

# 煤电两部制电价及其对高耗电商品的影响

## 核心逻辑

➤ 近日市场讨论下月大工业用电将涨电价的问题，多位投资者表示不解。究其原因，主要与明年起我国将落地煤电容量电价机制有关。明年煤电机组固定成本执行全国统一标准，为每年每千瓦 330 元，折算到度电的固定成本为 0.0742 元/度，24-25 年覆盖 30% 的度电容量电价为 0.0222 元/度，26 年以后覆盖 50% 的度电容量电价为 0.0371 元/度。那么，下月开始多省市工商业用电价将有一定上浮。高耗电产业所集中的我国西部，电力结构以火力发电为主导的省份（如内蒙、宁夏等）度电容量电价约在 2 分/度。当然也有度电容量电价较高的省份（如云南、四川），其发电结构中清洁能源也占据较大比例，实际工商业用户承担的电价增量会低于甚至部分省份远低于该值。

➤ 在明年动力煤延续供需宽平衡、新能源发电保持增速的背景下，对大工业电价变化趋势，我们分五种情形进行解析：

① **东部省份**。为保障居民用电，大工业用电也基本无溢价空间，那么明年全年较本月约有 2-3 分钱的抬升（具体数值以各省市容量电价为准）。

② **有自然水力发电优势的川、滇**。电改对丰水季的工业电价影响几乎可以忽略，而在枯水期，两省水电出力疲软，需要火电弥补不足，此时需多分摊约 1-2 分钱/度的成本。

③ **火力为主且新能源资源在中等水平的部分西部省份（如桂、贵、陕、宁等）**。这些省份多具有煤炭供应的地理优势，涨电价近似于其容量电价 1-2 分。

④ **电力结构中新能源占据主导省份西部省份（如青海等）**。下月或有极微幅电价上涨，但不明显，更长周期还是受益于新能源行业降本，大工业电价趋势向下不改。

⑤ **内蒙古和新疆**。度电容量电价分别为 2 和 1.95 分，目前两省的新能源装机还有较大增量潜力，短期会有约 2 分钱/度的电价增长，但近几年大工业更会受益于新能源电力的边际成本优势下降，煤炭资源丰富，后面电量电价下调也或优先受益。

➤ **商品中，高电耗且电力成本占比较高（超过 30%）的上市品种包含硅铁、锰硅、工业硅、电解铝、PVC（电石）和烧碱**，而这些品种已基本完成了自东向西的产业转移。那么，下月开始这些品种成本或有一定抬升，影响因品种及主产区不同有别。像硅铁、锰硅这种现货价格贴近成本、主产区在内蒙、宁夏以火力发电为主省份的品种，下月电力成本的抬升会使得盘面更为坚挺。但如电解铝目前产业利润偏高的品种，实际电改落地对其盘面影响相对有限。而工业硅虽然盘面贴近成本，但其产能分布集中在水力资源丰富的省份，对其成本影响甚微。

