

四川省发展和改革委员会 四川省经济和信息化厅 文件 四川省能源局

川发改价格〔2024〕24号

四川省发展和改革委员会等部门 关于贯彻落实《国家发展改革委 国家能源局 关于建立煤电容量电价机制的通知》的通知

各市（州）发展改革委（能源局、办）、经济和信息化局，有关燃煤发电企业、国网四川省电力公司、省能源投资集团有限责任公司、四川华蓥四方电力有限责任公司、四川电力交易中心有限公司，各地方电网，有关电力用户：

根据《国家发展改革委 国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号），结合四川实际，提

出我省建立煤电容量电价机制有关贯彻落实措施，请遵照执行。

一、煤电容量电价机制实施范围

经省级能源主管部门牵头认定的合规在运的公用煤电机组执行煤电容量电价机制，后续新建并经认定符合相关要求的煤电机组自投运次月起执行，认定结果由省级能源主管部门另行明确。燃煤自备电厂、不符合国家规划的煤电机组、后续关停退出的煤电机组，以及不满足国家对于能耗、环保和灵活调节能力等要求的煤电机组，不执行煤电容量电价机制。

应急备用煤电机组的容量电价，由省级价格主管部门会同能源主管部门另行制定，应急备用煤电机组调用时段电量电价，按同时段最短周期电力市场交易电价水平确定。应急备用煤电机组具体范围及管理办法按照国家能源局明确的规定执行。

二、容量电价水平

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；我省煤电机组通过容量电价回收的固定成本比例，2024—2025 年为 50%，即每年每千瓦 165 元；2026 年起，通过容量电价回收固定成本的比例原则上提升至不低于 70%。

三、容量电费分摊

煤电机组可获得的容量电费，根据我省煤电容量电价和机组申报的最大出力确定，煤电机组分月申报，电网企业按月结算。煤电容量电费根据省内工商业用电量规模以及煤电电量纳入受

端省份电力电量平衡后的四川电网年度及以上中长期外送电量规模等比例分摊。其中，省内分摊部分纳入系统运行费用，每月由四川电网、与四川电网并网结算的地方电网（含省属地方电网）供区内工商业用户按当月用电量比例分摊，地方电网在现行每月预测函报下网电量结构和规模的基础上，进一步增加供区范围内预测的全口径工商业用电量规模数据，各电网企业按月发布、滚动清算；省外分摊部分随四川电网送出省输电费一并收取。

四、容量电费考核

正常在运情况下，煤电机组无法按照调度指令提供申报最大出力的，月内发生两次扣减当月容量电费的 10%，发生三次扣减 50%，发生四次及以上扣减 100%。煤电机组最大出力申报、认定及考核等按照国家能源局明确的相关规则执行。煤电机组按调度指令出力未达标情况由国网四川省电力公司按月统计，相应扣减容量电费。对自然年内月容量电费全部扣减累计发生三次的煤电机组，取消其获取容量电费的资格。

五、煤电电量电价市场化形成机制

按照现行燃煤发电上网电价形成机制和国家煤电容量电价机制关于保持煤电价格基本稳定有关要求，各煤电机组要根据 2023 年煤电价格水平以及利用“两降一取”政策资金返补四川电网统调公用煤电机组执行情况，结合获得的容量电价水平形成合理反映燃料成本的煤电市场化电量电价。利用“两降一取”资金返补四川电网统调公用煤电机组有关政策自 2023 年起不再执行。

统筹考虑我省电力市场化建设推进等情况，为逐步构建有效

反映各类电源电量价值的市场化机制，推动适时建立煤电枯水期中长期市场化交易电量参与省内水电市场交易机制，并根据我省煤电容量电价机制调整 and 实际执行清算情况等，完善健全煤电直接参与省内电力市场政策措施。

六、保障措施

（一）各燃煤发电企业按月向省发展改革委报送发电量、上网电量、入厂标煤单价、入厂标煤量、综合供电煤耗、厂用电量、电煤运输成本等相关数据，对存在数据虚报、瞒报、谎报等不实行行为的，取消获取容量电费资格。

（二）省级能源、价格、电力运行主管部门组织国网四川省电力公司、四川电力交易中心有限公司，研究推动将煤电电量纳入四川电网年度及以上中长期外送电量范围和受电省份电力电量平衡，并通过签订年度及以上中长期合同，明确煤电容量电费分摊比例和履约责任等内容。

（三）省级电力运行、价格、能源主管部门协同省级相关部门推进完善省内电力市场交易规则，促进煤电电量电价通过市场化方式有效形成，与煤电容量电价机制协同发挥作用，保持煤电价格基本稳定。结合电力现货市场运行情况，研究建立适应我省电力市场运行的发电侧容量电价机制。

（四）四川电力交易中心有限公司要密切监测电力市场动态和价格变化，发现问题及时反映。电网企业要对煤电容量电费单独归集、单独反映，按季向省发展改革委和相关主管部门报送煤电机组容量电费结算及扣减情况、工商业用户度电分摊水平测算

