气电容量电价，国务院会议核准 4 台核电机组——电力及公用事业行业周报 20240102》2024-01-03

瓦，其中常规水电 206 万千瓦，抽水蓄能 330 万千瓦，占比 61.57%，高于常规水电。目前，抽水蓄能两部制电价的成本疏导机制清晰，2024 年广东省将推动抽水蓄能等主体试点参与现货市场交易，结合各省深化分时电价政策，电量电价部分通过在现货市场上“高抛低吸”的收益空间将逐步打开。

核电：双碳背景下最佳基荷能源，行业实现长期稳健增长。（1）装机增速：未来 10 年内，预计每年新开工机组 6~8 台。截至 2023 年底，我国运行核电机组 56 台，截至 2023 年底，我国运行核电机组 56 台，2019-2023 年分别审批 4/4/5/10/10 台机组。国家“十四五”规划纲要明确，到 2025 年在运核电装机 7000 万千瓦，届时在建核电机组约 5000 万千瓦。（2）技术发展：二代核电为在运主力机型，三代核电为长期发展主力机型。第四代核电代表了更高的技术指标要求。金属快堆、高温气冷堆、熔盐堆等轻水堆外的核电技术，在全球已有许多服役项目，但尚无能够满足四代堆技术指标要求的项目，商业应用仍处于探索中。第三代压水堆仍将至少在未来 100 年内，主导全球核电发展。三代核电设计寿命 60 年，可能延寿至 100 年。即使是二代堆，也有大量项目具备延寿至 60 年甚至 80 年的运行能力。（3）电价机制：电价市场化程度加深，盈利水平或受影响。核电电价政策大致经历三个阶段，2013 年之前为“一厂一价”，2013 年后采用标杆上网电价，2019 年对三代核电首批项目实行收购电价+市场化电价。核电参与市场化比例逐渐提高。

新能源：风光建设保持高增速，坚定清洁低碳能源转型。光伏：（1）光伏发电组件降本增效持续，度电成本持续下降。2023 年多晶硅产能集中在下半年翻倍扩产，2024 年将延续供过于求趋势，导致硅片供给阶段性过剩，三、四季度国央企招标价格跌破 1 元/W 关口，随着 N 型组件逐渐替代 P 型组件，组件价格大概率将下行并稳定在行业出清结束后。（2）风光大基地面临外送通道、调度机制、各环节成本分摊等问题；分布式光伏面临电网承载能力受限、电站盈利能力下降、调节性资源不匹配等问题。

风电：（1）风电整机商集中度提升，技术迭代降本趋势不变。经过 2019-2021 年三年平价前的风电抢装潮后，风电整机行业开始加速大型化研发以及进行激烈的价格战，市场份额进一步集中。2023 年陆上风机裸价跌破 1000 元/KW，一定程度上预示着 2024 年陆上风机价格下降趋势和幅度。

（2）陆上风电退役换新市场广阔，未来整机市场规模有望达 3400 亿元。截至 2018 年底，1.5MW 及以下机型总装机容量为 98.21GW。若这些风机全部退出，实施“以大换小”，并以 1:2 进行扩容，未来按市场需求以 6MW+机型进行换新，将产生至少 200GW 市场；按今年以来“以大代小”技改项目 1700 元/kW 中标均价计算，未来整机市场规模有望达 3400 亿元。（3）海上风电以深远海、机组大型化为技术及降本发展路线。根据《中国风电发展路线图 2050》，近海水深 5~50 米范围内，风能资源技术开发量为 5 亿千瓦，而我国深远海风能可开发量则是近海的 3 至 4 倍以上，漂浮式成为深远海主要技术路线。大容量机组有利于捕获风能和提升发电量，并减少机位数量，有效分摊基建及运维管理成本。目前我国在运和规划海上风电单机容量全球领先，2023 年整机商陆续推出范围在 9~18MW 的大机型海上风电机组，阳智能推出单机容量 22MW 的 MySE22MW 概念机型。1 月 11 日，福建发改核准国家级海上风电研究试验检测项目，最大单机容量达到 25MW。

投资建议：火电：煤炭供应形势好转，燃料价格趋于稳定，火电企业盈利能力从成本及收入端均得到改善。在电力供需紧张及能源转型背景下，火电存在周期性机会。推荐标的：国投电力，相关标的：国电电力，华电国际，华润电力（H）。水电：盈利能力及现金流稳健，具备高股息；梯级电站建设和水风光一体化共同推进，成长性和防御性兼备。同时，抽水蓄能开发建设速度加快，电量电价部分将带来额外收益。推荐标的：国投电力、长江电力、川投能源、南网储能。核电：“双碳”目标下最佳基荷能源，行业有望持续稳健发展。相关标的：中国核电，中国广核。新能源：坚定低碳能源转型，装机量保持高增长，资源获取及融资能力重要性增加。平价时代后，随

着上游降本增效及下游绿色环境价值的实现，项目收益情况将逐步改善。推荐标的：中闽能源、三峡能源，相关标的：芯能科技、浙江新能、江苏新能，龙源电力。

风险提示：用电需求不及预期、煤价波动风险、来水/风不及预期风险、电价下降超预期风险、政策及项目推进不及预期风险。

内容目录

1.行情回顾	7
1.1 近年指数波动：火电、水电体现强防御性.....	7
1.2 2023 年行情回顾	9
1.3 2023 年电力行业数据.....	13
2.火电：上下游改善存在周期性机会，多角色定位盈利修复空间较大.....	16
2.1 煤炭供给宽松带来价格中枢下移，今年上游成本影响可控.....	16
2.2 火电保供和调控价值已明确，新项目核准审批加速.....	18
2.3 煤电灵活性改造助转型，参与多种市场带来良好盈利预期.....	19
3.水电：水资源多向利用，兼备防御性和成长性	22
3.1 常规水电：关注龙头及梯级水库开发建设，水风光一体化转型新能源.....	22
3.2 抽水蓄能：当前最成熟储能技术，行业迎来黄金发展期.....	24
4.核电：双碳背景下最佳基荷能源，行业实现长期稳健增长.....	26
4.1 装机增速：未来 10 年内，预计每年新开工机组 6~8 台.....	26
4.2 技术发展：二代核电为在运主力机型，三代核电为长期发展主力机型.....	28
4.3 电价机制：电价市场化程度加深，盈利水平或受影响.....	29
5.新能源：风光建设保持高增速，坚定清洁低碳能源转型	30
5.1 光伏发电组件降本增效持续，度电成本持续下降.....	30
5.2 风光大基地：外送通道、调度机制、各环节成本分摊问题.....	32
5.3 分布式光伏：并网消纳困难、盈利能力下降、调节性资源不匹配问题.....	33
5.4 风电整机商集中度提升，技术迭代降本趋势不变.....	34
5.5 陆上风电退役换新市场广阔，未来整机市场规模有望达 3400 亿元.....	35
5.6 海上风电以深远海、机组大型化为技术及降本发展路线.....	38
5.5.1 我国海风尚有 98% 以上资源待开发，漂浮式成为深远海主要技术路线.....	38
5.5.2 机组大型化是主要降本路径，超大型机组需待试验.....	40
6.投资建议	42
7.风险提示.....	42

图表目录

图表 1: 2020.01.02 为基准日，上证指数及公用事业 I、II 行业指数收益率变化.....	7
图表 2: 2020.01.02 为基准日，上证指数及公用事业 III 级行业指数收益率变化.....	8
图表 3: 2018 年 8 月 1 日至 2024 年 1 月 17 日，上证指数变化情况及跌幅较大区间.....	8
图表 4: 上证指数下跌区间及对应各行业区间涨跌幅（%）.....	9
图表 5: 大盘指数及申万公用事业一、二级行业指数涨跌幅（2023.01.03-2023.12.29）.....	9
图表 6: 申万公用事业三级行业指数涨跌幅（2023.01.03-2023.12.29）.....	10
图表 7: 申万各行业指数年度涨跌幅（2022.12.29-2023.12.29）.....	10
图表 8: 大盘指数及申万公用事业一、二级行业指数 PE 变化（2023.01.03-2023.12.29）.....	11
图表 9: 申万公用事业三级行业指数 PE 变化（2023.01.03-2023.12.29）.....	11
图表 10: 大盘指数及申万公用事业一、二级行业指数 PB 变化（2023.01.03-2023.12.29）.....	12
图表 11: 申万公用事业三级行业指数 PB 变化（2023.01.03-2023.12.29）.....	12
图表 12: 2023 年 2-12 月全国累计发电量及同比.....	13
图表 13: 2023 年各电源累计发电量占比.....	13
图表 14: 2023 年 2-12 月各电源累计发电量同比增速（%）.....	13
图表 15: 2023 年 2-12 月全社会累计用电量及同比.....	13
图表 16: 2023 年 1-12 月各行业用电量及占比.....	13
图表 17: 2023 年 1-12 月各行业用电量同比增速（%）.....	14
图表 18: 2018-2023 年 11 月总装机量及同比.....	14
图表 19: 2018-2023 年 11 月各电源装机量占比变化.....	14
图表 20: 2018-2023 年 11 月每年累计新增装机量及同比.....	15
图表 21: 2023 年 11 月各电源累计新增装机量占比.....	15
图表 22: 2018 年-2023 年 11 月各电源新增装机量同比增速（%）.....	15
图表 23: 2020 年 11 月-2023 年 11 月四年各电源利用小时数（单位：h）.....	15

