

**火电行业深度：  
煤电压舱石地位不改，继续看好盈利修复**

华西证券研究所公用有色行业首席分析师 晏溶

执业证号：S1120519100004

2023年6月17日

---

仅供机构投资者使用证券研究报告  
请仔细阅读本报告尾部的重要法律声明

# 摘要 / Abstract

## ■ 煤电压舱石地位不改，装机规模仍有增长空间

2022年，全国全口径发电量为8.85万亿千瓦时，同比增长 3.7%，其中煤电发电量为5.17万亿千瓦时，占全部装机发电量的58%。虽然2016年以来，煤电装机容量占比由59%下降至2022年的46%，但2022年煤电发电量占比仍高至58%，保供作用明显。装机规模高达7.6亿千瓦的风、光等新能源机组受阻系数为95%或100%，间歇性、波动性强，因不能提供有效容量，而不能参与电力平衡，所以无法保电保供。全国煤电总装机容量近似等于全国用电负荷峰值即可保障的电力平衡值，如果不同步建设常规稳定电源，风光等无法提供有效容量的可再生能源机组建的越多，就越缺电。根据国际环保组织绿色和平发布简报《中国电力部门低碳转型2022年进展分析》统计，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。此外，地方政府对煤电的核准热情也延续到2023年，今年一季度新核准煤电项目装机达2045万千瓦，超过2021年获批煤电的总装机量。2021年四季度以来，基于火电“压舱石”角色及调峰电源的重要性，火电保供地位凸显，火电核准装机速度明显加快，煤电仍是当前我国电力供应的最主要电源，中长期内这一格局无法改变。眼下已进入迎峰度夏的用电高峰期，中电联预计今年迎峰度夏期间全国电力供需总体紧平衡，部分区域用电高峰时段电力供需偏紧，存在电力缺口，电力安全问题持续凸显，煤电将继续发挥兜底保供作用。

## ■ 动力煤市场预计弱势运行，看好煤机盈利修复

2022年10月，国家发改委，国家能源局发布《2023年电煤中长期合同签约履约工作方案》，与2022年相比政策约束力更强，电企长协兑现率更高。

**供应端增量明显：**2022年原煤产量同比增长10.43%，2023年1-5月原煤产量同比增长4.8%，仍保持了较高的内部供应增速；2023年6月13日，国家发展改革委等部门发布《关于做好2023年降成本重点工作的通知》，明确继续对煤炭进口实施零关税政策。海关数据显示，2023年1-5月份累计进口煤炭1.82亿吨，同比增长89.6%，预计今年煤炭进口量将远高于往年水平；欧洲煤炭库存过剩和冬季需求低于预期，导致该大陆在2023年第一季度几乎停止了煤炭进口，随着气温的升高，现在欧洲不需要的煤炭正在运往亚洲，进一步加剧了供应压力。

**非电需求端整体偏弱：**2023年1-5月房地产新开工面积下降22.6%，建材行业耗煤缓慢恢复，预计后续存在走弱可能；2023年1-4月，冶金行业耗煤缓慢恢复，我们判断全年冶金行业耗煤需求仍然

较弱，全年冶金耗煤增量有限；2023年1-4月，化工行业耗煤缓慢恢复，即0.72亿吨，同比增长1.32%，占比5.59%，由于甲醇、乙二醇等化工开工率有所下滑，对化工行业耗煤需求难有提振。**动力煤价格不断下行**：截至6月15日，秦皇岛动力末煤（Q5500）平仓价为780元/吨，较年初的1175元/吨，下跌395元/吨，较2022年最高点1664元/吨，下跌超53%。南非动力煤出口商 Thungela Resources于6月12日表示，今年迄今为止的平均实现出口价格为每吨 112.40 美元，而去年为每吨 229.21 美元。**动力煤库存高企**：截至6月12日，CCTD主流港口煤炭库存合计7678万吨，为近3年的高位，同比去年同期增长30.90%。截至6月12日，南方八省电厂煤炭库存合计3645万吨，同比增长19.27%。据 Montel 数据，截至6月17日，阿姆斯特丹、鹿特丹和安特卫普 (ARA) 四个主要码头的合并库存最新评估为 643 万吨，较一周前减少10万吨，但仍处于历史高位。综合以上，2023年夏季用电高峰时期，国内煤炭供给稳步提升，国外进口煤炭快速增长，下游非电动力煤需求不旺，叠加港口、电厂煤炭库存高企，煤炭价格或将“旺季不旺”，难以有大幅上涨空间。

## ■ 火电企业关键指标比较分析，选择全面占优标的

我们从煤机装机规模、煤电机组装机占比、煤电装机十四五末增幅空间、煤电机组年利用小时数、风光装机十四五末增幅、煤价下跌度煤电收入弹性和煤价下跌整体盈利增厚等多角度比较出发，我们认为电企盈利既受益于煤价成本下跌，同时也受益于煤机+风光装机增长，此外还需考虑利用小时数等因素，受益标的包括【粤电力A】、【天富能源】、【华能国际】、【浙能电力】、【大唐发电】、【华电国际】、【江苏国信】、【建投能源】、【长源电力】、【宝新能源】。

## ■ 投资建议

春节后，煤炭需求较弱，港口、终端库存相对高位，动力煤价格加速下跌，截至6月15日，秦皇岛动力末煤（Q5500）平仓价为780元/吨，较年初的1175元/吨，下跌395元/吨，较2022年最高点1664元/吨，下跌超53%。南非动力煤出口商 Thungela Resources于6月12日表示，今年迄今为止的平均实现出口价格为每吨 112.40 美元，而去年为每吨 229.21 美元。后续动力煤价格若持续下跌，将直接缓解火电企业经营成本，增厚火电企业利润。2023Q1，我们已经明显看到火电龙头燃煤机组开始扭亏，行业基本面在持续向好。一方面，在政策加持下，长协煤履约率有望提升，同时叠加进口煤增量冲击，入炉煤价有望继续下跌。另一方面，自从电价改革实施后，多地电力市场成交价均实现20%顶格上浮。江苏、广东等地的2022年年度双边交易均价也逼近了顶格线。随着成本端压力下行，收入端电价上浮，火电盈利能力有望得到持续改善。我们认为电企盈利既受益于煤价成本下跌，同时也受益于煤机+风光装机增长，此外从规模效应等多角度出发比较，受益标的包括【粤电力A】、【天富能源】、【华能国际】、【浙能电力】、【大唐发电】、【华电国际】、【江苏国信】、【建投能源】、【长源电力】、【宝新能源】。

## ■ 风险提示

- 1) 动力煤价格快速上涨；
- 2) 电力需求快速下降；
- 3) 煤电交易价格下行。

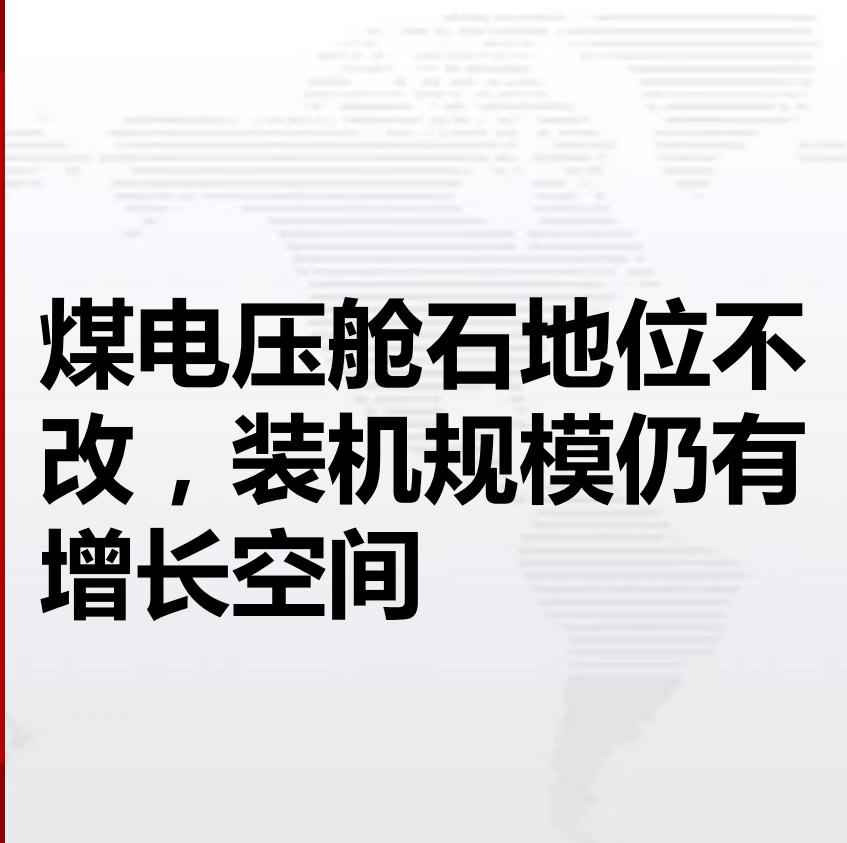
# CONTENTS

# 目录

- 01** 煤电压舱石地位不改，装机规模仍有增长空间
- 02** 动力煤市场预计弱勢运行，看好煤机盈利修复
- 03** 火电企业关键指标比较分析，选择全面占优标的
- 04** 投资建议及风险提示

CHAPTER

01

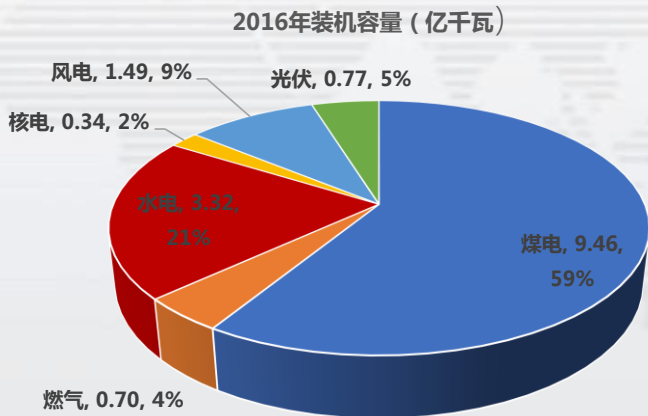


**煤电压舱石地位不改，装机规模仍有增长空间**

## 煤电装机占比虽然逐年下降，但煤电压舱石地位不改

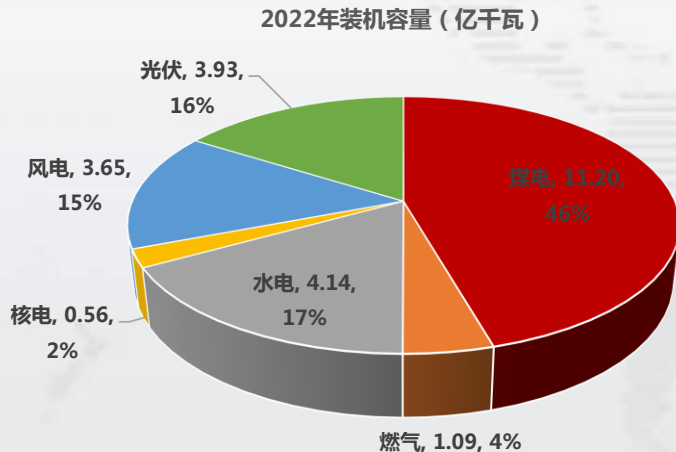
- 煤电装机占比逐年下滑，从2016年的59%下滑至2022年的46%。**截至 2016 年底，全国发电装机容量达到 16.46 亿千瓦，同比增长 8.20%；其中全国煤电装机容量9.46亿千瓦、增长5.1%，占全部装机容量的59%。截至 2022 年底，全国累计发电装机容量约25.6亿千瓦，同比增长7.8%；其中全国煤电装机容量11.2亿千瓦、增长0.9%，占全部装机容量的46%。中国的煤电装机容量由2016年的9.46亿千瓦增长到2022年的11.2亿千瓦，仅净增了1.74亿千瓦，占发电总装机容量的比重由59%下滑至46%；风光装机容量由2016年的2.26亿千瓦迅速增长到了2022年的7.58亿千瓦，占发电总装机容量的比重由13.76%提升至30.86%。煤电装机占比虽逐年下滑，但在新能源成为新型电力系统的主体电源之前，煤电仍将发挥能源电力安全“压舱石”作用。