商品 · 专题报告

2023 年 12 月 25 日 星期一

国贸期货 · 研究院  
黑色金属研究中心

黄志鸿

从业资格号：F3051824

投资咨询号：Z0015761

助理研究员 陈佳鑫

从业资格号：F03100607

欢迎扫描下方二维码  
进入国贸投研小程序



期市有风险，入市需谨慎



国贸期货研究院

ITF RESEARCH INSTITUTE

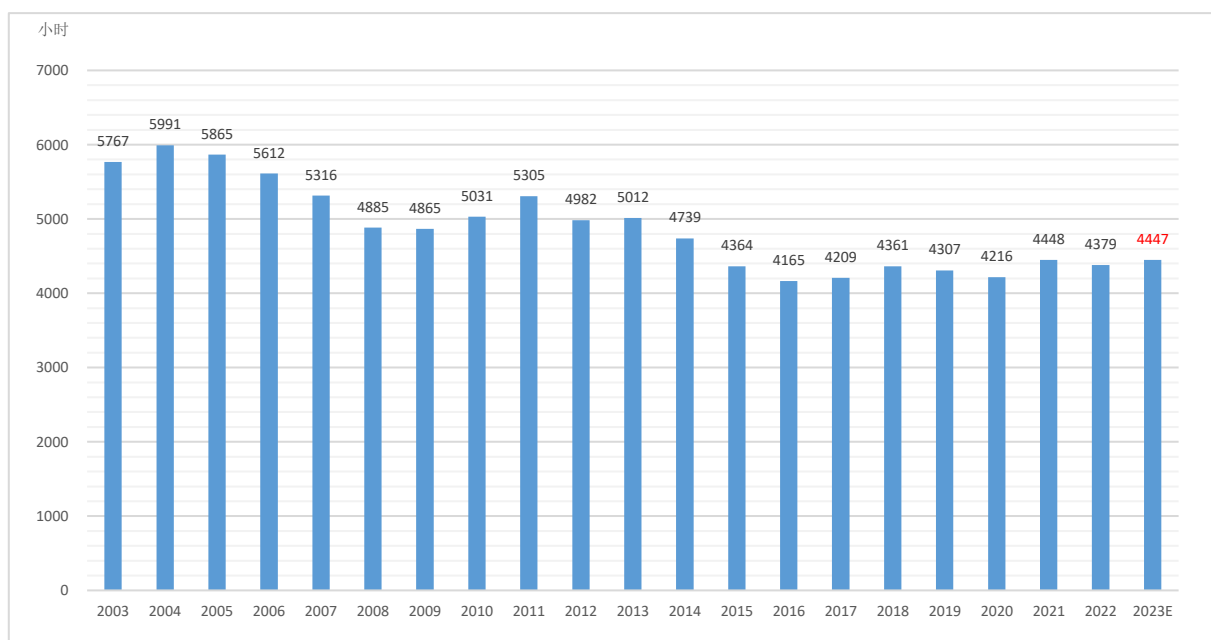
## 一、煤电“两部制”电价政策将落地及容量电价成本测算

11月10日，国家发改委、国家能源局联合印发了《关于建立煤电容量电价机制的通知》（下文简称为《通知》），明确了从2024年1月1日起，建立煤电容量电价机制，将现行煤电单一制电价调整为两部制电价，即电量电价和容量电价，前者主要回收燃煤的变动成本，后者回收机组部分的固定成本，包括折旧费、人工费、修理费、财务费等。

此次电改为煤电产业提供了一定“补贴”，提升了未来煤电企业盈利能力。让电厂与其非长协的外采煤发电利润的关联度在降低。在以往单一电量电价的机制下，煤电厂利润只来自于发电，若动力煤价格处于高位时，煤电厂还要承担亏损。于是之前的困境就在于，在用电旺季冬夏，煤炭的高企使得电厂在边际亏损情况下，被动降低发电负荷，导致了用电的供需缺口。

此外，该机制也更能保障电力系统安全稳定运行，未来“限电”事件将逐渐减少。随着新能源装机量持续增加并接入系统，其更低的边际成本让新能源机组优先出清。近20年火电利用小时呈阶梯式下降，从03-06年的5600-6000小时，降至15-22年的4100-4400小时。产能利用率伴随利润率的下降，投资收益率低，也吸引不到更多的投资，更助力新能源的投资。然新能源发电的劣势在于其发电量并不稳定，即“靠天吃饭”。若无储能的配套，峰荷时段的容量缺口扩大，会给电力系统可靠性和稳定性带来风险。与此同时，现货市场报价策略可能更加激进，在动力煤现货价格下跌时，带动电量价格下行，让用户受益。因此，该政策的颁布意义非凡。

图表 1：中国火电发电设备平均利用小时



数据来源：Wind

《通知》要求煤电机组固定成本执行全国统一标准，为每年每千瓦 330 元（含税），容量电价根据各地煤电转型情况确定固定成本比例，2024~2025 年多数地方为 30%（即每年每千瓦 100 元），部分煤电功能转型较快的地方为 50%（即每年每千瓦 165 元）。2026 年起各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于 50%。煤电容量电费纳入系统运行费用中，由工商业用户按电量比例分摊。不会影响普通居民。