图表 24:	2020-2023Q3SW 火力发电单季度营收及增速.....	16
图表 25:	2020-2023Q3SW 火力发电单季度净利润及增速.....	16
图表 26:	秦皇岛 5500 动力煤平仓价 (元/吨) (2022.01.04-2023.12.29)	17
图表 27:	2023 年 1-12 月动力煤进口量及同比	17
图表 28:	2023 年 1-12 月动力煤进口均价 (美元/吨)	17
图表 29:	2016 年-2023 年 11 月各电源投资额 (亿元)	18
图表 30:	2018 年-2023 年 11 月火电装机容量及同比增速	18
图表 31:	2021 和 2022 年煤电项目核准数量与总装机容量	19
图表 32:	2022 年分省新增核准煤电项目数量和总装机量	19
图表 33:	2021、2022、2023 年上半年煤电核准总量	19
图表 34:	2023 年上半年分省份煤电核准总装机量	19
图表 35:	2011-2023 年 11 月火电利用小时数	20
图表 36:	我国煤电机组调节能力与国际先进水平对比	20
图表 37:	截至 2021 年底, 全国各省份火电装机 (按容量分布)	21
图表 38:	2007-2022 年年平均降水量 (毫米)	22
图表 39:	2018-2023 年 11 月水电利用小时数 (月度)	22
图表 40:	2018-2023 年 11 月水电装机量及同比	22
图表 41:	2018-2023 年 11 月水电利用小时数 (年度)	22
图表 42:	中国十三大水电基地分布图	24
图表 43:	"十四五"大型清洁能源基地布局示意图	24
图表 44:	部分水电基地"十四五"规划项目情况	24
图表 45:	抽水蓄能累计/新增装机量 (万千瓦)	25
图表 46:	抽水蓄能/常规水电新增装机量(万千瓦)	25
图表 47:	截至 2023 年 11 月, 各省份抽水蓄能装机容量 (万千瓦)	25
图表 48:	2023 年我国核电在建、投产、核准项目情况	27
图表 49:	第一代到第四代核电技术发展	28
图表 50:	六种第四代核电技术	28
图表 51:	我国第四代核电反应堆	29
图表 52:	2018-2023 年 11 月风电装机量及增速	30
图表 53:	2018-2023 年 11 月光伏发电装机量及增速	30
图表 54:	分布式/集中式光伏发电累计容量及分布式占比	30
图表 55:	分布式/集中式光伏发电新增容量及分布式占比	30
图表 56:	组件成本下降对光伏 LCOE 下降贡献度 (%)	31
图表 57:	2023 年我国地面光伏系统初始全投资成本占比	31
图表 58:	硅料价格走势 (元/kg)	31
图表 59:	硅片价格趋势 (元/片)	31
图表 60:	光伏电池片排产 (GW)	32
图表 61:	TOPCon 及 PERC 电池片价格走势及价差 (元/W)	32
图表 62:	组件价格走势 (元/W)	32
图表 63:	陆上风电/海上风电累计容量及海风占比	34
图表 64:	陆上风电/海上风电新增容量及海风占比	34
图表 65:	全市场风电整机商风电机组投标均价 (元/KW)	35
图表 66:	新增陆上/海上风电机组平均单机容量 (MW)	36
图表 67:	截至 2022 年底我国各风机单机容量占比	36
图表 68:	2022 年累计及新增陆上/海上风电机组单机容量占比	36
图表 69:	2018-2022 年全国六大区域新增装机容量 (GW)	37
图表 70:	2020-2022 年全国六大区域新增装机容量占比 (%), 内圈到外圈依次为 2020-2022 年	37
图表 71:	2018-2022 年"三北"和中西部新增装机容量占比 (%)	37
图表 72:	截至 2022 年底中国各省 (区、市) 累计装机容量 (GW)	37
图表 73:	截至 2022 年底沿海省市海上风电累计装机容量	39
图表 74:	截至 2022 年底中国不同类型海上风电装机容量	39
图表 75:	2022 年固定式海上风电成本构成	39
图表 76:	2022 年漂浮式海上风电成本构成	39
图表 77:	2000-2025 年 (预测) 全球平均海上风机容量、叶片直径、轮毂高度	40

图表 78: 到 2030 年海上风电降本空间构成 (以粤东海域为例)	40
图表 79: 到 2025 年和 2030 年中国各海域海上风电度电成本预测	41

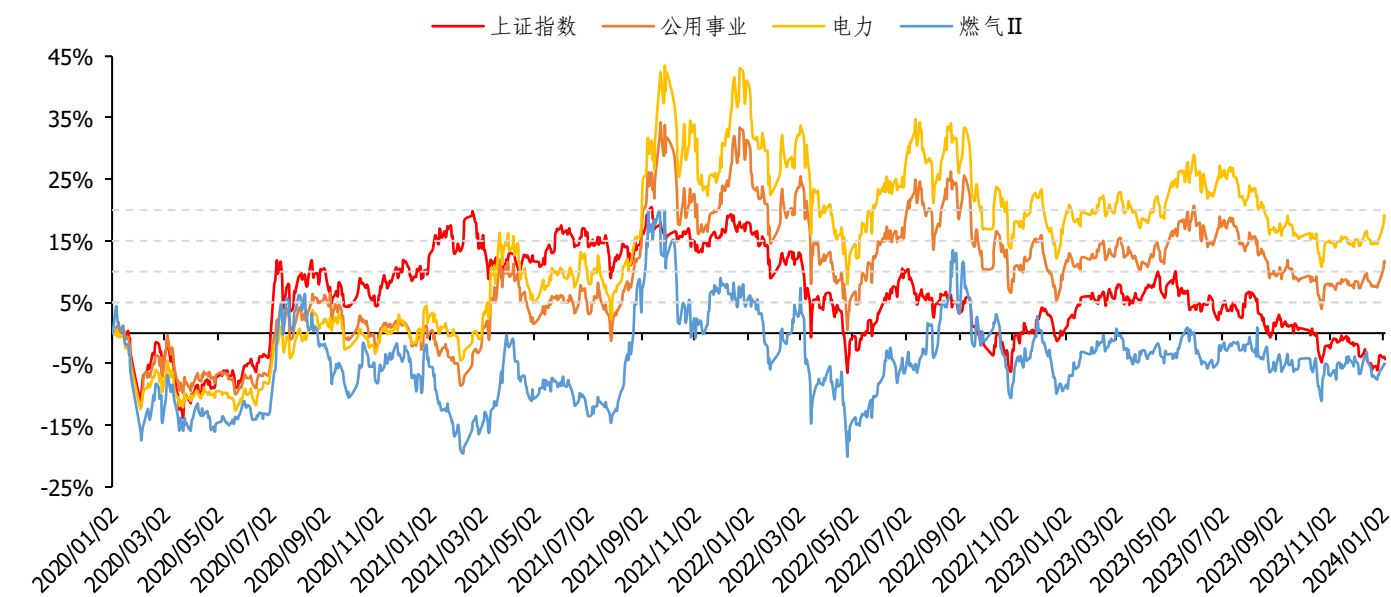
1. 行情回顾

1.1 近年指数波动：火电、水电体现强防御性

以 2020 年 1 月 2 日各指数为基准点（上证指数 3085、公用事业 2000、电力 2482、燃气 II2812），观察 2020.01.02~2024.01.04 大盘及行业指数收益率变化：

从四年的时间维度能看出，除 2020Q3 到 2021Q1 公用事业指数收益率变化与上证指数呈反向关系外，变化趋势大体与上证指数收益率变化波动相近，燃气 II 较电力涨跌幅波动范围更大。公用事业上涨起始点在 2021 年 3 月，国家公布十四五规划和 2035 年远景目标纲要是推动行业进入上涨周期的关键因素。

图表 1: 2020.01.02 为基准日，上证指数及公用事业 I、II 行业指数收益率变化



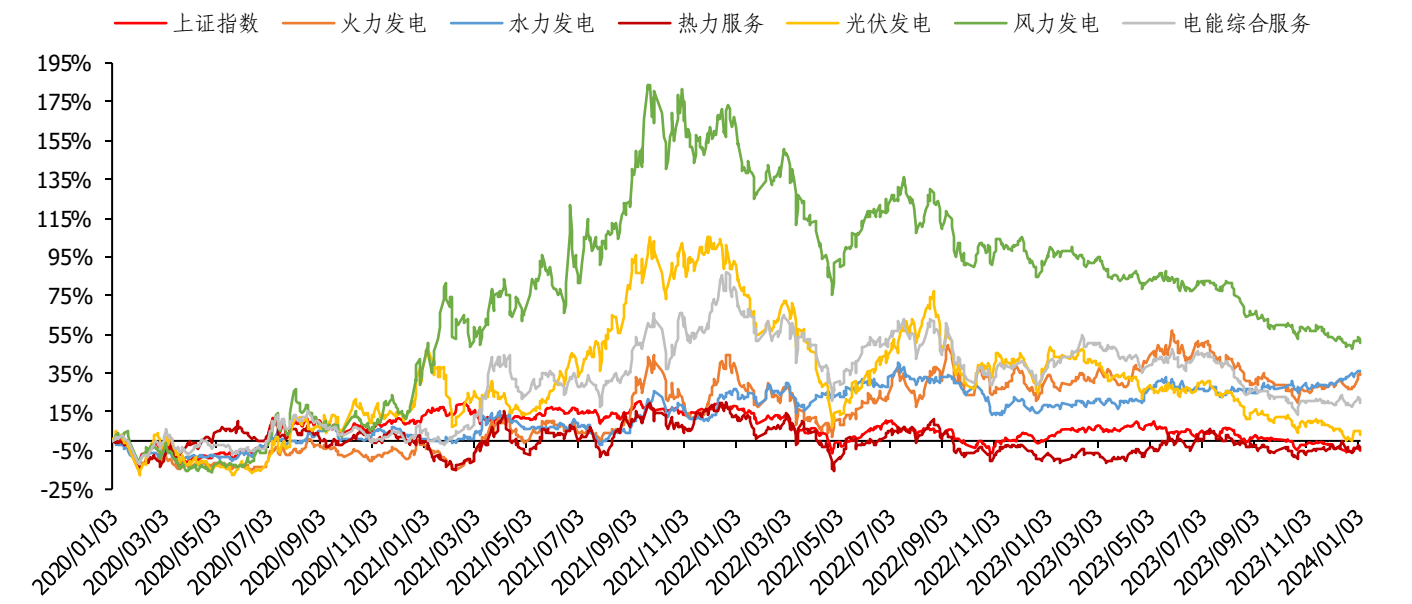
资料来源：同花顺 IFIND，长城证券产业金融研究院

从细分领域看，传统火电在 2020 年初到 2021 年 9 月波动比较平稳，原因与上游煤炭在十三五期间去产能、疫情影响发电量增速下降，新能源代替传统能源占比提高、对火电角色定位不完善等因素相关。2021 年我国经济回暖、出口贸易订单增长带动电力需求高增，叠加煤炭产能遇瓶颈、出口煤减少导致煤价猛涨，到 2021 年 9 月，国内“拉闸限电”现象波及黑龙江、吉林、辽宁、广东、江苏等 10 余个省份，火电稀缺性和重要性进一步夯实，国家在 2021 年 10 月中出台有序放开燃煤发电上网电价政策，直接利好火电企业，同时 2022 年 1 月初，火电企业转型新能源，市场给予绿电高估值，指数明显上涨。但受上游煤价影响，2022 年 4 月火电指数因年报披露上一年业绩而下行。2022 年到 2023 年 5 月，煤价逐渐下落，火电企业盈利能力修复，同时 2023 年一、二季度全国流域来水情况很差，水火互济导致火电利用率增加，在上游煤价稳步下行，下游电价保持可观空间的因素下，盈利能力明显提升，带动火电指数上行。

水电指数自 2021 年 8 月起具有缓慢上升趋势，水电行业商业模式清晰、现金流稳健、高股息率，使其具备显著防御价值。在所选时间范围内，上证综指下行期间水电行业相对收益较为明显，2020.03.02-2020.05.06、2022.1.5-2022.5.5、2022.07.04-2022.11.04、2023.05.05-2024.01.04 共 4 个上证指数收益率下降区间，水电指数相对收益率分别为 1.58%、14.61%、-4.78%、19.44%。

风电和光伏发电指数自 2021 年年初开始上涨至 2022 年初，行业发展初期受周期性影响较小，走势与上证指数不同。受补贴退坡刺激，行业出现抢装潮，需求非常旺盛，同时进入平价时代后，上游行业价格战和无补贴电价压力加速技术迭代、落后产能出清，盈利和增速较快。