图1：2016年全国累计不同电源类型的发电装机容量占比



资料来源：国家能源局、华西证券研究所

图2：2022年全国累计不同电源类型的发电装机容量占比

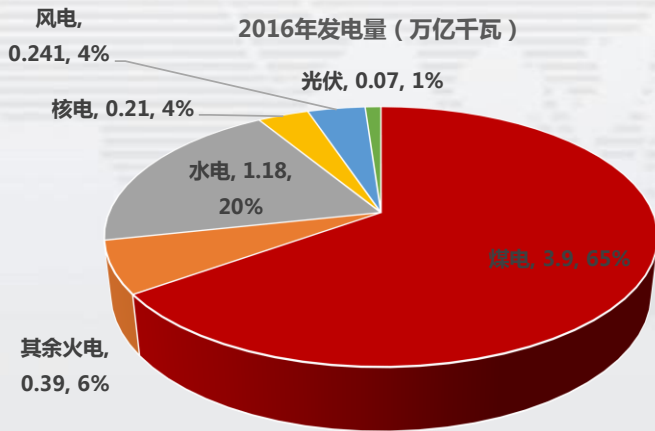


资料来源：国家能源局、华西证券研究所

## 煤电装机占比虽然逐年下降，但煤电压舱石地位不改

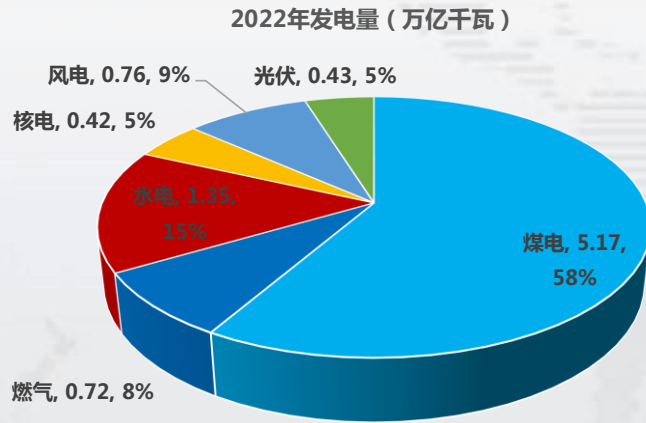
- 煤电装机占比虽然逐年下滑，但依然是提供电力电量的主体电源。**2016年，全国全口径发电量为5.99 万亿千瓦时，同比增长 5.2%，其中煤电发电量为3.9万亿千瓦时，占全部装机发电量的65%。2022年，全国全口径发电量为8.85万亿千瓦时，同比增长 3.7%，其中煤电发电量为5.17万亿千瓦时，占全部装机发电量的58%。虽然2016年以来，煤电装机容量占比由59%下降至2022年的46%，但2022年煤电发电量占比仍高至58%。
 **目前，煤电以不足五成的电源装机贡献了近六成的发电量、七成的电网高峰负荷和八成的供热任务，发挥了保障电力安全稳定供应的“顶梁柱”和“压舱石”作用，煤电仍是当前我国电力供应的最主要电源，中长期内这一格局无法改变。**

图3：2016年全国不同电源类型的发电装机的发电量占比



资料来源：国家能源局、华西证券研究所

图4：2022年全国不同电源类型的发电装机的发电量占比



资料来源：国家能源局、华西证券研究所

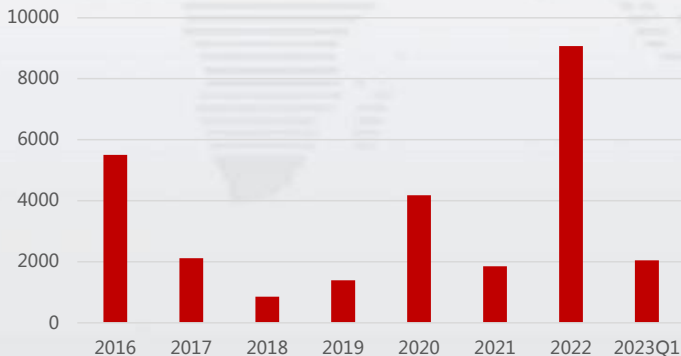


# 电力供给安全第一，煤电主体地位明确

- 电力安全问题持续凸显，煤电主体地位明确。** 2020年双碳目标提出之后，涉煤产业被严重污名化，煤电行业尤为如此，国内不少省份出现了运动式减碳的势头。2021年中至2022年初，全国出现了大范围的缺电，保供压力陡增。为了确保能源安全，国务院及时发布了“确保能源安全，推动能源革命，立足能源禀赋，坚持先立后破、通盘谋划、推进能源低碳转型”的总方针，明确了煤电机组在当前阶段的压舱石和稳定器的作用。与此同时，电力供需紧张的情况仍在持续，2023年一季度，云南、贵州等地都出现阶段性“有序用电”。眼下已进入迎峰度夏的用电高峰期，中电联预计今年迎峰度夏期间全国电力供需总体紧平衡，部分区域用电高峰时段电力供需偏紧，存在电力缺口，电力安全问题持续凸显。
- 火电保供地位凸显，火电核准装机速度明显加快。** 根据国际环保组织绿色和平发布简报《中国电力部门低碳转型2022年进展分析》统计，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。此外，地方政府对煤电的核准热情也延续到2023年，今年一季度新核准煤电项目装机达2045万千瓦，超过2021年获批煤电的总装机量。2021年四季度以来，基于火电“压舱石”角色及调峰电源的重要性，火电保供地位凸显，火电核准装机速度明显加快。