以今年 11 月同比 1.56% 的增速，估算全年我国火电发电设备平均利用约 4447 小时。那么可以换算，煤电机组折算到度电的固定成本为  $330 \div 4447 = 0.0742$  元/度，24-25 年覆盖 30% 的度电容量电价为 0.0222 元/度，26 年以后覆盖 50% 的度电容量电价为 0.0371 元/度。

就以江苏省为例。近日江苏电力交易中心公告 2024 年年度长协交易结果公布，2024 年年度交易总成交量 3606.24 亿千瓦时，加权均价 452.94 元/兆瓦时。据该省之前年度电力交易方案，公用煤电电量电价通过市场交易在“基准+上下浮动”形成，上下幅度均不超过 20%。容量电价方面，按照每年 100 元/千瓦的容量电价，和其 2022 年的 4439 利用小时估算，平摊到度电的容量电价约为 0.0225 元/吨。则江苏煤电 24 年实际电价为 475.5 元/兆瓦时，较 391 的基准电价增长 21.6%。以此推断，24 年 1 月开始多省市电价将有一定上浮。

图表 2：省级电网煤电容量电价表

省级电网煤电容量电价表  
(2024~2025 年)

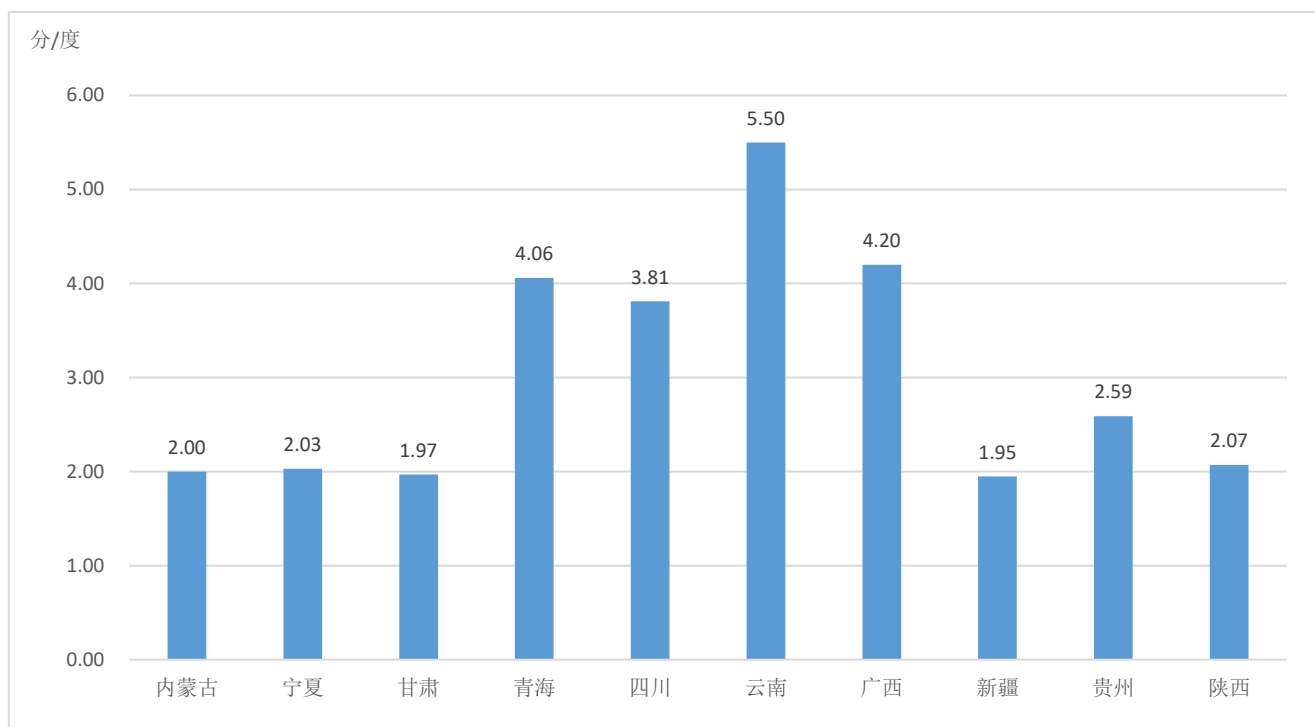
省级 电网	容量电价 (元/千瓦·年, 含税)	省级 电网	容量电价 (元/千瓦·年, 含税)
北京	100	河南	165
天津	100	湖北	100
冀北	100	湖南	165
河北	100	重庆	165
山西	100	四川	165
山东	100	陕西	100
蒙西	100	新疆	100
蒙东	100	青海	165
辽宁	100	宁夏	100
吉林	100	甘肃	100
黑龙江	100	深圳	100
上海	100	广东	100
江苏	100	云南	165
浙江	100	海南	100
安徽	100	贵州	100
福建	100	广西	165
江西	100		