图表2: 2020.01.02 为基准日，上证指数及公用事业 III 级行业指数收益率变化

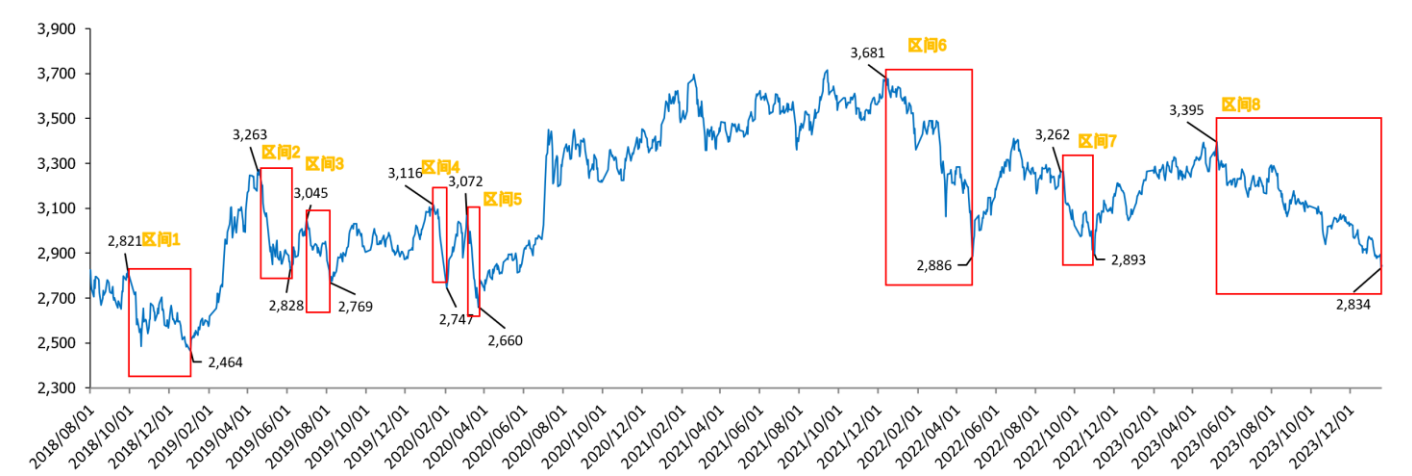


资料来源: 同花顺 IFIND, 长城证券产业金融研究院

观察 2018 年 8 月 1 日—2024 年 1 月 17 日上证指数 8 个下跌区间，公用事业及其他行业的区间涨跌幅情况，水力发电、火力发电体现强防御性：

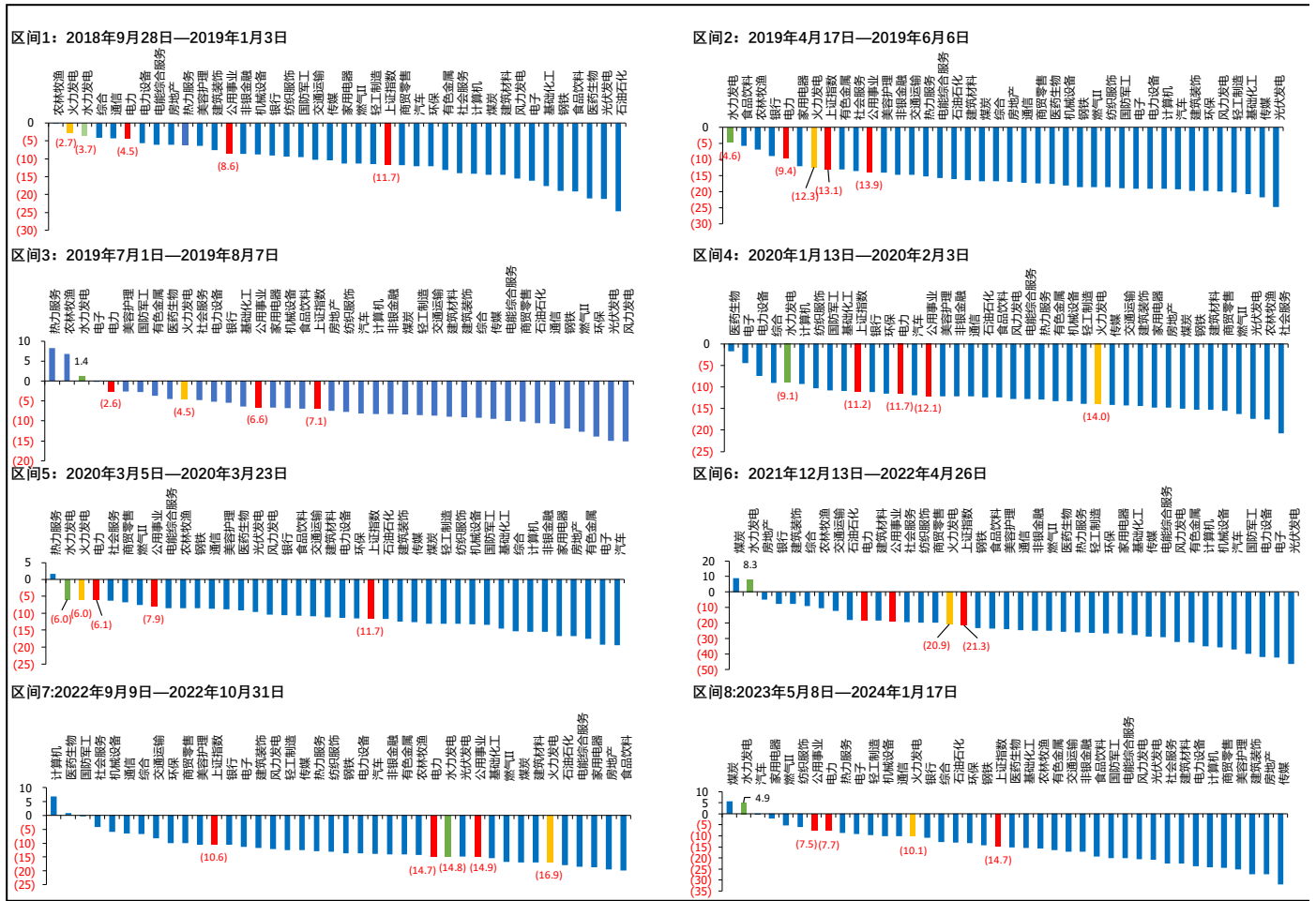
在 8 个区间内，公用事业行业跌幅大多低于上证指数，好于大多数行业表现，水力发电和火力发电抗跌性明显。尤其水力发电在 2 个长时间段，区间 6 和区间 8 的收益率分别达到 8.3%、4.9%，与大盘的相对收益分别达到 29.6%、19.6%，说明在市场长期不景气的情况下，电力行业的高股息及稀缺性使其得到市场偏好，水电因其商业逻辑简单，主要经营成本为机组折旧受外部影响较小，体现出强防御性。

图表3: 2018 年 8 月 1 日至 2024 年 1 月 17 日，上证指数变化情况 & 跌幅较大区间



资料来源: 同花顺 IFIND, 长城证券产业金融研究院

图表4: 上证指数下跌区间及对应各行业区间涨跌幅(%)

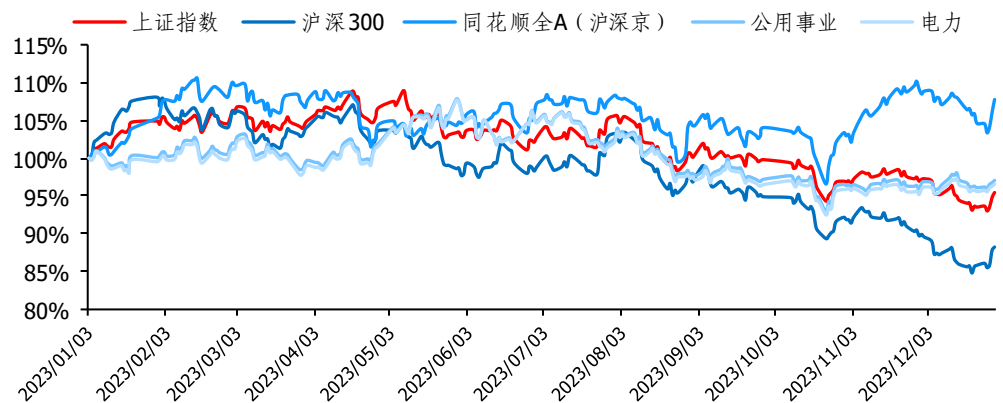


资料来源: 同花顺 IFIND, 长城证券产业金融研究院

1.2 2023 年行情回顾

以 2023 年 1 月 3 日为基准点, 至 2023 年 12 月 29 日, 上证指数涨跌幅为-4.54%、沪深 300 为-11.75%、同花顺全 A 为 7.76%、公用事业为-2.94%、电力为-3.44%、燃气 II 为 2.29%, 电力板块表现好于大盘指数表现。

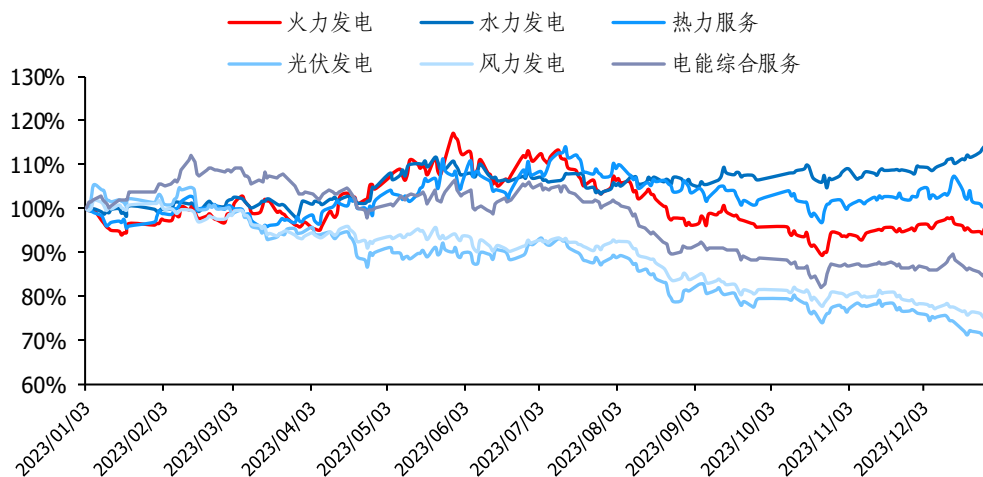
图表5: 大盘指数及申万公用事业一、二级行业指数涨跌幅(2023.01.03-2023.12.29)



资料来源: 同花顺 IFIND, 长城证券产业金融研究院

细分领域看，2023年1月3日到12月29日，火力发电指数涨跌幅为-4.63%、水力发电为12.72%、热力服务为2.44%、光伏发电为-25.34%、风力发电为-22.94%、电能综合服务为-13.48%，水力发电指数表现优异。