图5：通过发改委核准的新增煤电装机容量

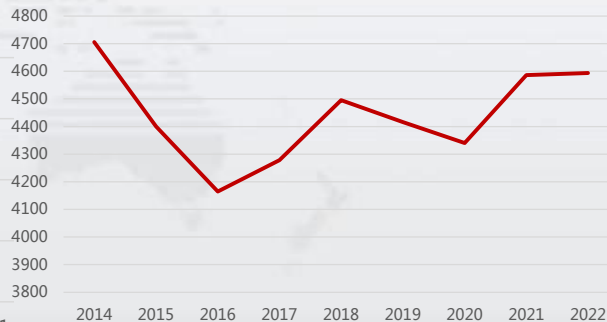
发改委核准通过煤电装机容量（万千瓦）



资料来源：国家能源局、华西证券研究所

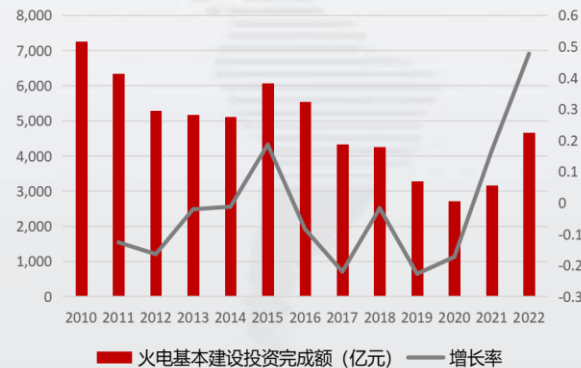
图6：近年煤电机组的平均利用小时数

煤电利用小时



资料来源：国家能源局、华西证券研究所

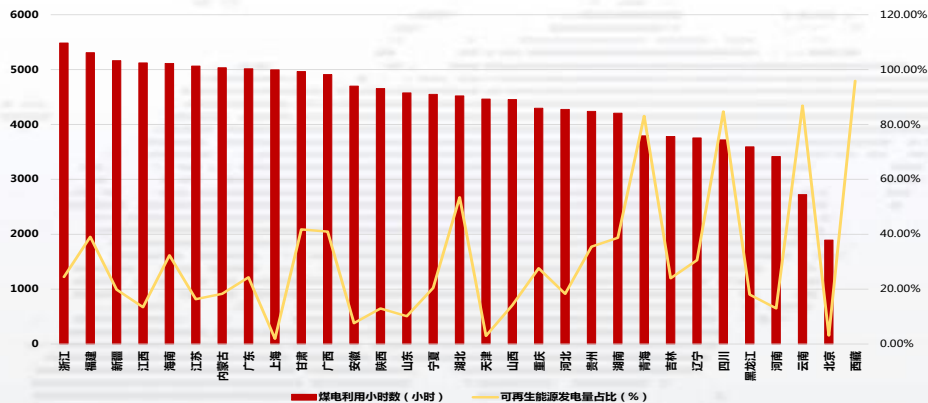
图7：中国火电基建投资完成额（亿元）



资料来源：国家能源局、华西证券研究所

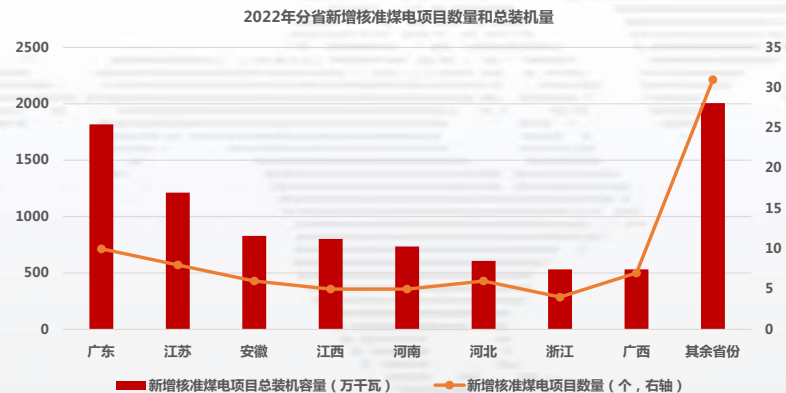
# 电力供给安全第一，煤电主体地位明确

图8：2021年分地区煤电利用小时数及可再生能源发电量占比



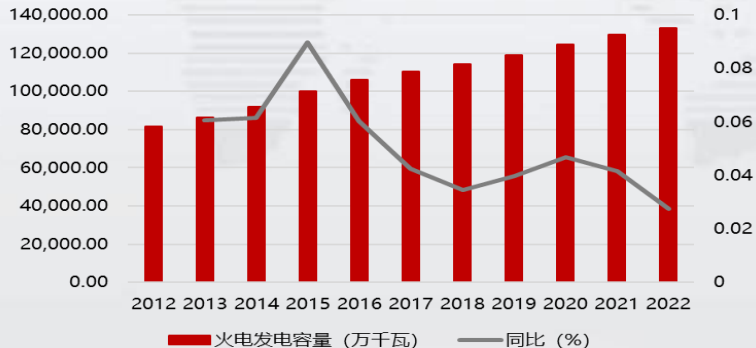
资料来源：中国储能网、华西证券研究所

图9：2022年分地区新增核准煤电项目数量和总装机量



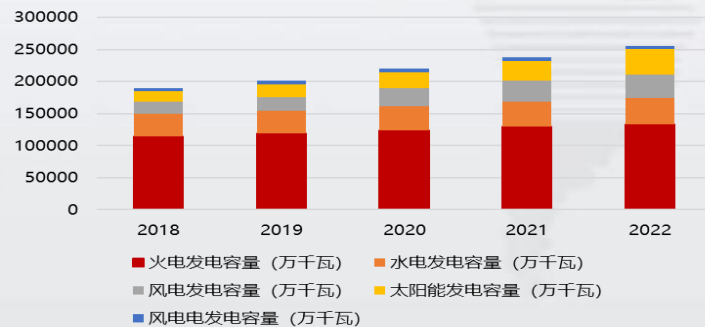
资料来源：绿色和平、华西证券研究所

图10：我国火电累计装机情况



资料来源：Wind、华西证券研究所

图11：我国各类发电电源装机情况



资料来源：Wind、华西证券研究所

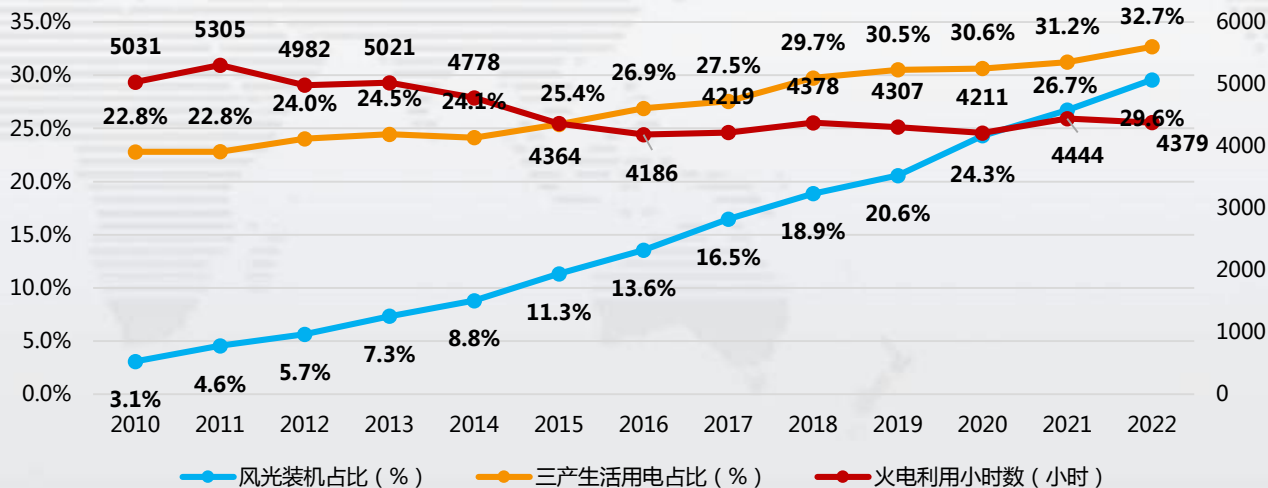
# 预计2023年全国电力供需总体紧平衡，煤电继续发挥兜底保供作用

- **2023年电力消费预测**：据中电联发布的《2023年一季度全国电力供需形势分析预测报告》显示，2023年宏观经济运行总体回升将促进电力消费需求增长。受上年同期低基数等因素影响，预计今年二季度电力消费增速将明显回升，拉动上半年全社会用电量同比增长6%左右。正常气候情况下，预计2023年全年全社会用电量9.15万亿千瓦时，比2022年增长6%左右。
- **2023年电力供应预测**：在新能源发电快速发展的带动下，2023年全年新增发电装机规模将达到甚至超过2.5亿千瓦，其中非化石能源发电装机投产1.8亿千瓦，新投产的总发电装机规模以及非化石能源发电装机规模将再创历史新高。2023年底全国发电装机容量预计将超过28亿千瓦，其中非化石能源发电装机合计达到14.8亿千瓦，占总装机容量比重上升至52.5%左右。其中，水电4.2亿千瓦、风电4.3亿千瓦、太阳能发电4.9亿千瓦、核电5846万千瓦、生物质发电4500万千瓦左右。
- **2023年电力供需形势预测**：气象部门预计今年夏季(6月至8月)西南地区东部及华中中部降水偏少、气温偏高，长江中游降水偏少两成至五成，可能出现区域性气象干旱，将会对当地电力供应以及电力外送产生影响。气温方面，夏季全国大部地区气温接近常年同期到偏高，华东、华中、新疆等地高温（日最高气温 $\geq 35^{\circ}\text{C}$ ）日数较常年同期偏多，可能出现阶段性高温。此外，煤电企业持续亏损导致技改检修投入不足带来设备风险隐患上升，均增加了电力生产供应的不确定性。电力消费方面，宏观经济增长、外贸出口形势以及极端天气等方面给电力消费需求带来不确定性。**正常气候情况下，预计全国最高用电负荷13.7亿千瓦左右，比2022年增加8000万千瓦左右；若出现长时段大范围极端气候，则全国最高用电负荷可能比2022年增加1亿千瓦左右。预计2023年全国电力供需总体紧平衡，部分区域用电高峰时段电力供需偏紧。其中，二季度南方区域电力供需形势偏紧。迎峰度夏期间，华东、华中、南方区域电力供需形势偏紧，华北、东北、西北区域电力供需基本平衡。**
- **缓解措施**：1) 保持煤炭稳定供应平衡市场供需；2) 加强电煤中长期合同签约履约，进一步发挥中长期合同压舱石作用；3) 加大对电煤市场价格的监管，释放稳定市场价格的强烈信号；4) 保障“十四五”期间已纳规煤电按期开工投产，逐步缓解电力供需偏紧形势；5) 加快速度夏前网架补强以及新建电厂的并网工程；6) 加强电力负荷管理，挖掘需求侧资源；7) 充分发挥市场机制在电力安全保供中的重要作用。

# 缺电问题频现，电力平衡保障现阶段依赖煤电机组

- **用电侧**：三产和生活用电占比持续提高，由2011年的22.8%提高到2022年的32.7%，空调和采暖负荷比重不断提高，峰谷差逐年加大，导致负荷尖峰化特征明显。发电侧必须频繁调峰，以适应用户侧负荷变化的需求。
- **发电侧**：风电光伏等波动性电源装机占比提高，由2011年的4.6%，迅速提高到2022年的29.6%。风电、光伏是波动性电源，且发电优先于火电，只要风光能发，火电就要尽量少发（深度调峰）甚至不发。
- **火电利用小时数**：用电侧和发电侧的波动性增大，火电频繁调峰、长时间降负荷运行，导致火电小时数从2011年的5305小时下滑至2022年的4379小时，被误认为装机过剩。

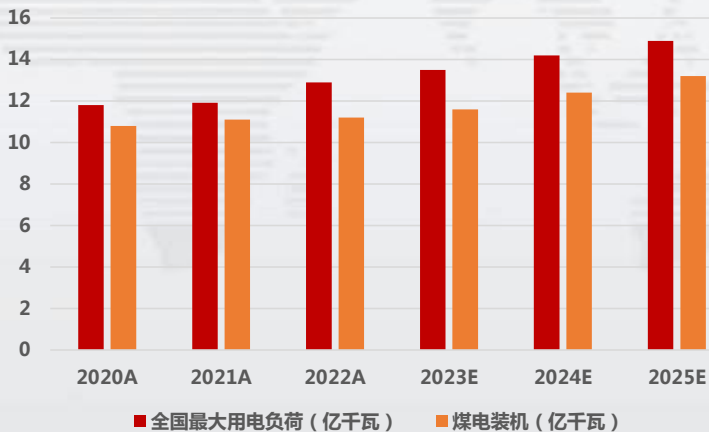
图12：发用电结构变化和2011-2022火电利用小时数



# 缺电问题频现，电力平衡保障现阶段依赖煤电机组

■ **缺电问题频现，电力平衡保障现阶段依赖煤电机组。** 装机规模高达7.6亿千瓦的风、光等新能源机组受阻系数为95%或100%，间歇性、波动性强，因不能提供有效容量，而不能参与电力平衡，所以无法保电保供。枯水期水电实际受阻系数约为60%，近4亿千瓦的水电装机，约一半多容量指不上。可再生能源的这个反调峰特性导致顶峰容量不足，造成在负荷高峰期或极端气候条件下全国大范围缺电现象频频发生。跨季节长周期储能仍是个难点，无论是储氢还是储电，技术上可行但都不具备经济性。只有在安全性、经济性上获得了实质性突破，新能源+储能（储氢）才能成为保供的主力军。气电因气源的稳定性和气价暴涨存在一定制约因素，核电全国总装机容量近5500万千瓦，体量太小，暂可忽略不计。上述电力供给实际情况可以简化为全国煤电总装机容量近似等于全国用电负荷峰值即可保障的电力平衡值，这就是如果不同步建设常规稳定电源，风光等无法提供有效容量的可再生能源机组建的越多，就越缺电的根本原因。

图13：十四五期间最大缺口负荷预测（用电负荷增速5%）



资料来源：中电联、华西证券研究所

表1：2021年1月7日寒潮用电负荷晚高峰部分电源出力，万千瓦

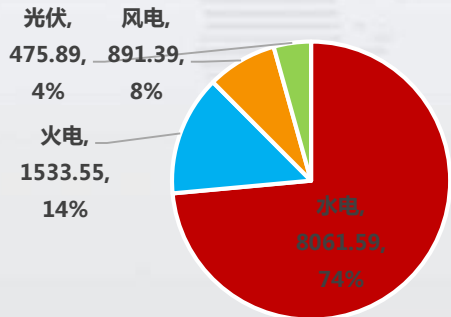
电源	2020年底装机	实际出力	实际受阻系数	预估受阻系数	备注
水电（含储蓄）	小计	37016	<17016	54%	冬季枯水期受阻大于预期
	常规水电	33867	13867	59%	
	抽蓄	3149	3149	0%	
燃气	9802	4900	50%	纯凝0% 供热15%	冬季用气高峰50%受阻，高于预估
风电	28153	2815	90%	95%	全国范围内少风，传统取值95%略保守
光伏	25343	0	100%	100%	晚高峰太阳已下山

资料来源：国家发改委、华西证券研究所

# 十四五电力新特点，送端省份也缺电

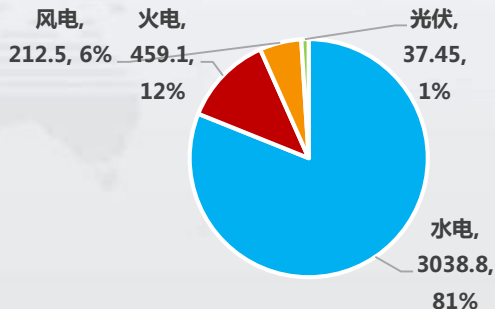
- 送端省份也缺电，以水电大省云南为例。** 2023年2月，云南对电解铝企业实施限产措施，这已是半年内云南电解铝企业第三次被限产。早在2022年9月，云南电解铝企业就先后两次接到压减用电负荷通知，比例分别为10%、15%~30%。更早之前的2021年，云南省能耗“双控”形势严峻，也曾年中压减电解铝企业用电负荷。近年来的云南用电紧张状况与2016年前后的大规模弃水状况形成了鲜明对比，原因在于电力资源的供需错配。
- 作为“西电东送”的主要送出省份，外送电量比较刚性。** 2022年云南省发电量为3747.94亿千瓦，同比增长9.13%；云南“西电东送”电量完成1436.48亿千瓦时，同比下降2.48%，占到云南电网发电量的38%，以完成框架协议计划为主。昆明电力交易中心称，2023年云南省计划送电量为1452亿千瓦时，较2022年增加1%。虽然2022年底，两大超千万千瓦装机容量水电站乌东德、白鹤滩相继完成投产发电，但根据外送电框架协议，云南省只能获得100亿千瓦时留用额度。
- 本地产业发展受限，电解铝电力需求无法满足。** 2018~2020年，云南凭借水电优势，以低电价作为吸引，从山东、河南、陕西、甘肃等省份承接了超500万吨电解铝产能。截至目前，云南地区电解铝建成产能526万吨，运行产能压缩至330万吨，减产产能超过190万吨。其中魏桥集团在云南省规划产能接近400万吨，宏泰203万吨产能已经全部建成，但目前运行产能仅86万吨，剩余红河州193万吨产能仍难以落地。

图14：2022年云南省不同电源装机容量及占比情况



资料来源：昆明电力交易中心、华西证券研究所

图15：2022年云南省不同电源发电数量及占比情况




资料来源：昆明电力交易中心、华西证券研究所

# CONTENTS

# 目录

- 01** 煤电压舱石地位不改，装机规模仍有增长空间
- 02** 动力煤市场预计弱势运行，看好煤机盈利修复
- 03** 火电企业关键指标比较分析，选择全面占优标的
- 04** 投资建议及风险提示