注：2026 年起，云南、四川等煤电转型较快的地方通过容量电价回收煤电固定成本的比例原则上提升至不低于 70%，其他地方提升至不低于 50%。

数据来源：国家发改委、国家能源局

同样，我们以 2022 年高电耗产业集中的省份（除西藏外的西部省份/自治区）的火电发电设备平均利用小时与表 2 进行粗算 2024 年这些省份工商业用户所需分摊的容量度电电价得到表 3。当然，表 3 中度电容量电价较高的省份，其发电结构中清洁能源也占据较大比例，实际工商业用户承担的电价增量会低于甚至部分省份远低于该值。电力结构以火力发电为主导的省份（如内蒙、宁夏等）度电容量电价约在 2 分。

图表 3：2024-2025 年高电耗产业集中省份度电容量电价粗算



数据来源：国贸期货根据国家发改委、国家能源局、Wind 信息整理

## 二、24 年大工业电价变化趋势及对高耗电产业的影响

国家发改委和国家能源局在《关于做好 2024 年电力中长期合同签订履约工作的通知》要求 2024 年各地市场化电力用户（含电网代理购电）年度电力中长期合同签约电量应不低于上一年度用电量的 80%，并通过后续季度、月度、月内合同签订，保障全年电力中长期合同签约电量不低于上一年度用电量的 90%。

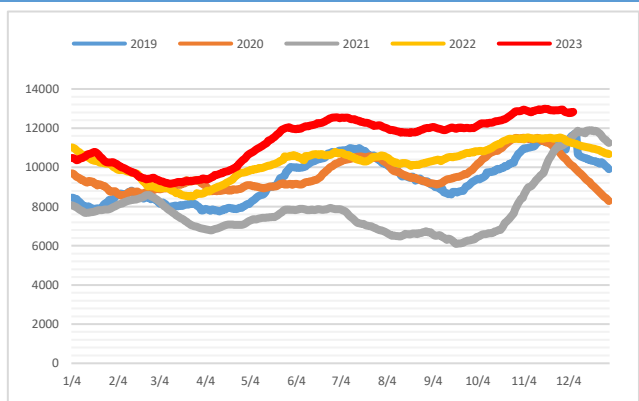
与 2023 年版本主要变化在于，将长协覆盖比例从 23 年的“100-105%”恢复为“80-100%”，没有明确集中签订的数量要求，对供热企业不做硬性要求。但供方签订比例还是保持稳定，“原则上煤炭生产企业签订任务量不应低于自有资源量的 80%”。因此，预计电煤合同量或并不会有明显减少，长协量将保持平稳。

根据国家发改委新闻发言人李超 12 月 19 日表示，“目前全国统调电厂存煤保持在 2 亿吨以上、可用 26 天。全国煤电非计划停运和出力受阻容量处于历史同期较低水平”。据财新，近日 2024 年电煤中长期合同启动签约，签订中长期合同沿用了 2023 年长协 675 元/吨的基准价，总长协量或最低比例是 2023 年 26 亿吨保供任务目标的八成，即 20.8 亿吨。从供给看，国内煤炭产能充分释放，尽管安监趋严，但 23 年入冬入夏保供任务完成极其出色。今年也几乎没有大面积停电限电事件，12 月中旬的寒潮并未给动力煤价格带来多大的提升。