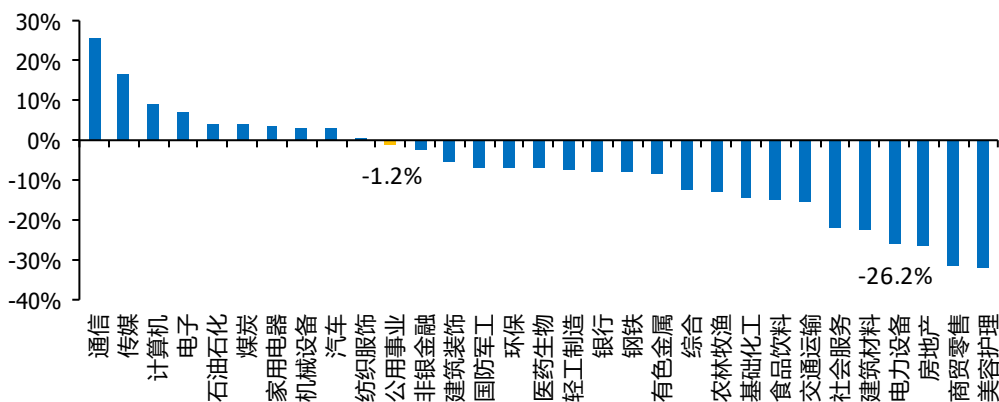
图表6: 申万公用事业三级行业指数涨跌幅 (2023.01.03-2023.12.29)



资料来源: 同花顺 IFIND, 长城证券产业金融研究院

分行业看，2023年公用事业和电力设备年涨跌幅分别为-1.2%和-26.2%，在31个行业中分别排第11名和28名。

图表7: 申万各行业指数年度涨跌幅 (2022.12.29-2023.12.29)

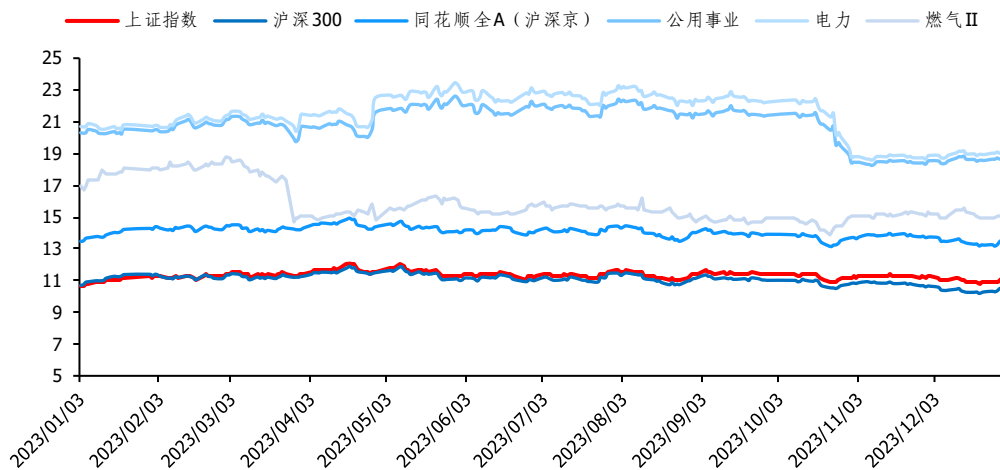


资料来源: 同花顺 IFIND, 长城证券产业金融研究院

PE 变化—大盘指数及 SW 公用事业 I、II 行业指数:

2023 年 12 月 29 日, 上证指数 PE 为 11.16X、沪深 300 为 10.55X、同花顺全 A 为 13.57X、公用事业为 18.70X、电力为 19.07X、燃气 II 为 15.06X; 2023 年 1 月 3 日, 上证指数 PE 为 10.65X、沪深 300 为 10.7X、同花顺全 A 为 13.47X、公用事业为 20.31X、电力为 20.7X、燃气 II 为 16.92X。

图表 8: 大盘指数及申万公用事业一、二级行业指数 PE 变化 (2023.01.03-2023.12.29)

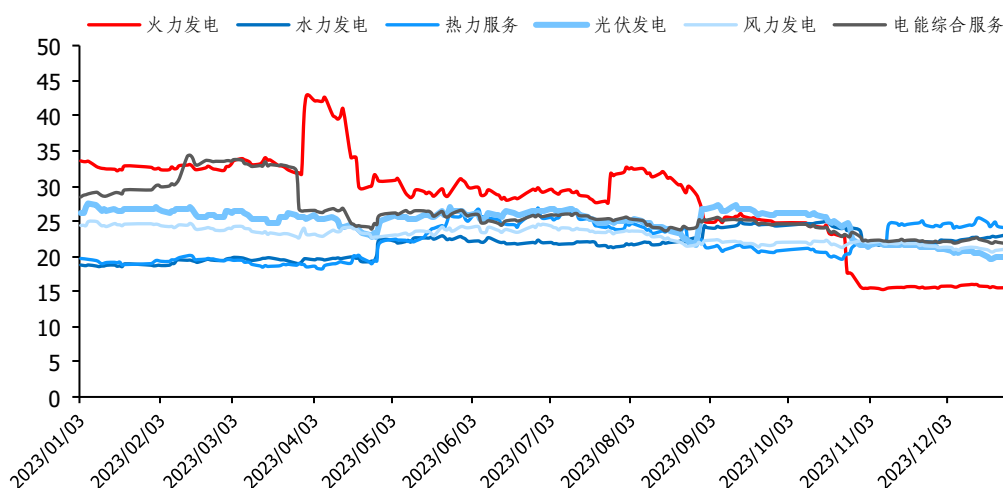


资料来源: 同花顺 IFIND, 长城证券产业金融研究院, 注: PE 为 PE (TTM, 报告公告日期, 剔除负值)

PE 变化—SW 公用事业 III 行业指数:

2023 年 12 月 29 日, 火力发电指数 PE 为 15.65X、水力发电为 22.95X、热力服务为 24.02X、光伏发电为 20.55X、风力发电为 21.16X、电能综合服务为 22.05X; 2023 年 1 月 3 日, 火力发电指数 PE 为 33.59X、水力发电为 18.77X、热力服务为 19.70X、光伏发电为 26.21X、风力发电为 24.4X、电能综合服务为 28.45X。

图表 9: 申万公用事业三级行业指数 PE 变化 (2023.01.03-2023.12.29)

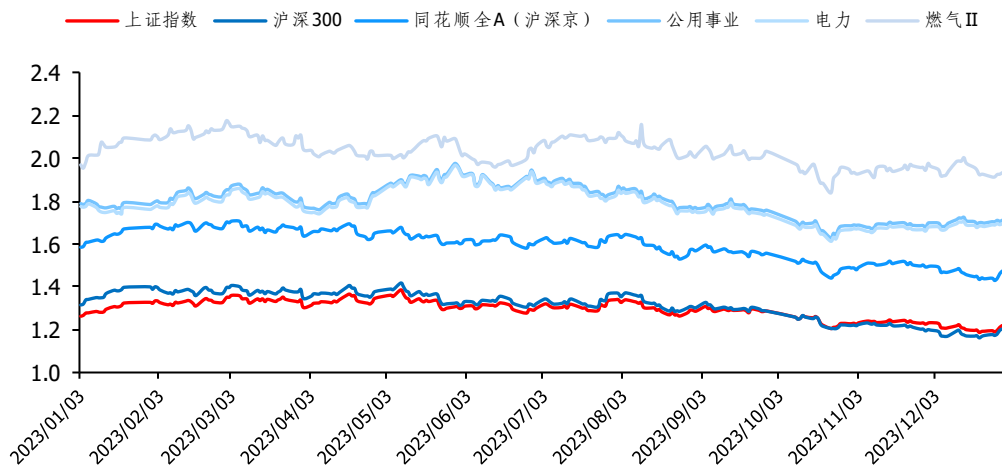


资料来源: 同花顺 IFIND, 长城证券产业金融研究院, 注: PE 为 PE (TTM, 报告公告日期, 剔除负值)

PB 变化—大盘指数及 SW 公用事业 I、II 行业指数：

2023 年 12 月 29 日，上证指数 PB 为 1.22X、沪深 300 为 1.2X、同花顺全 A（沪深京）为 1.47X、公用事业为 1.71X、电力为 1.69X、燃气 II 为 1.93X；2023 年 1 月 3 日，上证指数 PB 为 1.26X、沪深 300 为 1.31X、同花顺全 A（沪深京）为 1.58X、公用事业为 1.79X、电力为 1.77X、燃气 II 为 1.97X。

图表 10：大盘指数及申万公用事业一、二级行业指数 PB 变化（2023.01.03-2023.12.29）

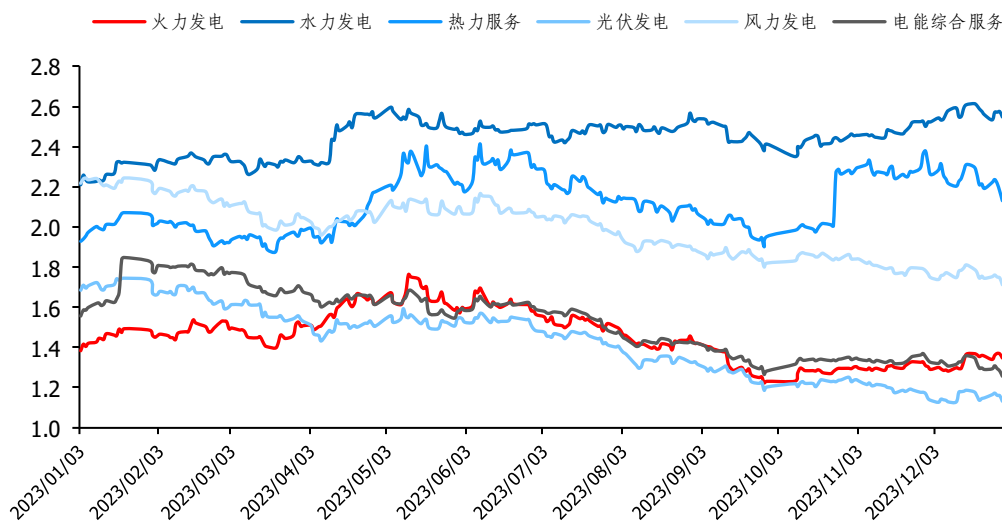


资料来源：同花顺 IFIND，长城证券产业金融研究院，注：PB 为 PB（最新报告期，剔除负值）

PB 变化—SW 公用事业 III 行业指数：

2023 年 12 月 29 日，火力发电指数 PB 为 1.3X、水力发电为 2.55X、热力服务为 2.24X、光伏发电为 1.18X、风力发电 1.78X、电能综合服务为 1.33X；2023 年 1 月 3 日，火力发电指数 PB 为 1.46X、水力发电为 2.24X、热力服务为 2.02X、光伏发电为 1.67X、风力发电 2.22X、电能综合服务为 1.53X。