CHAPTER  
**02**



**动力煤市场预计弱势运行，看好煤机盈利修复**



# 政策调控发力，长协煤比例持续提升

- 明确秦皇岛港下水煤（5500千卡）中长期交易价格每吨570~770元（含税）较为合理。** 2022年2月24日，国家发改委发布《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》，其中明确，秦皇岛港下水煤（5500千卡）中长期交易价格每吨570~770元（含税）较为合理，山西、陕西、蒙西煤炭（5500千卡）出矿环节价格合理区间分别为每吨370~570元、320~520元、260~460元，蒙东煤炭（3500千卡）出矿环节价格合理区间为每吨200~300元。
- 2023年电煤中长期合同签订履约工作方案政策约束力更强。** 2022年10月，国家发改委，国家能源局发布《2023年电煤中长期合同签订履约工作方案》，与2022年电煤长协合同履约方案不同的地方在于：1）供应方的范围进行扩大，2022年中长协对供应方的要求为年产量30万吨以上的煤炭生产企业，但在2023年，所有在产的煤炭生产企业均可参与中长协的供应。2）明确约定签约对象为煤炭生产企业、发电和供热用煤企业，相较于2022年相比去掉了冶金、建材、化工、化肥等其他行业用户，说明了2023年电煤中长期合同指向性更为明确。3）2023年基准价，下水煤合同基准价按5500大卡动力煤675元/吨执行，相较于2022年基准价下调25元/吨。4）2023年明确约定各煤矿企业原则上任务量不应低于自有资源量的80%，不低于动力煤资源量的75%。5）将年度电煤中长期合同细化分解到月，尽量相对均衡稳定运输，鼓励“淡储旺用”，原则上淡季月份分解量不低于旺季分解量的80%。
- 全国能源工作会议再次强调电煤中长协覆盖面超过85%。** 2022年12月20日，国家能源局召开全国能源工作会议，会上强调：增强煤炭安全增产保供能力；2023年电煤中长协供应量提升到26亿吨，覆盖面超过85%。

表2：我国电煤调控政策梳理

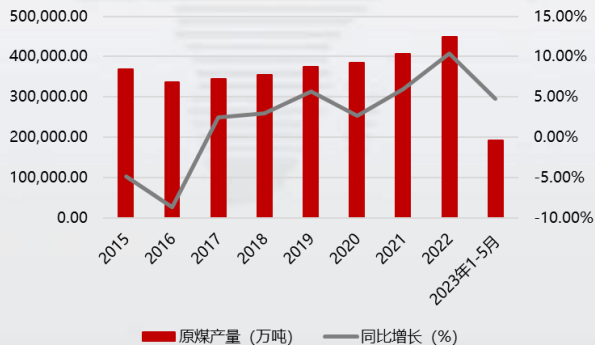
发布时间	发布单位	文件名称	政策内容
2022年2月24日	国家发改委	《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》	明确秦皇岛港下水煤（5500千卡）中长期交易价格每吨570~770元（含税）较为合理
2022年7月1日	国家发改委	《关于做好2022年电煤中长期合同补签换签和履约监管工作的通知》	对价格超出合理区间的电煤中长期合同,按价格政策进行更改换签。
2022年10月28日	国家发改委、国家能源局	《2023年电煤中长期合同签订履约工作方案》	“基准价+浮动价”价格机制，下水煤合同基准价按 5500大卡动力煤 675 元/吨执行，浮动价实行月度调整。
2022年12月20日	国家能源局	全国能源工作会议	增强煤炭安全增产保供能力；2023年电煤中长协供应量提升到26亿吨，覆盖面超过85%。

数据来源：国家发改委、国家能源局，华西证券研究所

# 原煤增产叠加进口煤增量，大幅缓解供给压力

- 2022年原煤产量同比增长10.43%，2023年1-5月原煤产量同比增长4.8%。** 由于近两年火电发电需求转好，动力煤需求提升，价格快速抬升。为了满足下游电力需求，保障火力稳定出力，我国原煤生产量在2021年和2022年快速增长，2021年和2022年分别实现原煤产量407136万吨和449584万吨，分别同比增长5.92%和10.43%，增速相较于2020年的2.62%，分别提升3.3pct和7.81pct。2023年1-5月，国内原煤产量19.1亿吨，同比增长4.8%，继续稳步提升。
- 煤炭进口零关税政策延续，预计全年进口量将创新高。** 2023年6月13日，国家发展改革委等部门发布《关于做好2023年降成本重点工作的通知》。其中提出，做好能源、重要原材料保供稳价工作，继续对煤炭进口实施零关税政策。6月13日上午，海关总署召开例行记者通报会，其中提到，将加快进口煤炭、水泥等大宗资源商品检验放行，持续提升跨境物流效率。一方面保障终端企业用煤需求，降低成本；另一方面也刺激其他国家煤炭进入中国市场，进口来源更具多样性。海关数据显示，2023年1-5月份累计进口煤炭1.82亿吨，同比增长89.6%。整体来看在政策实施后，单月进口量呈现增长；预计今年煤炭进口量将远高于往年水平。

图16：我国历年原煤生产量



数据来源：国家统计局，华西证券研究所

图17：我国历年煤炭进口量情况



数据来源：Wind，华西证券研究所

图18：我国月度进口煤价格情况



数据来源：Wind，华西证券研究所

# 欧洲动力煤需求减弱，转售亚洲进一步加剧供应压力

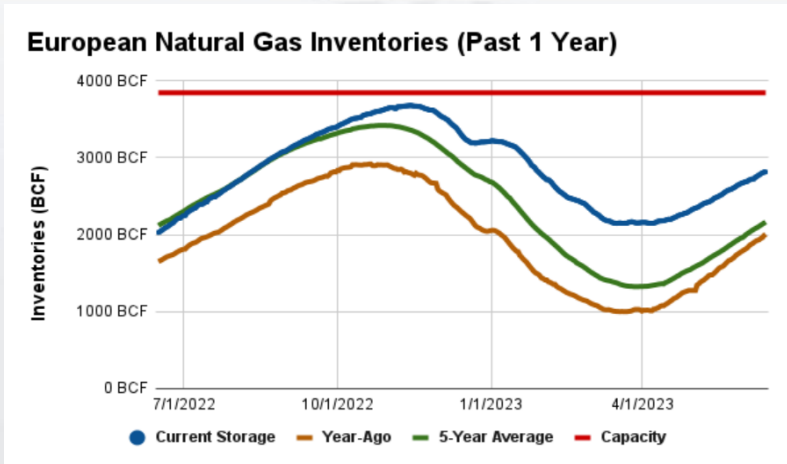
- **欧洲动力煤库存高企，需求不及预期，转售亚洲进一步加剧供应压力。** 欧洲煤炭库存过剩和冬季需求低于预期导致该大陆在 2023 年第一季度几乎停止了煤炭进口，同时由于欧洲供暖季结束，经济恢复不及预期导致天然气需求疲弱，以及天然气库存较高等，欧洲天然气价格下跌，更多发电厂正在从煤炭转向天然气。随着气温的升高，现在欧洲不需要的煤炭正在运往亚洲。根据 DBX 的数据，荷兰和西班牙港口在 2023 年上半年的出货量估计为 140 万吨，而去年同期仅为 0.8 万吨，其中约 50 万吨运往摩洛哥，40 万吨运往印度。南非动力煤出口商 Thungela Resources 于 6 月 12 日表示，今年迄今为止的平均实现出口价格为每吨 112.40 美元，而去年为每吨 229.21 美元。
- **欧洲天然气及煤炭库存均处于历史高位。** 根据 Gas Infrastructure Europe 的数据，截至 6 月 16 日，欧洲天然气存储设施现在已满 73%，远高于欧洲过去五年同期的平均水平数字 56%。据 Montel 数据，截至 6 月 17 日，阿姆斯特丹、鹿特丹和安特卫普 (ARA) 四个主要码头的合并库存最新评估为 643 万吨，较一周前减少 10 万吨，但仍处于历史高位。

图19：澳洲纽卡斯尔港NEWC动力煤现货价格自年初以来大幅下跌



数据来源：Wind，华西证券研究所

图20：欧洲天然气库存数据（更新至2023年6月14日）



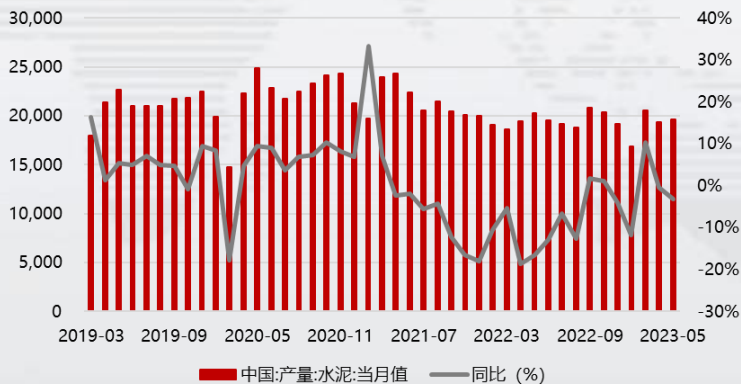
数据来源：Celsius Energy，华西证券研究所

# 房地产新开工面积同比下降，建材行业用煤有待恢复

■ **2023年1-5月房地产新开工面积下降22.6%，水泥行业用煤有待恢复。**2023年1-5月，房地产开发企业房屋施工面积779506万平方米，同比下降6.2%。其中，住宅施工面积548475万平方米，下降6.5%。房屋新开工面积39723万平方米，下降22.6%。其中，住宅新开工面积29010万平方米，下降22.7%。2023年1-5月，全国房地产开发投资45701亿元，同比下降7.2%；其中，住宅投资34809亿元，下降6.4%。房地产新开工面积下滑，势必影响水泥消费，2022年全年水泥产量21.32亿吨，同比减少10%，反映出来了2022年房地产的景气度下滑。2023年1-5月，水泥产量7.71亿吨，同比减少1.5%，当前水泥行业需求有待复苏，水泥行业用煤增长有限。

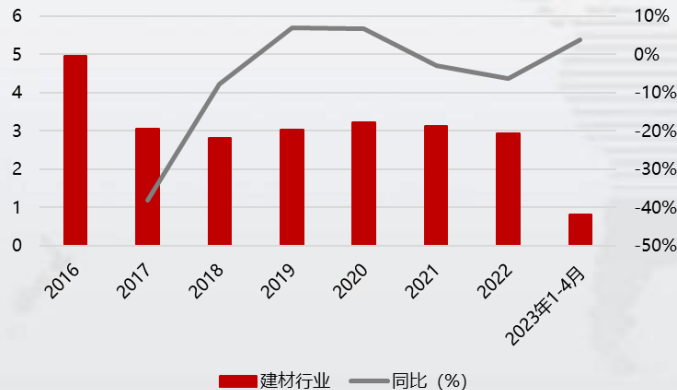
■ **2023年1-4月建材行业用煤同比+3.84%，耗煤需求或继续走弱。**2022年建材行业共消耗煤炭2.94亿吨，同比减少6.40%；2023年1-4月，建材行业耗煤缓慢恢复，即0.82亿吨，同比增长3.84%，占比6.39%，主要系2022年基数较低，2023年房地产景气度持续下滑，水泥产量同比下滑，建材行业耗煤需求预计仍将走弱。