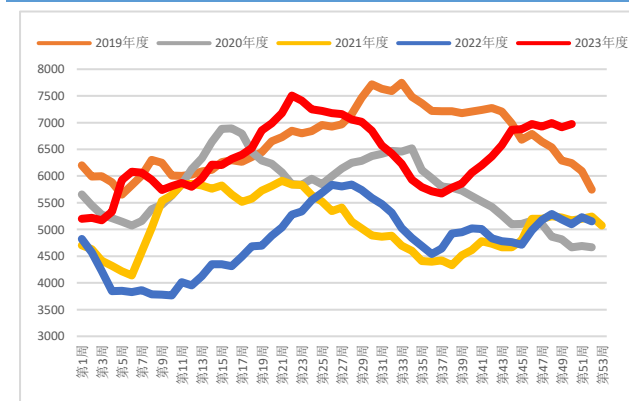
对于明年，电厂的高库存储备对于动力煤的价格仍会形成压力。进口关税的调整没有影响印尼、澳洲

动力煤的供应，为进口窗口的持续打开创造条件，叠加明年国内动力煤也有扩产预期，历经今年史上最严格煤炭安监后，煤炭生产将更加规范稳定，国内动力煤价格仍然不会有太大的增长动力，保持在合理区间震荡。且根据 2022 年相关规定，秦皇岛港和重点地区煤炭中长期交易交割是有合理区间限制的。

图表 4：25 省电厂动力煤库存



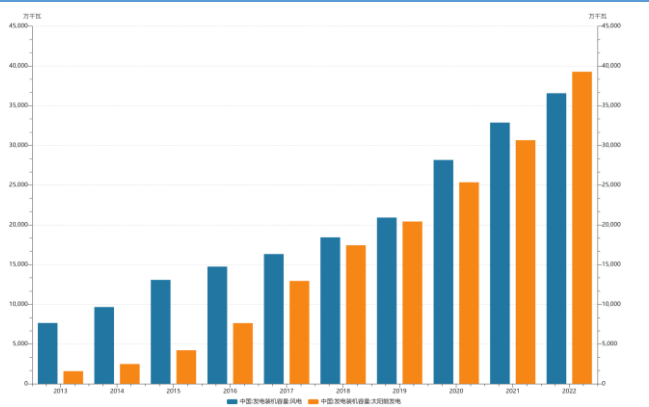
图表 5：55 港动力煤库存



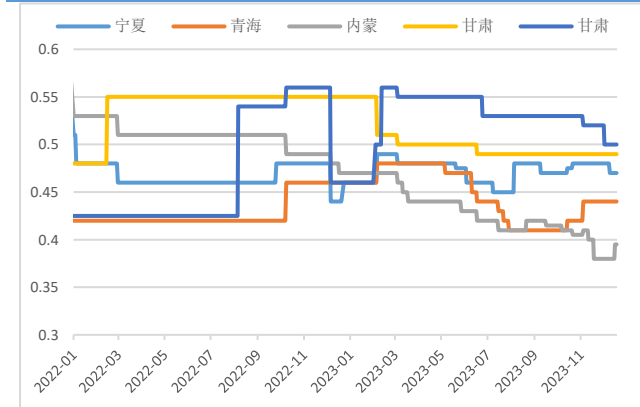
数据来源：CCTD、Wind

当然，随着我国双碳“目标”的稳步推进，风光等新能源在电网中渗透率逐步提高，对大工业用电的影响也在增大。风、光电成本正在通过市场竞争不断下探，12月9日，公布的蒙能阿鲁科尔沁 100 万风储基地的中标结果，两个标段，电气风电和明阳智能各中标 50 万 KW，价格也是低价顺理成章中标，价格一如既往的刷新了历史新低，中标价格分别是 1315 元/KW 和 1308 元/KW。此外，在目前的组件价格下，不考虑系统成本，光伏的度电成本已经降至 0.2 元/kWh 以内。带来的直接影响，可以从 21 年后内蒙地区的工业电价看到，目前已与除新疆外的其他西部省份拉开距离。