图表 11：申万公用事业三级行业指数 PB 变化（2023.01.03-2023.12.29）



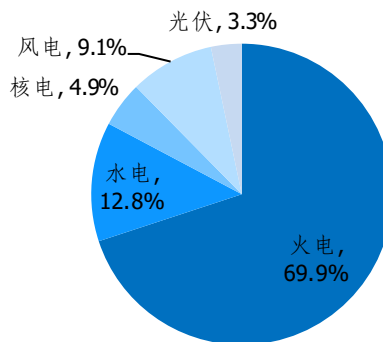
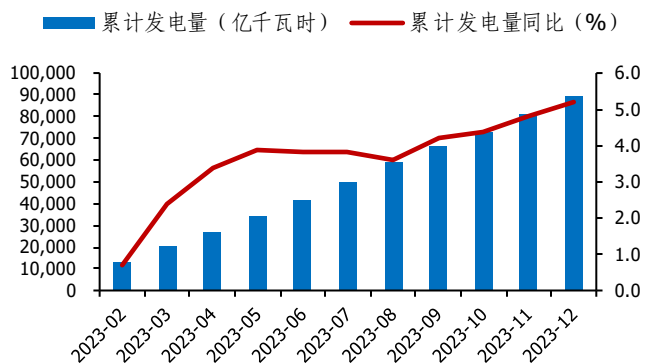
资料来源：同花顺 IFIND，长城证券产业金融研究院，注：PB 为 PB（最新报告期，剔除负值）

1.3 2023 年电力行业数据

2023 年全国累计发电量 89091 亿千瓦时，累计发电量同比增长 5.2%。其中，火电发电量为 62318 亿千瓦时，同比增长 6.1%，占比 69.9%；水电发电量 11409 亿千瓦时，同比下降 5.6%，占比 12.8%；核电发电量 4333 亿千瓦时，同比增长 3.7%，占比 4.9%；风电发电量 8090 亿千瓦时，同比增长 12.3%，占比 9.1%；光伏发电量 2940 亿千瓦时，同比增长 17.2%，占比 3.3%。

图表 12: 2023 年 2-12 月全国累计发电量及同比

图表 13: 2023 年各电源累计发电量占比

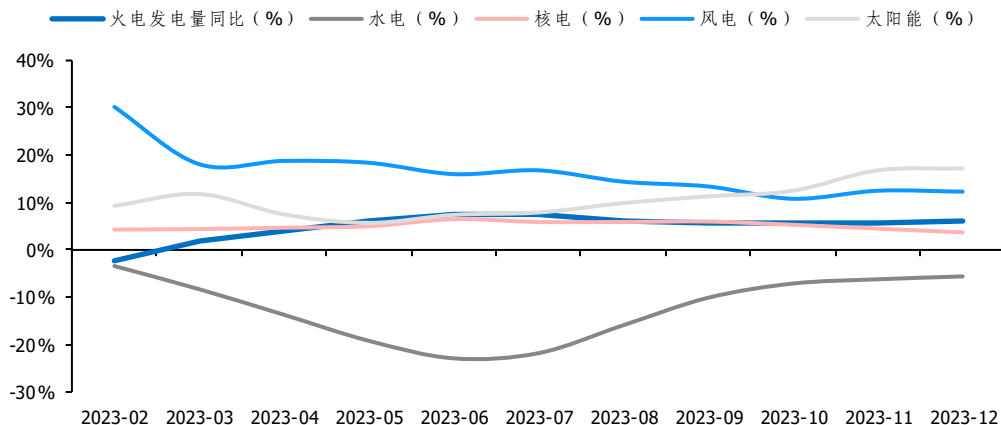


资料来源: 国家统计局, 同花顺 IFIND, 长城证券产业金融研究院

资料来源: 国家统计局, 同花顺 IFIND, 长城证券产业金融研究院

2023 年火电、水电、核电、风电、太阳能累计发电量同比增速分别为 6.1%、-5.6%、3.7%、12.3%、17.2%，其中，水力发电全年增速为负，太阳能发电增速显著提升。

图表 14: 2023 年 2-12 月各电源累计发电量同比增速 (%)

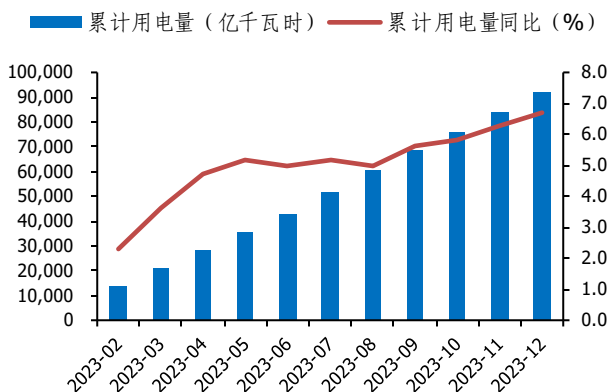


资料来源: 国家统计局, 同花顺 IFIND, 长城证券产业金融研究院

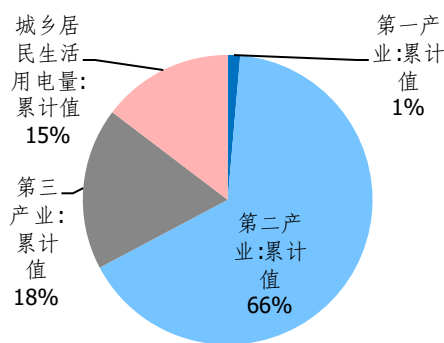
2023 年，全社会累计用电量为 92241 亿千瓦时，累计同比 6.7%。其中，第一产业用电量 1278 亿千瓦时，同比增长 11.5%，占比 1%；第二产业用电量 60745 亿千瓦时，同比增长 6.5%，占比 66%；第三产业用电量 16694 亿千瓦时，同比增长 12.2%，占比 18%；城乡居民生活用电量 13524 亿千瓦时，同比增长 0.9%，占比 15%。

图表 15: 2023 年 2-12 月全社会累计用电量及同比

图表 16: 2023 年 1-12 月各行业用电量及占比



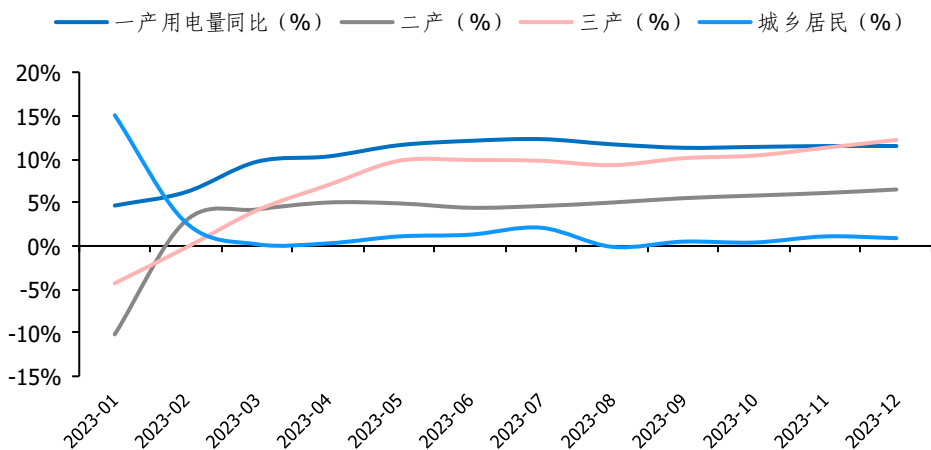
资料来源：国家能源局，同花顺 IFIND，长城证券产业金融研究院



资料来源：国家能源局，同花顺 IFIND，长城证券产业金融研究院

2023年各行业用电量同比增速分别为第一产业 11.5%、第二产业 6.5%、第三产业 12.2%、城乡居民用电 0.9%。其中，第一产业、第三产业增速明显。

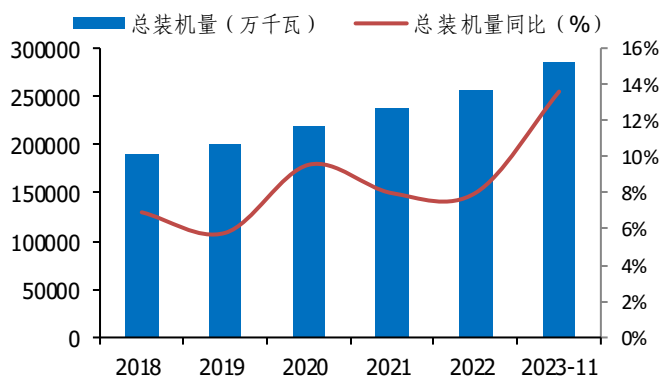
图表17: 2023年1-12月各行业用电量同比增速 (%)



资料来源：国家能源局，同花顺 IFIND，长城证券产业金融研究院

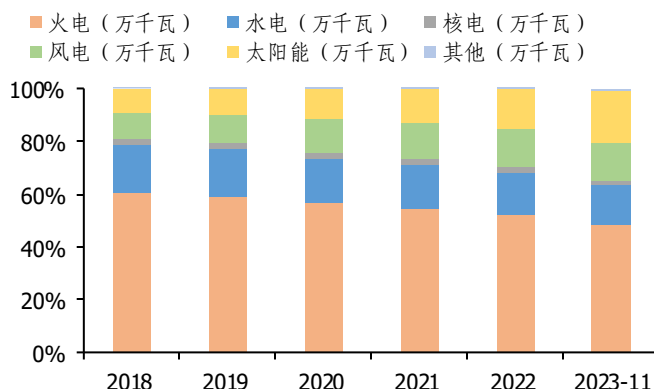
截至 2023 年 11 月，全国总装机量为 285336 万千瓦，总装机量同比为 13.6%。细分电源来看，火电、水电、核电、风电、太阳能及其他电源装机量分别为 137884 万千瓦、42134 万千瓦、5676 万千瓦、41283 万千瓦、55762 万千瓦和 2597 万千瓦，占比分别为 48%、15%、2%、14%、20%、1%。

图表18: 2018-2023年11月总装机量及同比



资料来源：中电联，同花顺 IFIND，长城证券产业金融研究院

图表19: 2018-2023年11月各电源装机量占比变化

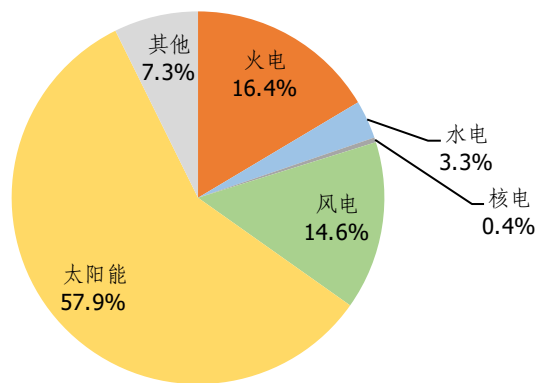
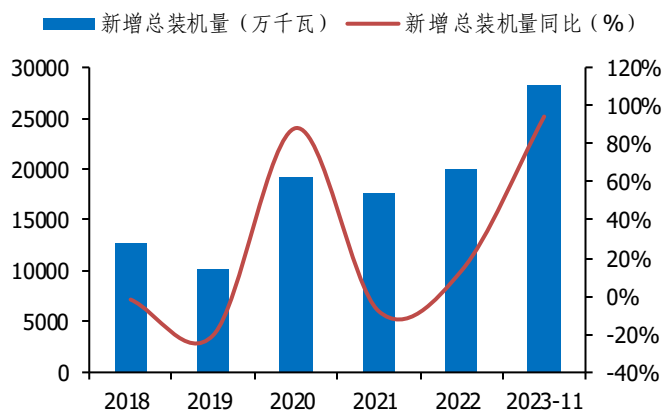