图21：我国水泥月度产量（万吨）



数据来源：国家统计局，华西证券研究所

图22：我国建材行业动力煤消耗量（亿吨）

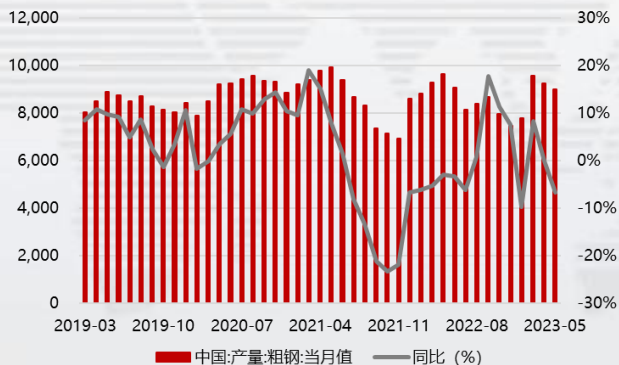


数据来源：国家统计局，华西证券研究所

# 冶金行业耗煤量小幅提升，用煤需求有待复苏

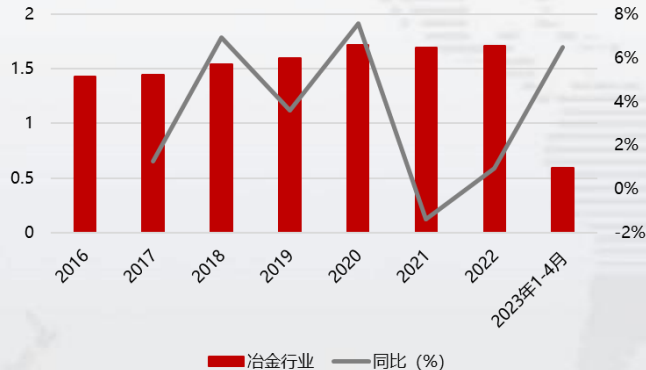
- 2023年1-5月粗钢产量同比增长1.6%，用煤需求也有待复苏。** 2022年，全国粗钢产量10.11亿吨，同比减少2%，其中上半年同比增速为负，基数较低。2023年1-5月，我国粗钢产量44463万吨，同比增长1.6%，虽有增长但较缓慢，粗钢行业用煤需求也有待复苏。
- 2023年1-4月冶金行业用煤量小幅提升，但仍较为缓慢。** 2022年冶金行业共消耗煤炭1.71亿吨，同比增长0.93%；2023年1-4月，冶金行业耗煤缓慢恢复，即0.59亿吨，同比增长6.47%，占比4.64%。目前来看，2023年粗钢产量增长缓慢，前五个月增速近2.21%，且主要受益于2022年低基数，对比2021年同期仍减少6.02%。我们判断全年冶金行业耗煤需求仍然较弱，全年冶金耗煤增量有限。

图23：我国粗钢月度产量（万吨）



数据来源：国家统计局，华西证券研究所

图24：我国冶金行业耗煤量（亿吨）

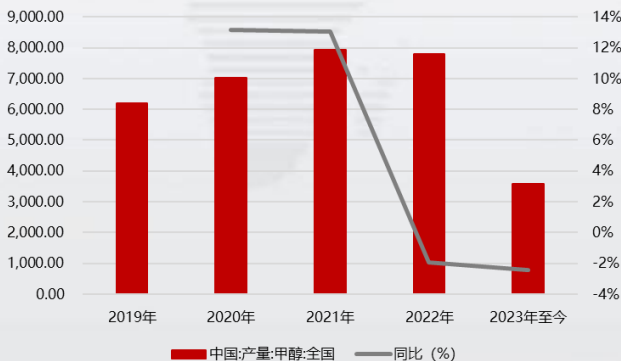


数据来源：国家统计局，华西证券研究所

# 2023年1-4月化工行业用煤同比+1.32%，预计化工用煤增量有限

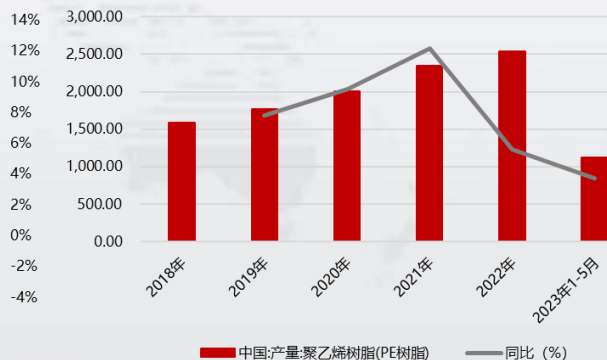
- 2023年至今甲醇产量同比减少2.46%，用煤需求持续走弱。**2022年，全国甲醇产量7791.31万吨，同比减少1.96%，增速较2021年减少15.04pct，我们判断，主要系2022年煤价高企，煤制成本提升，导致甲醇利润下滑，进而产量出现下降。截至2023年6月15日，全国甲醇产量3570.90万吨，较去年同期减少2.46%，产量增速下滑，用煤需求走弱。
- 聚乙烯树脂增速放缓，2023年1-5月聚乙烯树脂增速较去年同期下滑6.54pct。**2022年，全国聚乙烯树脂产量2540.58万吨，同比增长8.18%，增速较2021年减少8.99pct，生产增速明显放缓。2023年1-5月，聚乙烯树脂产量1123.24万吨，同比增长5.25%，增速较去年同期下滑6.54pct，生产增速进一步放缓。
- 2023年1-4月化工行业用煤同比+1.32%，预计化工用煤增量有限。**2022年化工行业共消耗煤炭2.29亿吨，同比增长3.71%；2023年1-4月，化工行业耗煤缓慢恢复，即0.72亿吨，同比增长1.32%，占比5.59%，由于甲醇、乙二醇等化工开工率有所下滑，对化工行业耗煤需求难有提振。

图25：我国甲醇产量（万吨，截至2023年6月15日）



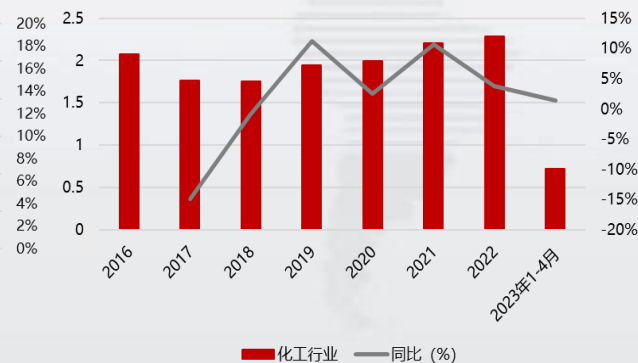
数据来源：国家统计局，华西证券研究所

图26：我国聚乙烯树脂产量（万吨）



数据来源：国家统计局，华西证券研究所

图27：我国化工行业耗煤量（亿吨）

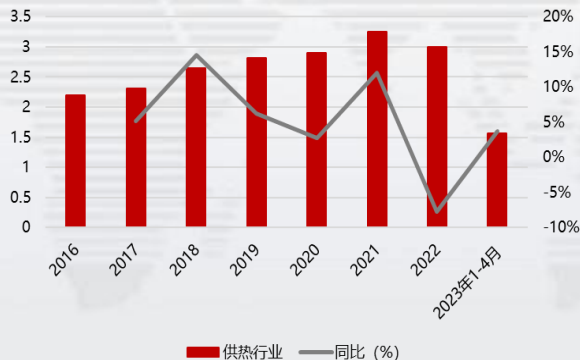


数据来源：国家统计局，华西证券研究所

# 供热行业和其他行业耗煤量同比虽有回升，但仍处于较弱水平

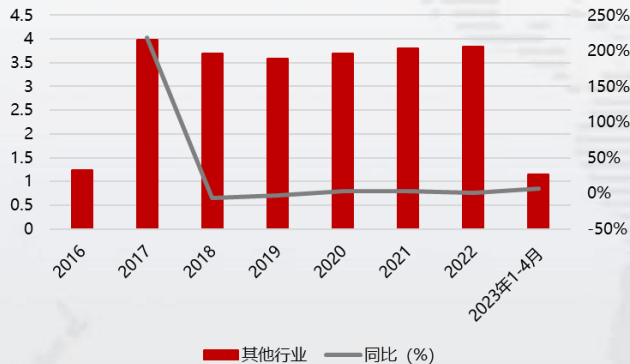
- 2023年1-4月供热耗煤增长3.7%，下游需求不足耗煤难有增量。**2022年供热行业共消耗煤炭2.99亿吨，同比减少7.76%；2023年1-4月，供热行业耗煤有所增长，即1.57亿吨，同比增长3.70%，占比12.27%，考虑到目前下游造纸、纺织、化工等工业开工率持续低于去年同期，用热需求走弱，预计供热行业耗煤增量有限。
- 2023年1-4月其他行业耗煤量1.14亿吨，同比增长7.21%。**2022年其他行业共消耗煤炭3.83亿吨，同比增长0.53%；2023年1-4月，其他行业耗煤有所增长，即1.14亿吨，同比增长7.21%，占比8.92%。

图28：我国供热行业耗煤量（亿吨）



数据来源：国家统计局，华西证券研究所

图29：我国其他行业耗煤量（亿吨）

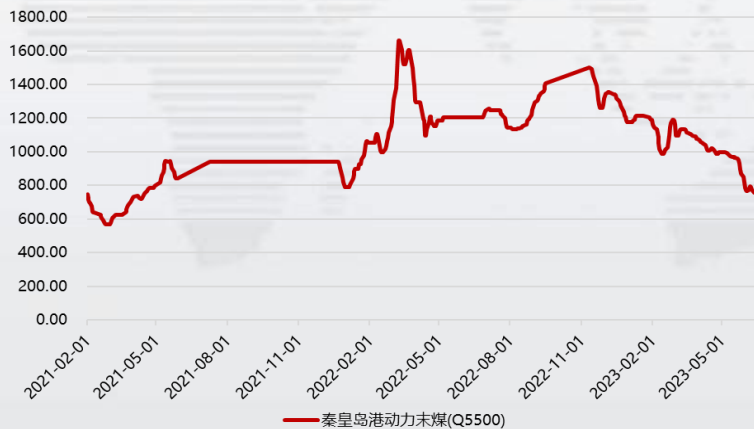


数据来源：国家统计局，华西证券研究所

# 国内动力煤供应充分，迎峰度夏期间电厂压力大幅缓解

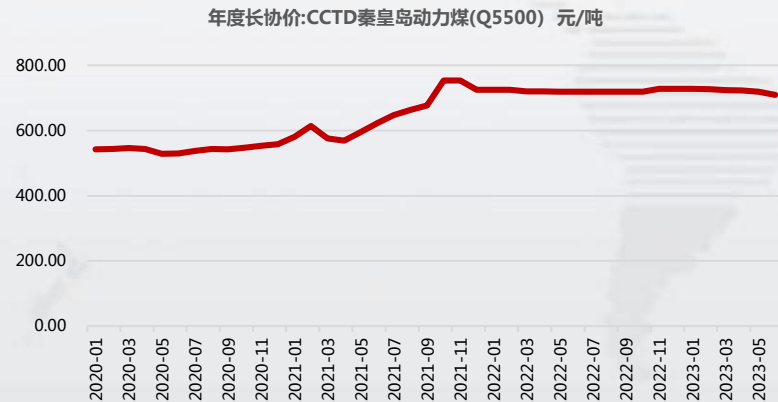
- 新年伊始国内动力煤价格逐步下行，火电成本压力得到缓解。**随着国家发改委、能源局相继出台煤炭保供政策，在保供政策支持下煤炭市场释放产能，同时叠加需求方面不及预期，动力煤市场供给转向宽松，国内市场采购煤价回落。五月底，动力煤价格加速下跌，截至6月15日，秦皇岛动力末煤（Q5500）平仓价为780元/吨，较年初的1175元/吨，下跌395元/吨，较2022年最高点1664元/吨，下跌超53%。目前价格已经接近长协保供价770元/吨上限，后续动力煤价格若持续下跌，将直接缓解火电经营成本，增厚火电企业盈利。
- 主流港口及电厂库存历史高位，煤价或将“旺季不旺”。**截至6月12日，CCTD主流港口煤炭库存合计7678万吨，为近3年的高位，同比去年同期增长30.90%。截至6月12日，南方八省电厂煤炭库存合计3645万吨，同比增长19.27%。即使近期，下游需求旺盛，电厂负荷有所提升，电厂库存加速消耗，但目前电厂库存仍处于高位。2023年夏季用电高峰时期，上游国内煤炭供给稳步提升，国外进口煤炭快速增长，下游非电动力煤需求不旺，叠加港口、电厂煤炭库存高企，煤炭价格或将“旺季不旺”，难以有大幅上涨空间。