图表 6：我国风、光装机容量



图表 7：西部部分省份大工业电价



数据来源：CCTD、Wind

综合上文，在明年动力煤延续供需宽平衡、新能源发电保持增速的背景下，对大工业电价变化趋势，我们分以下 5 种情况讨论：

一是东部省份，尽管不少省份风力、光伏发电量居前，但由于人口密集度高，电力需求量大，不少省



份需通过“西电东输”满足旺季用电需求。占据其电力市场中绝大部分消费的还是火电。大工业电价相对高昂成了特点，所存在的高耗能企业也较少。为保障居民用电，大工业用电也基本无溢价空间，那么明年全年电价较本月约有 2-3 分钱的抬升。

二是有自然水力发电优势的川、滇（不包括水电占比低于 30%的广西和贵州），需要分丰水季和枯水季评估。容量电价机制对丰水季的工业电价影响几乎可以忽略，而在 12 月和次年 1-4 月的枯水期，两省水电出力疲软，需要火电弥补不足，此时分摊到工业用户电价或较本月约多出 1-2 分钱/度的成本。

三是以火力为主且新能源资源在中等水平的部分西部省份（如广西、贵州、陕西、宁夏等）。可以看到这些省份多具有煤炭供应优势，发电结构也以火电为主，根据表 3，这些省份度电容量电价均 2 分钱附近。

四是电力结构中新能源占据主导省份西部省份（如青海等），这些省份下月或有极小幅电价上涨，但不明显，更长周期还是受益于新能源行业的创新与降本，大工业电价趋势向下不改。

五需要单独分析的是内蒙古和新疆，容量电价分别为 2 和 1.95 分/度，特殊性在于电力结构中火电占比超过 80%，但受地理优势影响，新能源和煤炭资源同样丰富。该两省尤其是近年来电价下降趋势明显，受益于新能源装机的增速和煤炭的供应增量，电价稳居于全国低价的第一梯队。由于幅员辽阔，目前两省的新能源装机还有较大增量潜力，短期会有约 2 分钱/度的电价增长，但近几年大工业更会受益于新能源电力的边际成本优势。

商品中，高电耗且电力成本占比较高（超过 30%）的上市品种包含硅铁（单吨耗电约 8000 度）、锰硅（单吨耗电约 4000 度）、工业硅（单吨耗电约 13000 度）、电解铝（单吨耗电约 135000 度）、PVC（电石单吨耗电约 3400 度，单吨耗电石约 1.4 吨）和烧碱（单吨耗电约 2400 度），而这些品种已基本完成了自东向西的产业转移。那么，下月开始这些品种成本或有一定抬升，因品种主产地不同有一定差异。像硅铁、锰硅这种主产区在内蒙古、宁夏以火电为主的省份的品种，目前现货价格贴近成本，下月电力成本的抬升会使得盘面更为坚挺。但如电解铝目前产业利润偏高的品种，实际容量电价机制落地对其盘面影响相对有限。而工业硅虽然盘面贴近成本，但其产能分布集中在水力资源丰富的省份，对其成本影响甚微。

建议投资者多关注后续相关部门是否会出台对电量电价的调整，及各省 24 年长协电价公布。

## 免责声明

本报告中的信息均源于公开可获得的资料, 国贸期货力求准确可靠, 但不对上述信息的准确性及完整性做任何保证。

本报告不构成个人投资建议, 也未针对个别投资者特殊的投资目标、财务状况或需要, 投资者需自行判断本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况, 据此投资, 责任自负。

本报告未经国贸期货授权许可, 任何引用、转载以及向第三方传播的行为均构成对国贸期货的侵权, 我司将视情况追究法律责任。

期市有风险, 入市需谨慎