资料来源：中电联，同花顺 IFIND，长城证券产业金融研究院

2023年1-11月，新增总装机容量为28309.6284万千瓦，同比增长94.22%；各电源累计新增装机量分别为火电4655万千瓦占比16.4%、水电939万千瓦占比3%、核电119万千瓦占比0.4%、风电4139万千瓦占比14.6%、太阳能16388万千瓦占比57.9%、其他电源2070万千瓦占比7.3%。

图表20: 2018-2023年11月每年累计新增装机量及同比

图表21: 2023年11月各电源累计新增装机量占比

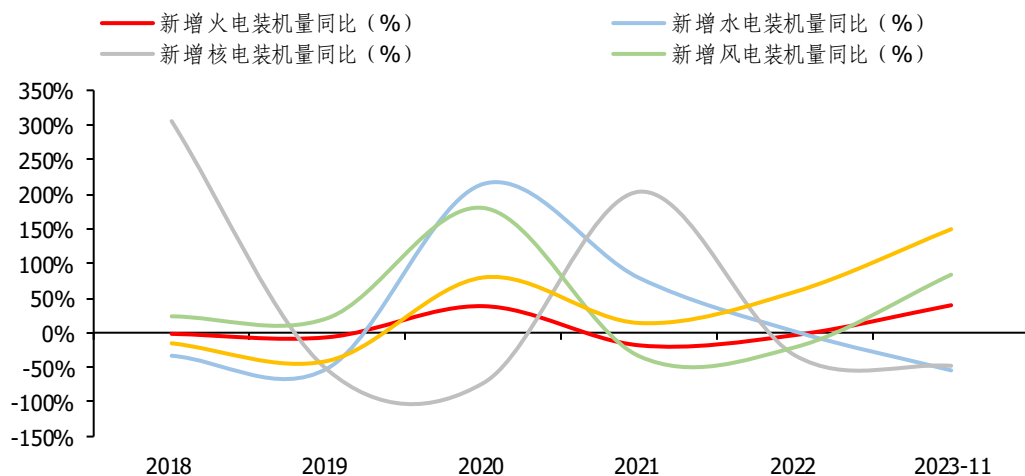


资料来源: 中电联, 同花顺 IFIND, 长城证券产业金融研究院

资料来源: 中电联, 同花顺 IFIND, 长城证券产业金融研究院

2023年11月，火电、水电、核电、风电、太阳能新增装机量同比分别为39.66%、-54.42%、-47.81%、83.79%、149.4%。

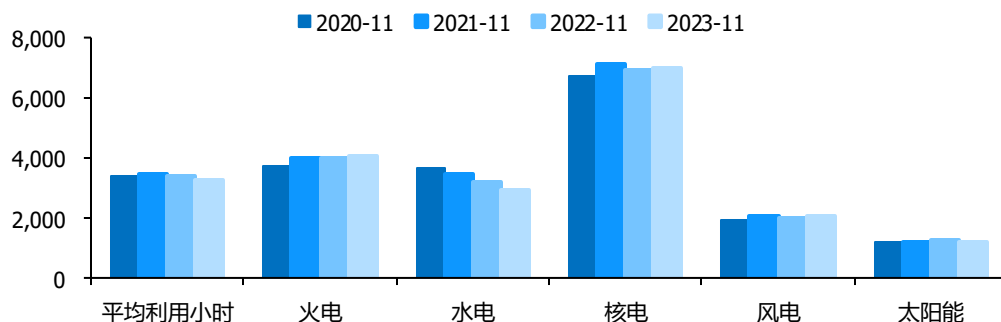
图表22: 2018年-2023年11月各电源新增装机量同比增速 (%)



资料来源: 中电联, 同花顺 IFIND, 长城证券产业金融研究院

2023年11月，平均各电源利用小时数为3282h；火电、水电、核电、风电和太阳能电源利用小时数分别为4040h、2927h、7001h、2029h、1218h。

图表23: 2020年11月-2023年11月四年各电源利用小时数 (单位: h)



资料来源: 中电联, 同花顺 IFIND, 长城证券产业金融研究院

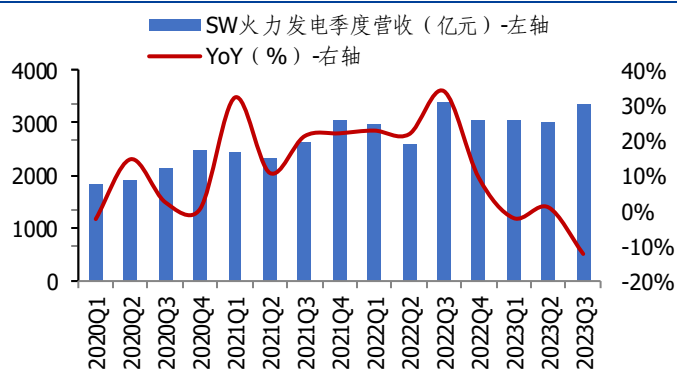
2.火电：上下游改善存在周期性机会，多角色定位盈利修复空间较大

2.1 煤炭供给宽松带来价格中枢下移，今年上游成本影响可控

“十四五”经济复苏电力需求高增，煤炭供需失衡导致价格飙升。2021年国内经济快速复苏，制造业回流，用电需求高增，全年全社会用电量同比增长10.3%，风电和光伏发电建设快速增长，但总发电量占比11%，仍然较低；叠加水电出力不足，2021年较2019年同比下降1.1%，多个地区出现夏季、冬季负荷高峰，拉闸限电情况频现。此外，“十三五”期间国家持续去化煤炭产能，2021年煤炭进口收紧，导致十四五煤炭总体产能赶不上需求的变化，煤炭库存维持低位导致煤炭价格出现大幅度上涨。多重因素倒逼火电利用小时数和发电量增加，火电企业大幅亏损。

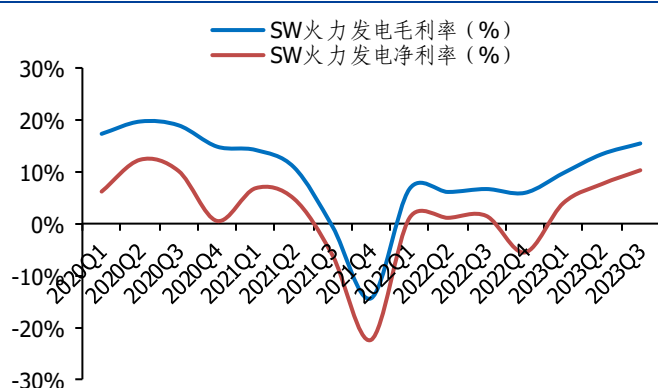
煤电交易价格上涨，火电企业盈利能力修复。为减少火电企业发电亏损，2021年10月国家发改委进一步深化燃煤发电上网定价，市场交易电价上下浮动范围从10%扩大至20%，2022年火电上网电价同比上涨明显，火电企业进入盈利能力修复周期，并且上浮空间基本延续至2023年。根据近日发布的经营数据，华能国际2023年全年平均上网结算电价为508.74元/兆瓦时，同比下降0.23%；国投电力2023年火电平均上网电价同比下降1.46%。

图表24: 2020-2023Q3SW火力发电单季度营收及增速



资料来源：同花顺IFIND，长城证券产业金融研究院

图表25: 2020-2023Q3SW火力发电单季度净利润及增速

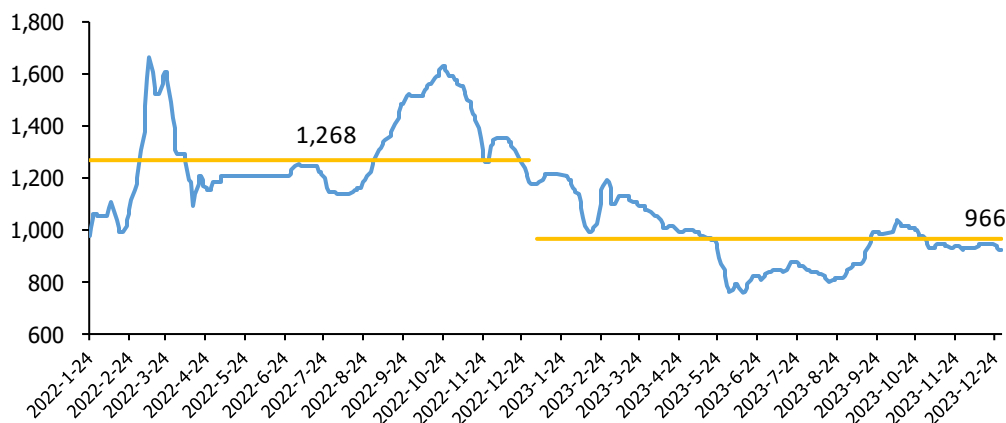


资料来源：同花顺IFIND，长城证券产业金融研究院

2023年动力煤平仓价中枢下移至966元/吨。自2022年保供政策以来，煤炭供给显著增长，煤价中枢下移。2023年1月港口库存偏高，下游需求较弱，煤价节前下跌明显。2月底受内蒙阿拉善矿难影响，供给情绪悲观煤价回升。3月以来卖方挺价心态较强，降价意愿偏弱，买方采购呈脉冲式需求小幅释放，煤价震荡下跌。5月，下游日耗需求未见有效增加，港口和终端库存保持高位水平叠加进口煤量持续超预期增长，煤价断崖式下跌。而进入6月以来，电厂日耗量攀升，港口库存下降，市场情绪逐渐好转，煤价开始回调。8月，受台风影响，日耗减少，终端需求整体下降，贸易商发运倒挂和港口货源较为紧缺，只有小幅反弹，市场弱后维稳。9月，产地安监持续加强，供应收紧，同时非电需求增加，而且港口结构性缺货状态严峻，煤价持续上涨。10月，下游电厂终端对高价煤接受度较低，需求有所下降，而且大秦线检修提前结束，铁路调入量充足导致终端观望情绪上升，煤价开始走弱。11月，北港库存也处在较高位置，市场

观望情绪较浓，但在矿难事故和冷空气预期支撑下，煤价表现拉锯。¹

图表26: 秦皇岛 5500 动力煤平仓价 (元/吨) (2022.01.04-2023.12.29)