图30：秦皇岛动力末煤价格走势（元/吨）



数据来源：国家统计局，华西证券研究所

图31：CCTD秦皇岛动力煤月度长协价（元/吨）



数据来源：Wind，华西证券研究所



# 电力市场交易规模创新高，火电电价上浮明显

- 2022年电力市场交易规模和主体数量均创历史新高。**根据国家能源局消息，按交易结算口径统计，2022年全国市场交易电量共5.25万亿千瓦时，同比增长39%，占全社会用电量比重达60.8%，同比提高15.4个百分点。其中，跨省跨区市场化交易电量首次超1万亿千瓦时，同比增长近50%，市场在促进电力资源更大范围优化配置的作用不断增强。在电力交易机构注册的市场主体数量首次超过60万家，同比增长29%，进一步激发了市场活力，为电力市场发展奠定良好基础。全国燃煤发电机组市场平均交易价格达0.449元/千瓦时，较全国平均基准电价上浮约18.3%，有力缓解了煤电企业亏损局面。
- 江苏省电价几乎顶格上浮，火电利润可期。**根据江苏省电力交易中心数据，江苏省2023年年度交易总成交电量3389.89亿千瓦时，加权均价 466.64元/兆瓦时，较火电标杆电价391元/兆瓦时，上浮19.35%，几乎达到顶格的20%上限。进入2023年，江苏省电力交易均价均在燃煤标杆电价基础上大幅上浮，火电电价弹性充分显现。我们判断，随着全国电力市场交易规模进一步扩大，各省市相应火电价格有望在标杆电价基础上进一步上浮，充分获得电价上浮利润。

表3：江苏省年度/月度电力成交均价（元/兆瓦时）、成交电量（亿千瓦时）

年度	江苏省电力年度交易价格（元/兆瓦时）	成交电量（亿千瓦时）	燃煤标杆电价（元/兆瓦时）	上浮比例（%）
2019	369.19	2351.1	391	-5.58%
2020	365.56	2420.84	391	-6.51%
2021	364.67	2312.11	391	-6.73%
2022	466.69	2647.29	391	<b>19.36%</b>
2023	466.64	3389.89	391	<b>19.35%</b>
2023年月度	江苏省电力交易均价（元/兆瓦时）	成交电量（亿千瓦时）	燃煤标杆电价（元/兆瓦时）	上浮比例（%）
一月中旬	465.57	0.67	391	<b>19.07%</b>
一月下旬	449.74	5.67	391	<b>15.02%</b>
二月中旬	465.01	2.04	391	<b>18.93%</b>
二月下旬	467.11	16.43	391	<b>19.47%</b>
三月中旬	468.83	8.1	391	<b>19.91%</b>

# 广东交易电价接近上限，充分保障电企盈利

■ **广东交易电价接近上限，火电利润受充分保障。**根据广东电力交易中心数据，2023年广东电力市场年度交易及可再生能源年度交易结果：年度双边协商交易电量2426.5亿千瓦时，均价553.88厘/千瓦时。年度挂牌成交32.97亿千瓦时，均价552.28厘/千瓦时。年度集中竞争交易成交13.3亿千瓦时，均价553.96厘/千瓦时。可再生能源年度交易成交15.63亿千瓦时，电能量均价529.94厘/千瓦时，环境溢价均价21.21厘/千瓦时。根据《广东省能源局国家能源局南方监管局关于2023年电力市场交易有关事项的通知》，按照“基准价+上下浮动”的原则，对每份年度合同成交均价设置上下限，其中基准价为0.463元/千瓦时，成交均价上限暂定为0.554元/千瓦时，下限暂定为0.372元/千瓦时。由此可见，上述成交价格接近成交上限。

表4：广东省年度电力成交均价（元/兆瓦时）、成交电量（亿千瓦时）

年度	交易类型	广东电力交易均价（厘/千瓦时）	成交电量（亿千瓦时）
2022	年度双边	497.04	2541.64
	年度可再生能源	513.89	6.79
	年度双边	553.88	2426.50
2023	年度挂牌	552.28	32.97
	年度集中竞争	553.96	13.30
	年度可再生能源	电能量均价529.94； 环境溢价均价：21.21	15.63

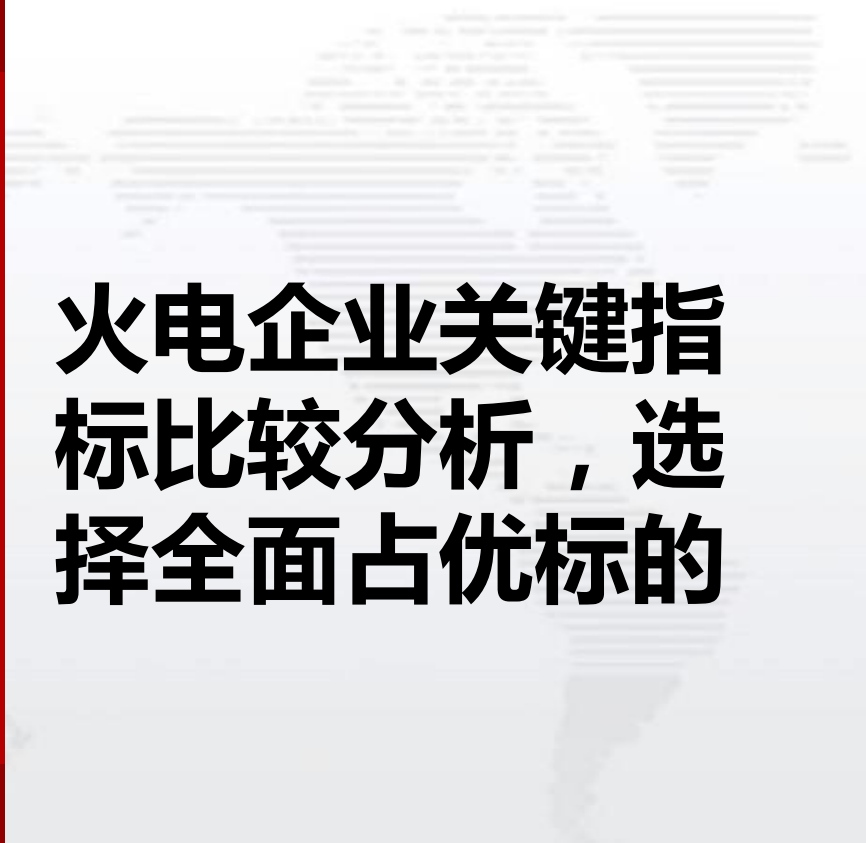
数据来源：广东电力交易中心，华西证券研究所

# CONTENTS

# 目录

- 01** 煤电压舱石地位不改，装机规模仍有增长空间
- 02** 动力煤市场预计弱勢运行，看好煤机盈利修复
- 03** 火电企业关键指标比较分析，选择全面占优标的
- 04** 投资建议及风险提示

CHAPTER  
**03**

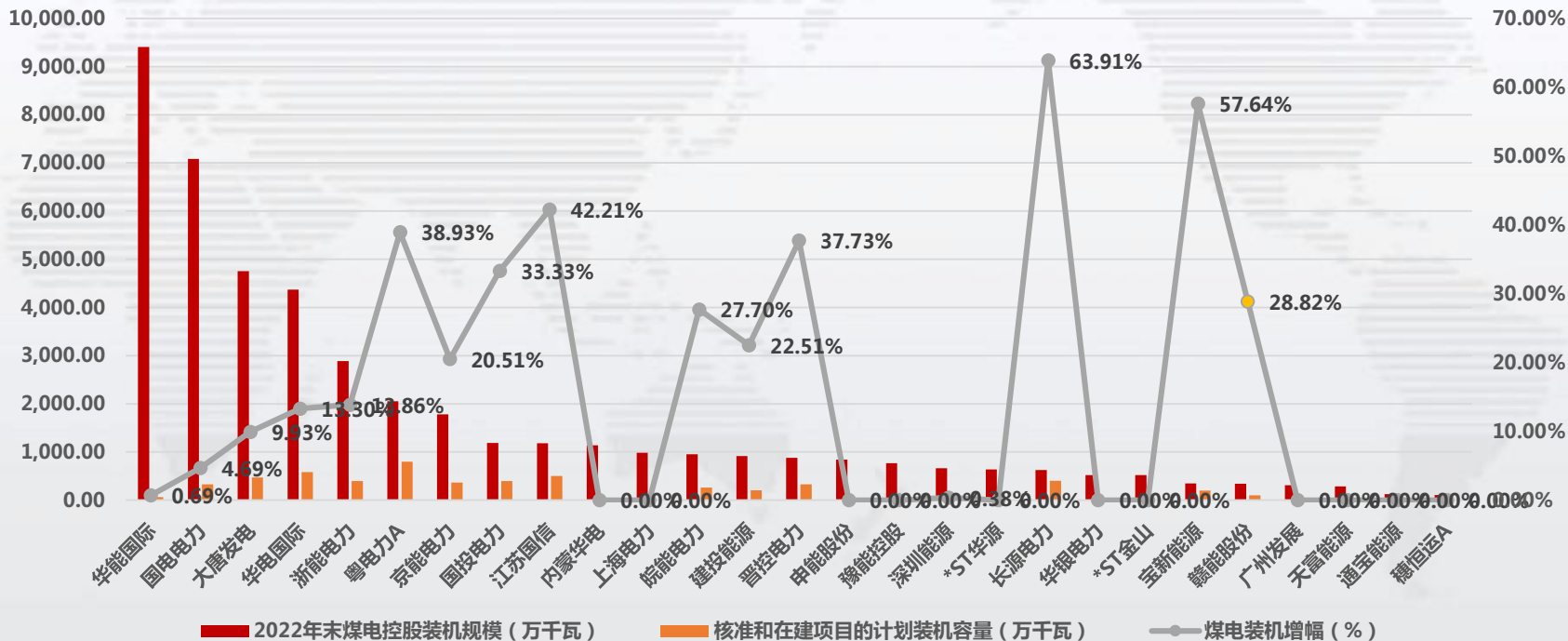


**火电企业关键指  
标比较分析，选  
择全面占优标的**

# 电企煤机装机规模大小不一，近半企业均有新增煤电装机计划

■ **A股火电公司煤机装机规模大小不一，近半企业至十四五末均有新增煤电装机。**截至2022年年末，A股煤电控股装机规模如下图所示，排名前4的分别为华能国际、国电电力、大唐发电和华电国际，此外根据各家公告的核准和在建项目的计划煤电装机容量看，增幅排名前4的分别为长源电力、宝新能源、江苏国信和粤电力A。

图32：2022年末各家火电企业煤电装机规模及新增装机规模情况



数据来源：各公司公告，华西证券研究所

## 煤电装机占比较低企业，煤电业绩反弹贡献会偏小

■ **A股火电公司煤电装机占比不一，装机占比较低企业，煤电业绩反弹贡献会偏小。**截至2022年年末，A股火电公司不同电源类型机组占比如下，如果单考虑动力煤下跌带来的业绩弹性，那么煤电机组占比低的企业，因煤电业绩反弹带来的增量弹性会偏小，煤电装机比例在50%左右及以下的电力公司包括国投电力、上海电力、申能股份、深圳能源以及广州发展。

表5：2022年末各火电公司不同电源类型机组装机占比

	煤机装机占比(%)	燃机装机占比(%)	风电装机占比(%)	光伏装机占比(%)	水电装机占比(%)	垃圾焚烧发电装机占比(%)
华能国际	73.93%	10.01%	10.71%	4.93%	0.29%	--
国电电力	72.70%	1.05%	7.66%	3.23%	15.36%	--
大唐发电	66.90%	8.59%	7.63%	3.92%	12.96%	--
华电国际	79.80%	15.69%	--	--	4.49%	--
浙能电力	87.20%	12.20%	0.60%	--	--	--
粤电力A	69.20%	21.52%	7.90%	1.38%	--	--
京能电力	98.61%	--	1.39%	--	--	--
国投电力	31.46%	--	7.81%	4.38%	56.35%	--
江苏国信	82%	17.95%	--	--	--	--
内蒙华电	88.74%	--	10.71%	5.45%	--	--
上海电力	47.08%	13.75%	18.57%	20.60%	--	--
皖能电力	99.40%	--	--	0.60%	--	--
建投能源	100%	--	--	--	--	--
晋控电力	81.26%	--	7.34%	10.22%	1.18%	--
申能股份	52.10%	21.30%	14.30%	12.30%	--	--
豫能控股	93.82%	--	4.48%	1.70%	--	--
深圳能源	37.99%	24.28%	18.32%	7.77%	5.79%	5.84%
华电能源	100.00%	--	--	--	--	--
长源电力	86.16%	--	2.93%	2.60%	8.01%	0.30%
华银电力	83.17%	--	8.56%	6.05%	2.22%	--
*ST金山	91.54%	--	8.24%	0.22%	--	--
宝新能源	98.64%	--	1.36%	-	--	--
赣能股份	94.25%	--	-	2.97%	2.77%	--
广州发展	49.09%	13.89%	17.96%	19.05%	--	--
天富能源	91.43%	--	--	1.27%	7.31%	--
通宝能源	100.00%	--	--	--	--	--
穗恒运A	69.59%	2.71%	--	27.71%	--	--