及执行情况、煤电机组电力中长期及现货市场电量及电费支出结算情况等信息。

（五）各地价格、能源主管部门要会同电网企业、发电企业加强政策解读和宣传引导，向用户充分阐释建立煤电容量电价机制对发挥煤电支撑调节作用、更好保障电力安全稳定供应、促进能源绿色低碳转型的重要意义，积极回应社会关切，增进各方面理解和支持。

本通知自 2024 年 1 月 1 日起实施，其余未尽事宜按国家政策规定执行。政策执行过程中的问题及建议，请及时报告省级相关部门。

附件：国家发展改革委 国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知（发改价格〔2023〕1501 号）

四川省发展和改革委员会



四川省经济和信息化厅



2024 年 1 月 16 日

国家发展和改革委员会 文件 国家能源局

发改价格〔2023〕1501号

国家发展改革委 国家能源局关于 建立煤电容量电价机制的通知

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，国家能源局各派出机构，中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、国家开发投资集团有限公司、华润（集团）有限公司，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为贯彻落实党中央、国务院关于加快构建新型电力系统的决策部署，适应煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型的新

形势，推动煤电转变经营发展模式，充分发挥支撑调节作用，更好保障电力安全稳定供应，促进新能源加快发展和能源绿色低碳转型，现就建立煤电容量电价机制有关事项通知如下。

一、总体思路

坚持市场化改革方向，加快推进电能量市场、容量市场、辅助服务市场等高效协同的电力市场体系建设，逐步构建起有效反映各类电源电量价值和容量价值的两部制电价机制。当前阶段，适应煤电功能加快转型需要，将现行煤电单一制电价调整为两部制电价，其中电量电价通过市场化方式形成，灵敏反映电力市场供需、燃料成本变化等情况；容量电价水平根据转型进度等实际情况合理确定并逐步调整，充分体现煤电对电力系统的支撑调节价值，确保煤电行业持续健康运行。

二、政策内容

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

（二）容量电价水平的确定。煤电容量电价按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式确定。其中，用于计算容量电价的煤电机组固定成本实行全国统一标准，为每年每千瓦 330 元；通过容量电价回收的固定成本比例，综合考虑各地电力系统需要、煤电功能转型情况等因素确定，2024~2025 年多数地方为 30%左右，

部分煤电功能转型较快的地方适当高一些，为 50%左右（各省级电网煤电容量电价水平具体见附件）。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%。

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

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

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

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

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

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

三、保障措施

（一）周密组织实施。省级价格主管部门要牵头做好煤电容量电价机制落实工作，周密部署安排，精心组织实施。跨省跨区送电送、受方要加强沟通衔接，尽快细化确定外送煤电机组容量电费分摊方式等内容，并在中长期交易合同中明确。电网企业要积极配合做好煤电容量电费测算、结算、信息统计报送等相关工作。发电企业要按规定及时申报机组最大出力，作为容量电费测算、结算、考核的依据。国家发展改革委强化煤炭价格调控监管，加强煤电中长期合同签约履约指导，促进形成竞争充分、合理反映燃料成本的电量电价，引导煤炭、煤电价格保持基本稳定，确保机制平稳实施。

（二）强化政策协同。各地要加快推进电力市场建设发展，完善市场交易规则，促进电量电价通过市场化方式有效形成，与

煤电容量电价机制协同发挥作用；已建立调峰补偿机制的地方，要认真评估容量电价机制实施后系统调峰需求、煤电企业经营状况等，相应调整有偿调峰服务补偿标准。电力现货市场连续运行的地方，可参考本通知明确的煤电容量电价机制，研究建立适应当地电力市场运行情况的发电侧容量电价机制；发电侧容量电价机制建立后，省内煤电机组不再执行本通知规定的容量电价机制。

（三）密切跟踪监测。省级价格主管部门要会同当地相关部门，积极跟踪煤电容量电价机制执行情况，密切监测煤炭、电力市场动态和价格变化，发现问题及时反映。电网企业要对煤电容量电费单独归集、单独反映，按季向省级价格主管部门和相关主管部门报送当地煤电机组容量电费结算及扣减情况、工商业用户度电分摊水平测算及执行情况、电量电费结算情况等信息。

（四）加强宣传引导。各地要加强政策解读和宣传引导，指导电网企业、发电企业向用户充分阐释建立煤电容量电价机制对发挥煤电支撑调节作用、更好保障电力安全稳定供应、促进能源绿色低碳转型的重要意义，积极回应社会关切，增进各方面理解和支持。

本通知自 2024 年 1 月 1 日起实施。政策实施过程中如遇市场形势等发生重大变化，国家发展改革委、国家能源局将适时评估调整。

附件：省级电网煤电容量电价表

(此页无正文)



2023年11月8日

附件

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%。

抄送：市场监管总局。

国家发展改革委办公厅

2023 年 11 月 9 日印发



信息公开选项：主动公开

抄送：国家发展改革委价格司、经济运行调节局、国家能源局综合司，
省政府办公厅，四川能源监管办、省市场监督管理局。

四川省发展和改革委员会办公室

2024 年 1 月 17 日印发