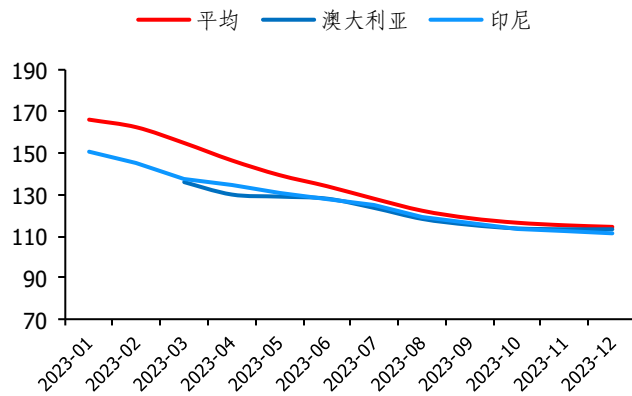
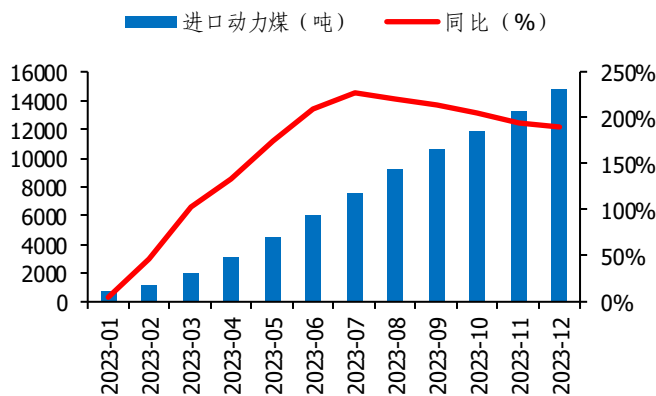


资料来源: 同花顺 IFIND, 长城证券产业金融研究院

2023 年我国动力煤进口量大幅增长，主要由澳煤和印尼煤增长拉动。2023 上半年由于同热值进口煤对国内煤有价差倒挂，叠加煤炭进口零关税等政策，动力煤进口量大幅增长，也是造成今年煤炭供给宽松的主要原因。2023 年 1-12 月，我国动力煤进口量为 1.48 亿吨，同比增长 190.46%。从进口结构来看，澳煤和印尼煤是进口煤增长的主要贡献，2023 年澳洲动力煤进口量为 4919 万吨（2022 年没有进口），占总进口量的 33.2%，印尼动力煤进口量为 2716 万吨，同比增长 79%，占总进口量的 18.32%。2023 年进口动力煤价格稳步下行，累计至 12 月动力煤进口均价为 114 美元/吨（进口金额 ÷ 进口量），澳大利亚和印尼动力煤价格分别为 113、111 美元/吨。

图表27: 2023 年 1-12 月动力煤进口量及同比

图表28: 2023 年 1-12 月动力煤进口均价 (美元/吨)



资料来源: 同花顺 IFIND, 海关总署, 长城证券产业金融研究院

资料来源: 同花顺 IFIND, 海关总署, 长城证券产业金融研究院

煤价有望在合理区间浮动，2024 年上游成本影响可控。根据 2024 年电煤中长协长期合同签订履约工作通知，今年较 2023 年在签约比例、履约方面更加灵活。签约比例方面，需求方范围将缩窄至统调公用电厂、承担民生供电供暖任务的相关电厂，发电、供热企业的签订比例由 2023 年最高 105% 下调至 80% 到 100%，对耗煤增量的限制相对放松。履约方面，2023 年要求年度、季度履约率均要达到 100%，仅月度间可作适当调节，2024 年则仅要求年度履约率达 100%，季度大于等于 90%，月度大于等于 80% 即可。价格方面，长协合同定价机制延续“基准价+浮动价”的价格模式，长协价格将保持窄幅波动的局面。2024 年 1 份，产地、港口市场煤炭供应均将高位运行，全国大部分地区气温较常年同期偏高，民用电需求减弱导致市场煤采购意愿不足。考虑煤炭产

¹ 《底部已过，渐入佳境—煤炭行业 2024 年策略报告》，长城证券产业金融研究院，2023 年 12 月 26 日

能充分释放，进口煤虽然恢复关税，但进口量有一定保障，全年煤价有望在合理区间度浮动，2024年对下游火电企业的成本影响有限。

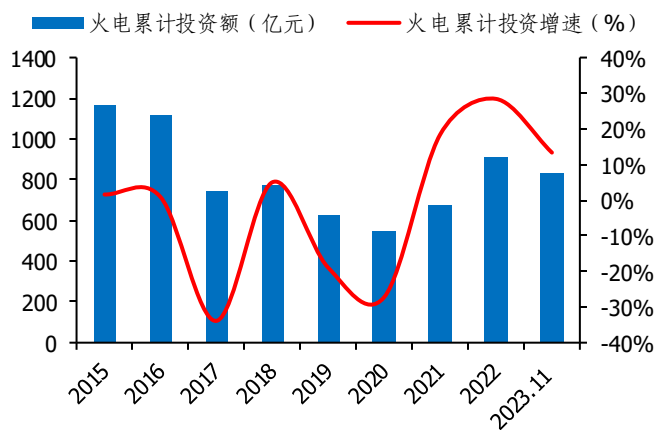
2.2 火电保供和调控价值已明确，新项目核准审批加速

煤电审批权下放导致产能过剩，“十三五”煤电投资急刹车。2014年10月，国务院发布《政府核准的投资项目目录（2014年本）》，明确提出火电站由省级政府核准，火电项目审批权下放，地方政府对于煤电项目的投资热情迅速提高，新增煤电项目数量大幅增长，煤电市场迅速走向饱和。

为有序推进煤电建设、缓解过剩产能，2016年上半年，国家发改委、能源局接连下发多份重要文件，提出“取消一批、缓核一批、缓减一批”等措施，暂缓核准13个省区的燃煤火电项目，缓建15个省区尚未开工的燃煤火电项目（除民生热电外的自用煤电项目，不含国家确定的示范项目），除江西、安徽、海南、湖北外，28个省级电网区域被列为煤电规划建设红色预警地区，根据《电力发展“十三五”规划(2016-2020年)》，“十三五”期间，取消和推迟煤电建设项目1.5亿千瓦以上，到2020年，全国煤电装机规模力争控制在11亿千瓦以内。

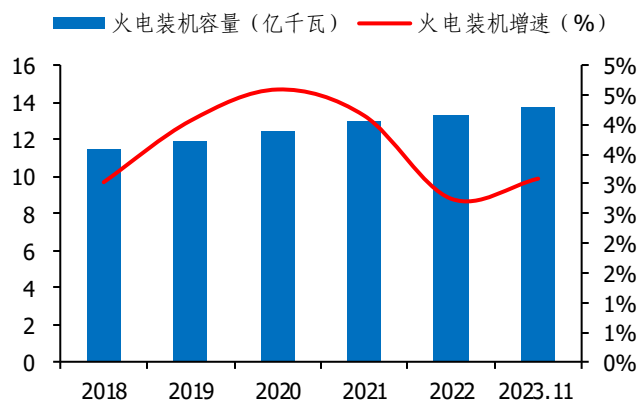
2014-2016年火电投资额分别为1145、1163、1119亿元，存量火电机组产能过剩也导致机组利用小时数的快速下降，从2013年5012小时下降到2016年4165小时。政策陆续落地后，火电投资速度骤减，2017年投资额减少33.9%至740亿元，2018-2020年火电投资额分别为777、630、553亿元，呈逐年下降趋势。

图表29: 2016年-2023年11月各电源投资额（亿元）



资料来源: 同花顺 IFIND, 中电联, 长城证券产业金融研究院

图表30: 2018年-2023年11月火电装机容量及同比增速



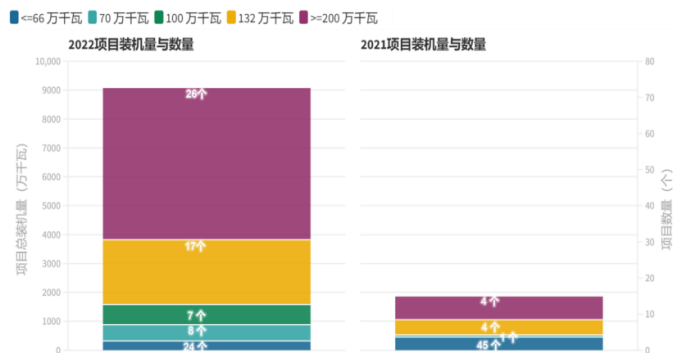
资料来源: 同花顺 IFIND, 中电联, 长城证券产业金融研究院

根据国际环保组织绿色和平 2023年4月24日发布的简报《中国电力部门低碳转型2022年进展分析》，2022年中国新增核准煤电项目82个，总核准装机达9071.6万千瓦，是2021年获批总量的近5倍。2022年新核准煤电项目以百万千瓦大机组为主，其中66万千瓦以上的燃煤发电项目占总核准项目数量的70.73%，而2021年新增核准煤电项目则以满足供热需求的热电联产项目为主，66万千瓦以上的项目仅占到总项目的16.67%。

2021年及2022年全国部分地区的限电事件，致使各级政府加大了对保障电力供应的重视，地方政府作为煤电项目的审批方也进一步加大力度支持新煤电项目的上马。2022年，核准通过的18个煤电项目中，广东（1818万千瓦）、江苏（1212万千瓦）、安徽（828万千瓦）、江西（802万千瓦）、河南（735万千瓦）、河北（606万千瓦）、浙江

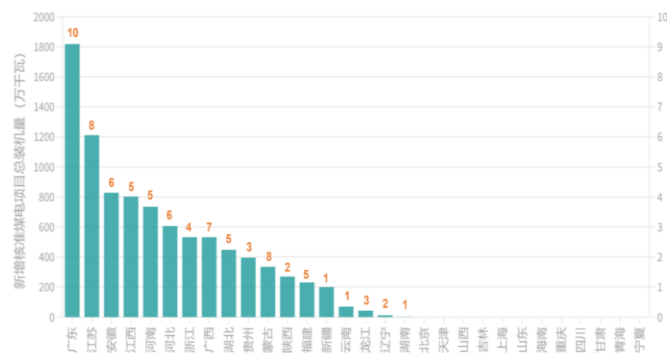
(532 万千瓦) 和广西 (532 万千瓦), 八省新核准煤电装机总量均超过 500 万千瓦。八省审批煤电装机占全部新审批装机的 77.88%。