数据来源：各公司公告，华西证券研究所

## 电企煤机年利用小时数比较，4家企业低于4000小时

- 大部分电力公司因所在区域用电紧张、2021-22年煤机利用小时数较2020年有明显提升，但豫能控股、华银电力、华电能源及ST金山因利用小时数一直偏低多处于连年亏损状态。2022年煤机利用小时数在5000个小时以上的公司包括天富能源、穗恒运A、浙能电力、宝新能源、国电电力、江苏国信和内蒙华电7家公司，而低于4000个小时的公司包括豫能控股、华银电力、华电能源和ST金山。

表6：近3年各火电公司煤机利用小时数情况

	2022年	2021年	2020年
天富能源	6381	6213	4993
穗恒运A	5555	5676	4929
浙能电力	5410	5379	4378
宝新能源	5335	5305	3174
国电电力	5197	5070	--
江苏国信	5196	5132	4105
内蒙华电	5055	4746	4887
长源电力	4953	4646	3952
申能股份	4887	5005	4253
皖能电力	4845	4436	4201
赣能股份	4784	4633	4918
晋控电力	4782	4987	4805
上海电力	4732	4849	4209
通宝能源	4646	4380	4614
深圳能源	4631	4874	4144
粤电力A	4556	5063	3882
华电国际	4508	4547	4041
京能电力	4300	4460	4255
国投电力	4262	4971	4645
华能国际	4228	4488	4059
大唐发电	4225	4451	4444
建投能源	4206	4261	4671
广州发展	4147	4660	3887
豫能控股	3669	3528	3515
华银电力	3237	3941	3557
华电能源	3027	3596	3874
ST金山	2965	3320	3990

数据来源：各公司公告，华西证券研究所

# 除煤电装机外，未来增速还需关注风光装机增量

■ **除煤电装机外，未来增速还需关注风光装机增量。**我们统计了A股27家火电公司，截至2022年年末各家的风光装机量，以及开工和核准的风光装机量，未被统计到数据的公司，是因为年报中未披露详细数据，但不代表相应工作未推进。从已披露的数据来看，对于总装机带来的增幅而言，粤电力A、华银电力、穗恒运A、华能国际以及华电国际，未来2-3年都将大幅受益于风光新增装机，华电国际按照持有华电新能31.03%的权益装机量计算。

表7：2022年末各火电公司风光装机及增量情况

	风电装机 (万千瓦)	光伏装机 (万千瓦)	合计风光装机 (万千瓦)	开工+核准风光装机 (万千瓦)	开工+核准带来风光装机增幅 (%)	开工+核准带来的总装机增幅 (%)
华能国际	1,362.80	627.60	1,990.40	4,619.00	232.06%	36.35%
国电电力	745.93	313.01	1,058.94	2,413.10	227.88%	24.78%
大唐发电	541.70	278.85	820.55	1,117.72	136.22%	15.74%
华电国际	685.49	397.72	1,083.21	2327.25	214.85%	35.49%
浙能电力		17.20	17.20	--	--	--
粤电力A	234.50	17.64	252.14	1,283.05	508.86%	43.55%
京能电力	--	25.00	25.00	20.00	80.00%	1.11%
国投电力	294.94	165.40	460.34	--	--	--
江苏国信	--	--	--	--	--	--
内蒙华电	137.62	7.00	144.62	145.00	100.26%	11.29%
上海电力	388.41	430.80	819.21	420.21	51.29%	20.09%
皖能电力	--	--	--	--	--	--
建投能源	--	--	--	--	--	--
晋控电力	79.50	110.64	190.14	75.00	39.44%	6.93%
申能股份	230.80	187.10	417.90	120.00	28.72%	7.50%
豫能控股	36.6	13.38	49.98	--	--	--
深圳能源	319.95	135.62	455.57	457.11	100.34%	26.18%
华电能源	--	--	--	--	--	--
长源电力	21.40	18.98	40.38	110.00	272.41%	15.11%
华银电力	53.95	38.10	92.05	274	297.66%	43.49%
*ST金山	46.80	0.95	47.75	--	--	--
宝新能源	4.80		4.80	--	--	--
赣能股份	--	10.71	10.71	--	--	--
广州发展	115.07	122.07	237.14	--	--	--
天富能源	--	4.00	4.00	--	--	--
通宝能源	--	--	--	--	--	--
穗恒运A	--	43.00	43	69.00	160.47%	44.46%

数据来源：各公司公告，华西证券研究所



# 电企燃煤机组标煤成本价格比较分析

- 我们根据各火电公司年度报告、评级报告、投资者问答等公开资料，寻找出或者推算出各家电力公司近3年入炉/入厂/采购标煤年均价格情况，如下表所示，并且取秦皇岛5500大卡动力煤折标煤年均价作为比较的基准煤价。假设2023年秦皇岛5500大卡动力煤不含税年均价为780元/吨，并依据各家公司过往3年标煤均价相较基准煤价变动情况，推算出各家2023年标煤成本变动情况。

表8：近3年各火电公司入炉/入厂/采购标煤价格情况

单位：元/吨，均不含税	2020年入炉/入厂/采购标煤价格（不含税）	2021年入炉/入厂/采购标煤价格（不含税）	2022年入炉/入厂/采购标煤价格（不含税）
华能国际	718.26	1088.31	1295.01
国电电力	549.28	900.42	978.78
大唐发电	677.23	1058.54	1174.23
华电国际	630.34	1099.09	1183.41
浙能电力	548.89	934.47	1177
粤电力A	711.83	1181.75	1335.77
京能电力	410.02	736.01	891.99
国投电力	622.00	1024.00	1173.00
江苏国信	648.00	1007.00	1291.00
内蒙华电	406.06	618.77	672.54
上海电力	637.17	1095.58	1292.92
皖能电力	725.41	1091.87	1170.40
建投能源	545.1	866.11	969.53
晋控电力	410.25	563.72	803.34
申能股份	678.15	1152.54	1274.35
豫能控股	619.53	1042.51	1351.09
深圳能源	604.22	1121.86	1330.35
长源电力	702.5	967.67	1084.64
华银电力	764.55	1253.90	1347.87
宝新能源	698.39	1203.04	1372.57
赣能股份	746.75	1117.19	1185.70
广州发展	758.73	1217.19	1208.97
天富能源	523.25	691.19	797.77
通宝能源	572.96	891.47	891.29
ST金山	657.38	976.38	1103.83
秦皇岛5500大卡动力煤折标煤年均价	649.88	1161.22	1362.83

# 近3年各火电公司标煤价格相较基准煤价比较分析

- 通过与秦皇岛5500大卡动力煤折标煤年均价格相比较我们可以发现，发电用煤成本较低的公司多为坑口煤电企业、靠近动力煤产业地企业或者大股东为大型动力煤生产企业，这类公司的优势在于动力煤市场价格较高时仍能获得较好的成本优势，但市场煤价下降时，跌幅也较高煤价区域要小。

表9：近3年各火电公司入炉/入厂/采购标煤价格相较基准煤价比较情况

	2020	2021	2022
宝新能源	107.46%	103.60%	100.71%
豫能控股	95.33%	89.78%	99.14%
华银电力	117.64%	107.98%	98.90%
粤电力A	109.53%	101.77%	98.01%
深圳能源	92.97%	96.61%	97.62%
华能国际	110.52%	93.72%	95.02%
上海电力	98.04%	94.35%	94.87%
江苏国信	99.71%	86.72%	94.73%
申能股份	104.35%	99.25%	93.51%
广州发展	116.75%	104.82%	88.71%
赣能股份	114.91%	96.21%	87.00%
华电国际	96.99%	94.65%	86.83%
浙能电力	84.46%	80.47%	86.36%
大唐发电	104.21%	91.16%	86.16%
国投电力	95.71%	88.18%	86.07%
皖能电力	111.62%	94.03%	85.88%
ST金山	101.15%	84.08%	81.00%
长源电力	108.10%	83.33%	79.59%
国电电力	84.52%	77.54%	71.82%
建投能源	83.88%	74.59%	71.14%
京能电力	63.09%	63.38%	65.45%
通宝能源	88.16%	76.77%	65.40%
晋控电力	63.13%	48.55%	58.95%
天富能源	80.52%	59.52%	58.54%
内蒙华电	62.48%	53.29%	49.35%

# 假设2023年基准煤价为780元/吨，各家电企标煤价格变动分析

- 我们假设2023年秦皇岛5500大卡动力煤不含税年均价为780元/吨，并依据各家火电公司过往3年用煤价格跌幅、以及相较基准煤价变动情况，推算出各家电力公司2023年煤炭成本同比降幅，并据此计算出各家电力公司2023年入炉/入厂/采购标煤价格跌价情况。

表10：各火电公司入炉/入厂/采购标煤价格2023年预计跌幅情况

	2021年煤价同比 (%)	2022年煤价同比 (%)	2023年煤价同比 (%)	2023年标煤价格降幅 (元/吨)
晋控电力	37.41%	42.51%	-39.67%	318.70
豫能控股	68.27%	29.60%	-34.91%	471.62
浙能电力	70.25%	25.95%	-32.40%	381.31
江苏国信	55.40%	28.20%	-31.59%	407.88
京能电力	79.51%	21.19%	-30.27%	270.03
深圳能源	85.67%	18.58%	-29.30%	389.76
秦皇岛5500大卡动力煤折标煤年均价	78.68%	17.36%	-27.14%	369.83
上海电力	71.94%	18.01%	-26.48%	342.42
华能国际	51.52%	18.99%	-23.73%	307.27
宝新能源	72.26%	14.09%	-23.47%	322.19
国投电力	64.63%	14.55%	-22.52%	264.12
粤电力A	66.02%	13.03%	-21.57%	288.12
申能股份	69.95%	10.57%	-20.32%	258.98
建投能源	58.89%	11.94%	-19.49%	188.93
华电国际	74.37%	7.67%	-18.82%	188.83
ST金山	48.53%	13.05%	-18.57%	204.98
大唐发电	56.30%	10.93%	-18.25%	214.31
国电电力	63.93%	8.70%	-17.83%	174.47
天富能源	32.10%	15.42%	-17.59%	140.29
华银电力	64.01%	7.49%	-16.89%	227.71
长源电力	37.75%	12.09%	-15.96%	173.07
内蒙华电	52.38%	8.69%	-15.82%	106.43
皖能电力	50.52%	7.19%	-14.33%	167.74
赣能股份	49.61%	6.13%	-13.35%	158.25
广州发展	60.42%	-0.67%	-9.89%	119.60
通宝能源	55.59%	-0.02%	-9.57%	85.31

# 电企用煤成本跌幅带来的度电盈利弹性比较分析

- 我们利用前面计算出的各家电力公司2023年入炉/入厂/采购标煤价格跌价情况，与2022年各家煤机供电煤耗相乘，得出度电成本的节省情况，同时与2022年各家公司度煤电收入/上网电价相比较，得出各家公司度煤电盈利弹性情况，排名靠前的公司包括豫能控股、江苏国信、晋控电力以及浙能电力，上海电力度煤电收入情况无法计算得出，故不在本次比较范围内。

表11：各火电公司用煤成本跌幅带来的度电收入弹性情况

	标煤价格降幅（元/吨）	2022年供电煤耗（克/千瓦时）	度电成本节省（元/千瓦时）	2022年度煤电收入/上网电价（元/千瓦时）	度煤电盈利弹性（%）
上海电力	342.42	282.99	0.0969		#DIV/0!
豫能控股	471.62	296.70	0.1399	0.4339	32.25%
江苏国信	407.88	298.67	0.1218	0.4377	27.83%
晋控电力	318.70	322.00	0.1026	0.3927	26.13%
浙能电力	381.31	296.12	0.1129	0.4442	25.42%
深圳能源	389.76	302.32	0.1178	0.4647	25.36%
京能电力	270.03	315.00	0.0851	0.3836	22.17%
宝新能源	322.19	313.46	0.1010	0.5221	19.34%
粤电力A	288.12	315.62	0.0909	0.4929	18.45%
国投电力	264.12	298.79	0.0789	0.4283	18.42%
华能国际	307.27	287.69	0.0884	0.5061	17.47%
申能股份	258.98	293.00	0.0759	0.4412	17.20%
ST金山	204.98	294.75	0.0604	0.4050	14.92%
天富能源	140.29	293.00	0.0411	0.2771	14.83%
大唐发电	214.31	290.82	0.0623	0.4342	14.35%
华银电力	227.71	312.40	0.0711	0.4995	14.24%
建投能源	188.93	301.81	0.0570	0.4219	13.52%
皖能电力	167.74	303.61	0.0509	0.4253	11.97%
国电电力	174.47	295.08	0.0515	0.4617	11.15%
赣能股份	158.25	302.42	0.0479	0.4356	10.99%
长源电力	173.07	294.98	0.0511	0.4900	10.42%
华电国际	188.83	287.11	0.0542	0.5333	10.17%
内蒙华电	106.43	330.58	0.0352	0.3642	9.66%
广州发展	119.60	306.77	0.0367	0.4317	8.50%
通宝能源	85.31	320.81	0.0274	0.3740	7.32%

# 电企用煤成本跌幅带来的整体盈利比较分析

- 为更好的比较煤价跌幅带来的整体利润弹性，我们利用前面计算出的各家电力公司度电成本的节省情况，与2022年各家公司煤电售电量相乘，可以得出因为煤炭成本下降各家公司的盈利增厚弹性情况，排名前6的公司分别为粤电力A、天富能源、华能国际、晋控电力、浙能电力和大唐发电。

表12：各火电公司用煤成本跌幅带来的度电收入弹性情况

	度电成本节省（元/千瓦时）	2022年煤电售电量（亿度）	成本下降可增厚毛利（亿元）	2022年扣非后归母净利润（亿元）	理论上降本后的2022年扣非归母净利润（亿元）	盈利增厚弹性情况（%）
粤电力A	0.0909	880.00	80.02	-29.37	38.65	175.98%
天富能源	0.0411	167.18	6.87	-2.50	3.35	174.57%
华能国际	0.0884	3638.93	321.68	-94.22	179.21	152.58%
晋控电力	0.1026	386.86	39.70	-8.00	25.75	131.07%
浙能电力	0.1129	1462.46	165.13	-22.26	118.10	118.85%
大唐发电	0.0623	1907.09	118.86	-14.82	86.21	117.19%
华电国际	0.0542	1804.92	97.85	-5.76	77.41	107.44%
江苏国信	0.1218	581.76	70.87	-0.89	59.35	101.50%
建投能源	0.0570	357.48	20.38	-0.11	17.22	100.61%
长源电力	0.0511	294.55	15.04	0.51	13.29	96.15%
上海电力	0.0969	403.36	39.09	1.38	34.60	96.01%
宝新能源	0.1010	175.47	17.72	0.90	15.96	94.36%
赣能股份	0.0479	90.46	4.33	0.33	4.01	91.75%
国电电力	0.0515	3666.83	188.78	24.65	185.11	86.68%
京能电力	0.0851	731.54	62.22	8.21	61.10	86.56%
皖能电力	0.0509	388.37	19.78	4.02	20.83	80.72%
申能股份	0.0759	299.50	22.73	8.30	27.62	69.94%
深圳能源	0.1178	289.55	34.12	22.32	51.32	56.51%
内蒙华电	0.0352	532.45	18.73	17.42	33.34	47.75%
国投电力	0.0789	472.24	37.27	39.50	71.18	44.50%
广州发展	0.0367	143.50	5.26	12.30	16.78	26.67%
通宝能源	0.0274	53.96	1.48	8.37	9.62	13.05%
华银电力	0.0711	166.03	11.81	-9.86	0.18	--
豫能控股	0.1399	243.54	34.08	-22.08	6.88	--
ST金山	0.0604	135.91	8.21	-20.26	-13.28	--

数据来源：各公司公告，评级报告，华西证券研究所

## 比较分析各项关键指标后，根据关键指标对受益标的排序

- 我们从煤机装机规模角度出发，煤机在运规模在1000万千瓦以上的公司，按照从大到小的顺序包括：华能国际、国电电力、大唐发电、华电国际、浙能电力、粤电力A、京能电力、国投电力、江苏国信和内蒙华电。
- 我们从煤电机组装机占比的角度出发，占比越高的公司，煤价下跌时候弹性会越大，受益程度依次是：建投能源、通宝能源、皖能电力、宝新能源、京能电力、内蒙华电、浙能电力、长源电力、江苏国信、晋控电力、华能国际和华电国际。
- 我们从煤电装机十四五末增幅角度出发，受益程度依次是：长源电力、宝新能源、江苏国信、粤电力A、晋控电力以及国投电力；
- 我们从煤电机组的年利用小时数角度出发，受益程度依次是：天富能源、浙能电力、宝新能源、国电电力、江苏国信、内蒙华电和长源电力；
- 我们从风光装机十四五末增幅角度出发，受益程度依次是：华能电力、华电电力和粤电力A，其中华电国际按照持有华电新能31.03%的权益装机量计算；
- 我们按照假设2023年秦皇岛5500大卡动力煤不含税均价为780元/吨，计算得出的度煤电盈利弹性，受益程度依次是：苏国信、晋控电力、浙能电力、京能电力、宝新能源、粤电力A；
- 我们按照假设2023年秦皇岛5500大卡动力煤不含税均价为780元/吨，计算得出整体盈利增厚情况，受益程度依次是：粤电力A、天富能源、华能国际、晋控电力、浙能电力、大唐发电、华电国际、江苏国信和建投能源；
- 基于以上多因子考虑，我们认为电企盈利既受益于煤价成本下跌，同时也受益于煤机+风光装机增长，此外从规模效应等多角度出发比较，受益标的包括【粤电力A】、【天富能源】、【华能国际】、【浙能电力】、【大唐发电】、【华电国际】、【江苏国信】、【建投能源】、【长源电力】、【宝新能源】。

# CONTENTS

# 目录

- 01** 煤电压舱石地位不改，装机规模仍有增长空间
- 02** 动力煤市场预计弱势运行，看好煤机盈利修复
- 03** 火电企业关键指标比较分析，选择全面占优的标的
- 04** 投资建议及风险提示

CHAPTER  
**04**



**投资建议及风险提示**





### ■ 投资建议

春节后，煤炭需求较弱，港口、终端库存相对高位，动力煤价格加速下跌，截至6月15日，秦皇岛动力末煤（Q5500）平仓价为780元/吨，较年初的1175元/吨，下跌395元/吨，较2022年最高点1664元/吨，下跌超53%。南非动力煤出口商 Thungela Resources于6月12日表示，今年迄今为止的平均实现出口价格为每吨 112.40 美元，而去年为每吨 229.21 美元。后续动力煤价格若持续下跌，将直接缓解火电企业经营成本，增厚火电企业利润。2023Q1，我们已经明显看到火电龙头燃煤机组开始扭亏，行业基本面在持续向好。一方面，在政策加持下，长协煤履约率有望提升，同时叠加进口煤增量冲击，入炉煤价有望继续下跌。另一方面，自从电价改革实施后，多地电力市场成交价均实现20%顶格上浮。江苏、广东等地的2022年年度双边交易均价也逼近了顶格线。随着成本端压力下行，收入端电价上浮，火电盈利能力有望得到持续改善。我们认为电企盈利既受益于煤价成本下跌，同时也受益于煤机+风光装机增长，此外从规模效应等多角度出发比较，受益标的包括【粤电力A】、【天富能源】、【华能国际】、【浙能电力】、【大唐发电】、【华电国际】、【江苏国信】、【建投能源】、【长源电力】、【宝新能源】。

### ■ 风险提示

- 1) 动力煤价格快速上涨；
- 2) 电力需求快速下降；
- 3) 煤电交易价格下行。



### 分析师与研究助理简介

**晏溶**：2019年加入华西证券，现任环保公用行业首席分析师。华南理工大学环境工程硕士毕业，中级工程师，曾就职于广东省环保厅直属单位，6年行业工作经验+1年买方工作经验+3年卖方经验。2021年入围新财富最佳分析师评选电力及公用事业行业，2021年新浪金麒麟最佳新锐分析师公用事业行业第二名，2021年 Wind金牌分析师电力及公用事业行业第四名；2020年Wind金牌分析师电力及公用事业行业第三名，2020年同花顺iFind环保行业最受欢迎分析师。

**周志璐**：2020年加入华西证券，澳大利亚昆士兰会计学硕士，三年卖方研究经验。

**温佳贝**：2022年4月加入华西证券。英国布里斯托大学理学硕士，FRM Holder。

**黄舒婷**：2022年4月加入华西证券，2年有色金属研究经验，曾就职于招商期货担任有色金属研究员。

### 分析师承诺

作者具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，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，力求客观、公正，结论不受任何第三方的授意、影响，特此声明。

### 评级说明

公司评级标准	投资评级	说明
以报告发布日后的6个月内公司股价相对上证指数的涨跌幅为基准。	买入	分析师预测在此期间股价相对强于上证指数达到或超过15%
	增持	分析师预测在此期间股价相对强于上证指数在5%—15%之间
	中性	分析师预测在此期间股价相对上证指数在-5%—5%之间
	减持	分析师预测在此期间股价相对弱于上证指数5%—15%之间
	卖出	分析师预测在此期间股价相对弱于上证指数达到或超过15%

### 行业评级标准

以报告发布日后的6个月内行业指数涨跌幅为基准。	推荐	分析师预测在此期间行业指数相对强于上证指数达到或超过10%
	中性	分析师预测在此期间行业指数相对上证指数在-10%—10%之间
	回避	分析师预测在此期间行业指数相对弱于上证指数达到或超过10%

### 华西证券研究所：

地址：北京市西城区太平桥大街丰汇园11号丰汇时代大厦南座5层

网址：<http://www.hx168.com.cn/hxq/hxindex.html>

华西证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具备证券投资咨询业务资格。本报告仅供本公司签约客户使用。本公司不会因接收人收到或者经由其他渠道转发收到本报告而直接视其为本公司客户。

本报告基于本公司研究所及其研究人员认为的已经公开的资料或者研究人员的实地调研资料，但本公司对该等信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本报告所载资料、意见以及推测仅于本报告发布当日的判断，且这种判断受到研究方法、研究依据等多方面的制约。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及预测不一致的报告。本公司不保证本报告所含信息始终保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者需自行关注相应更新或修改。

在任何情况下，本报告仅提供给签约客户参考使用，任何信息或所表述的意见绝不构成对任何人的投资建议。市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告视为做出投资决策的惟一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在任何情况下，本报告均未考虑到个别客户的特殊投资目标、财务状况或需求，不能作为客户进行客户买卖、认购证券或者其他金融工具的保证或邀请。在任何情况下，本公司、本公司员工或者其他关联方均不承诺投

资者一定获利，不与投资者分享投资收益，也不对任何人因使用本报告而导致的任何可能损失负有任何责任。投资者因使用本公司研究报告做出的任何投资决策均是独立行为，与本公司、本公司员工及其他关联方无关。

本公司建立起信息隔离墙制度、跨墙制度来规范管理跨部门、跨关联机构之间的信息流动。务请投资者注意，在法律许可的前提下，本公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券或期权并进行证券或期权交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。在法律许可的前提下，本公司的董事、高级职员或员工可能担任本报告所提到的公司的董事。

所有报告版权均归本公司所有。未经本公司事先书面授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、转发或公开传播本报告的全部或部分内容，如需引用、刊发或转载本报告，需注明出处为华西证券研究所，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。