图表 31: 2021 和 2022 年煤电项目核准数量与总装机容量



资料来源: 绿色和平《中国电力部门低碳转型 2022 年进展分析》, 长城证券产业金融研究院

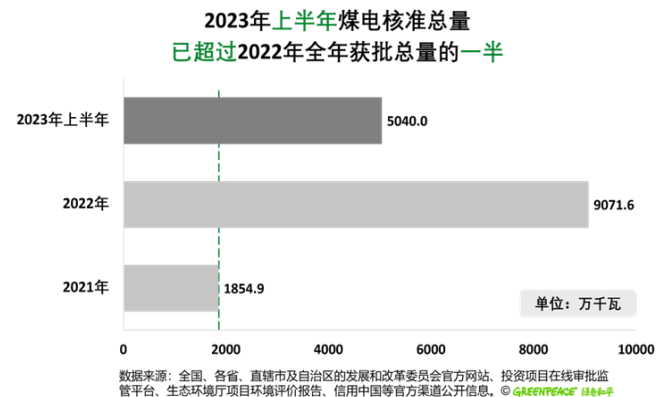
图表 32: 2022 年分省新增核准煤电项目数量和总装机容量



资料来源: 绿色和平《中国电力部门低碳转型 2022 年进展分析》, 长城证券产业金融研究院

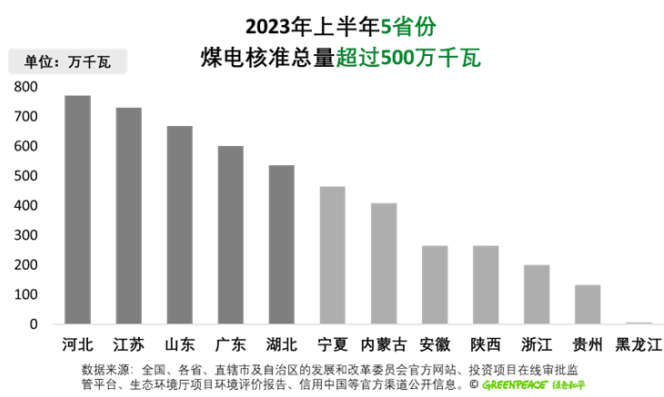
根据国际环保机构绿色和平 2023 年 8 月 3 日发布《中国电力部门低碳转型 2023 年上半年进展分析》, 2023 年上半年, 全国总核准煤电装机 5040 万千瓦, 已达 2022 年全年核准装机量的 55.56%, 远超 2021 年全年获批总量, 主要来自河北 (771 万千瓦)、江苏 (730 万千瓦)、山东 (668 万千瓦)、广东 (600 万千瓦)、湖北 (535 万千瓦) 等省份, 此外, 2023 年新核准煤电项目依旧以百万千瓦大机组为主, 其中百万千瓦及以上的燃煤发电项目占总核准项目数量的 72.22%。

图表 33: 2021、2022、2023 年上半年煤电核准总量



资料来源: 绿色和平《中国电力部门低碳转型 2023 年上半年进展分析》, 长城证券产业金融研究院

图表 34: 2023 年上半年分省份煤电核准总装机容量



资料来源: 绿色和平《中国电力部门低碳转型 2023 年上半年进展分析》, 长城证券产业金融研究院

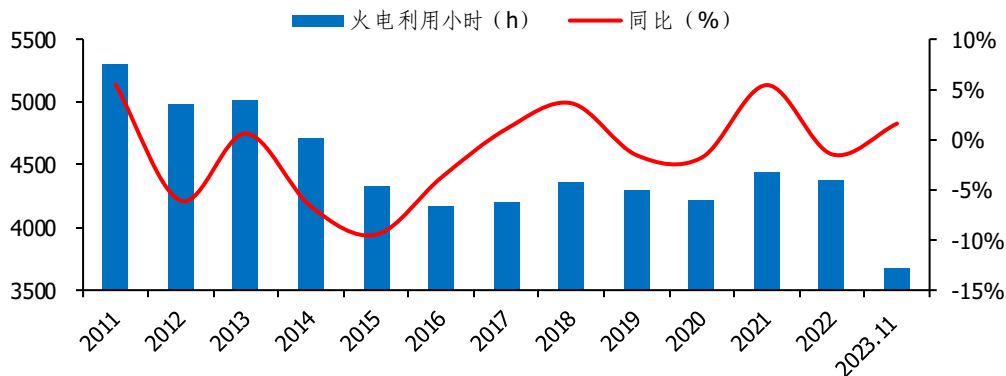
增量采用大型高效煤电机组, 淘汰落后机组推动产能升级。煤电装机核准数量及装机质量均增长, 同时关停落后的小煤炭机组, 这些机组存在煤耗高、设备老旧、可靠性差等问题, 逐步完成“十四五”存量煤电节能降碳改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”目标。根据 2023 年 8 月 31 日电力规划设计总院发布的《中国电力发展报告 2023》, 我国电力系统灵活性持续改善, “十四五”前两年, 煤电“三改联动”改造规模合计超过 4.85 亿千瓦, 完成“十四五”目标约 81%。其中节能降碳改造 1.52 亿千瓦、灵活性改造 1.88 亿千瓦、供热改造 1.45 亿千瓦。

2.3 煤电灵活性改造助转型, 参与多种市场带来良好盈利预期

新能源比例增加及产能过剩导致传统火电发电量下降, 不确定性和波动性导致电力系统供需不平衡。火电机组利用小时数从 2013 年 5012 小时下降到 2016 年 4165 小时,

2021-2023 年利用小时数回升的主要原因是水电发电量下降且来水波动性增强，而火电是电力系统的可靠支撑。但从长期看，新能源发电量增加将成为火电利用小时数持续下降的原因，新能源出力的不确定性和波动性需要调节性资源，煤电灵活性改造和抽水蓄能具有较强的成本优势，在储能等其他资源尚未规模化应用的阶段，煤电机组参与调节成为必要手段，尤其在抽水蓄能电站较少的省份和热电联产机组居多的“三北”地区。

图表 35: 2011-2023 年 11 月火电利用小时数



资料来源: 同花顺 IFIND, 中电联, 长城证券产业金融研究院

煤电灵活性改造在于增加调节幅度和启停速度，提升深度调峰和快速响应能力。常规煤电机组灵活性改造主要分为热电机组和纯凝机组，是对锅炉系统和汽轮机系统进行改造，也包括对控制系统、脱硝系统、冷凝水等辅助设备的改造。前者改造目的是实现热电解耦，主要技术路线有低压缸零出力、高背压供热、高低压旁路供热技术等；后者目的是提升机组深度调峰能力，主要技术路线有低负荷稳燃技术、富氧燃烧技术、宽负荷脱硝技术。储能系统耦合火电机组则是在不改变锅炉系统和汽轮机系统的前提下，增加蓄热罐、换热器等关键设备，且设备均为静态的，安全可靠，释放时只需接入到原热力系统，降低发电负荷的同时提高机组顶峰发电能力，主要技术路线有热水储能技术，电极锅炉储热技术、相变材料储热技术、熔盐储热技术。

煤电灵活性改造成本主要包括四部分：灵活性改造投资成本、实际运行中产生的可变成本增量、机组的加速折旧和部件磨损、更换成本增量以及由于损失部分发电收益产生的机会成本。其中，固定资产投资为灵活性改造容量对应成本，如对 30 万千瓦煤电机组进行改造，实际提升的灵活性容量为最小出力从 50% 将至 30% 对应的 6 万千瓦，30/60 万千瓦纯凝机组单位千瓦灵活性调节容量改造成本在 625 元/千瓦左右，因此投资费用大约在 3750-7500 万元。此外，灵活性机组在频繁调节时需要承担频繁调节带来的燃料成本增加、机组损耗和发电收益损失。

图表 36: 我国煤电机组调节能力与国际先进水平对比

灵活性参数	单位	我国煤电机组		国际先进水平
		已建机组	改造潜力	已建机组
最小出力	%Pn	50 (80)	30 (50)	20 (40)
爬坡速率	%Pn/min	1—2	3—6	4—5
热态启动时间	h	3—5	4	1.5-2.5
冷态启动时间	h	10	5	<0.1

资料来源: 《电力系统灵活性提升: 技术路径、经济性与政策建议》, 长城证券产业金融研究院

结合机组特性、网架结构和资源分布等特点，合理确定火电灵活性改在的规模和位置，优先推进 30 万至 60 万 kW 亚临界机组的改造。根据各省 2021 年火电机组容量分布情况，天津、河北、黑吉辽、上海、海南、云南、甘肃、新疆 30-60 万千瓦机组占比超过

总火电装机的 40%。

图表37: 截至 2021 年底, 全国各省份火电装机 (按容量分布)

	<10 万千瓦	10-20 万千瓦	20-30 万千瓦	30-60 万千瓦	60-100 万千瓦	>=100 万千瓦	合计
全国	12765	6477	4547	42202	42187	16418	124596
北京	97	120	458	314	-	-	989
天津	113	79	-	669	371	400	1632
河北	503	37	274	2790	1499	200	5303
山西	543	454	433	3148	2624	500	7702
内蒙	492	595	769	2903	4591	300	9650
辽宁	528	228	204	1536	1028	200	3724
吉林	322	80	302	747	398	-	1849
黑龙江	692	62	321	903	540	-	2518
上海	166	194	-	1179	552	400	2491
江苏	1247	529	225	3247	2757	2600	10605
浙江	1034	235	129	1353	2024	1635	6410
安徽	544	75	27	944	3035	905	5530
福建	321	86	-	886	1761	510	3564
江西	434	11	91	429	1132	600	2697
山东	1865	907	265	2974	1649	1221	8881
河南	451	228	195	2183	3114	1117	7288
湖北	322	119	40	1104	1042	728	3355
湖南	309	27	42	669	1233	200	2480
广东	714	915	274	3400	2377	2228	9908
广西	396	144	27	711	709	409	2396
海南	93	110	-	418	-	-	621
重庆	192	10	-	558	756	200	1716
四川	374	58	-	496	660	200	1788
贵州	54	140	-	1036	2158	125	3513
云南	189	32	40	600	600	-	1461
西藏	4	-	-	-	-	-	4
陕西	315	85	40	1430	1902	600	4372
甘肃	94	117	88	1424	384	200	2307
青海	15	-	102	130	132	-	379
宁夏	112	69	40	1157	1044	720	3142
新疆	233	735	162	2863	2116	220	6329

资料来源: 电查查, 长城证券产业金融研究院

电力市场体系建设将持续激励火电灵活性改造。火电灵活性改造所提供深度调峰能力在电力辅助服务、电力现货市场、容量市场中都存在相应的变现机制。在电力现货市场开展前, 东北、西北、华北区域及部分省级电网开展了调峰市场。随着电力现货市场的试点和推行, 深度调峰市场逐渐融入短时电能市场, 但因为目前现货电能市场的价格帽较低, 辅助服务市场更能激励稀缺短时调节电源资源。此外, 火电容量电价政策也明确在满足调度指令、完成电力保供任务的火电机组才可获得容量电费收益。

2023 年上半年, 在东北区域新能源发电装机容量同比增加 1300 万千瓦, 负荷侧电量增长仅 130 亿千瓦时的前提下, 东北电力辅助服务市场充分发挥支撑性和调节性作用, 保障了可靠供电及电网安全, 促进清洁能源多发电量超过 365 亿千瓦时, 风电、光伏发电利用率分别超过 97%和 98%。截至 2023 年上半年, 全国发电装机容量约为 27.1 亿千瓦, 其中参与电力辅助服务的装机约 20 亿千瓦, 全国电力辅助服务费用共 278 亿元, 占上网电费 1.9%。从结构上看, 市场化补偿费用 204 亿元, 占比 73.4%; 固定补偿费用 74 亿元, 占比 26.6%。从类型上看, 调峰补偿 167 亿元, 占比 60.0%; 调频补偿 54 亿元, 占比 19.4%; 备用补偿 45 亿元, 占比 16.2%。从主体来看, 火电企业获得补偿 254 亿元, 占比 91.4%。根据国际经验, 电力辅助服务费用一般在全社会总电

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/886051142044010041>