

# 国家能源局华东监管局文件

华东监能市场〔2024〕34号

---

## 华东能源监管局关于扩展华东电力调峰 辅助服务市场交易至日内实施的通知

各有关电力企业、电力交易中心：

为贯彻落实习近平总书记在深入推进长三角一体化发展座谈会上作出的“规划建设新型能源体系，协同推进省间电力互济”重要指示精神，更好应对风光新能源波动性及不确定性，进一步提升华东电网消纳清洁能源能力，经研究并广泛听取意见，决定基于原华东电力调峰辅助服务市场平台，将日前跨省调峰辅助服务交易扩展至日内实施。

为此，我局对现行《华东电力调峰辅助服务市场运营规则》

进行了相应的补充修订，新增“第五章 日内市场组织流程”章节，并对日前市场组织流程进行优化。现将修订后的规则印发给你们，请遵照执行。

执行中如有问题，请及时报告。

附件：华东电力调峰辅助服务市场运营规则（2024 修订版）



---

抄送：国家能源局市场监管司，江苏、浙江、福建能源监管办，上海市  
发展改革委、经济信息化委，江苏省能源局，浙江省能源局，安徽  
省能源局，福建省发展改革委

---

华东能源监管局综合处

2024年3月26日印发

---

附件：

# 华东电力调峰辅助服务市场运营规则

## （2024 修订版）

### 第一章 总则

**第一条** 为保障华东电网安全运行，缓解华东电网各省（市）调峰资源不均、部分省（市）调峰资源不足问题，建立市场化的电力调峰辅助服务跨省调剂机制，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，全面提升华东电网消纳清洁能源能力，特制定本规则。

**第二条** 本规则依据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其相关配套文件、《电力监管条例》（国务院令第432号）、《国家能源局关于印发〈完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案〉的通知》（国能发监管〔2017〕67号）、《国家能源局关于印发〈电力辅助服务管理办法〉的通知》（国能发监管规〔2021〕61号）、《国家发展改革委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）以及国家相关法规政策制定。

**第三条** 华东电力调峰辅助服务市场（以下简称华东调峰市场）为负备用市场，通过市场化方式实现负备用跨省调

剂。省（市）电网在省（市）内调峰资源无法满足电网运行需求时，通过华东调峰市场购买省（市）外调峰资源。

**第四条** 华东调峰市场坚持市场化导向，坚持“公开、公平、公正”原则，确保市场运作规范透明。

**第五条** 国家能源局华东监管局（以下简称华东能源监管局）负责华东调峰市场的监督与管理。国家电网有限公司华东分部调度控制中心（以下简称华东网调）负责华东调峰市场的日常运行。

**第六条** 在省（市）电网出现预测调峰资源不能满足电网运行需求时，由需求省（市）电力调度机构触发启动华东调峰市场。

**第七条** 华东调峰市场与各省（市）电力市场有序衔接。华东调峰市场交易结果纳入省（市）电网省间联络线计划执行。已开展现货市场地区，华东调峰市场交易结果按照该省（市）现货市场规则执行。未开展现货市场地区，华东调峰市场交易结果作为该省（市）电力调度机构安排发电机组出力的运行依据。

**第八条** 华东电力调峰辅助服务市场包括日前电力调峰交易和日内电力调峰交易。

## **第二章 市场成员管理**

**第九条** 经营主体范围：

（一）买方：调峰资源不足的省（市）电网企业。

（二）卖方：省级及以上电力调度机构调度管辖且所处电网调峰资源充足的发电机组或者新型储能，包括：最低技术出力低于额定容量 50%的 30 万千瓦及以上燃煤发电机组，电价市场化的抽水蓄能机组、新型储能。随着市场逐步成熟，适时扩大至其它发电机组。

（三）输电方：相关电网企业

#### **第十条 发电企业、新型储能权利义务**

（一）根据发电机组最低技术出力、新型储能最大充放电能力、省（市）电力调度机构安排的发电（或充电）曲线及满足电网安全约束的可售容量进行报价。

（二）负责建设、运行和维护华东调峰市场电厂侧报价终端。

（三）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段。

（四）执行市场出清结果。

（五）法律法规等规定的其他职责。

#### **第十一条 电网企业权利义务**

（一）为经营主体提供公平的电网接入服务和输配电服务。

（二）国家电网有限公司华东分部（简称华东分部）负责分别与卖方所在电网企业和买方电网企业结算。

（三）华东分部和卖方所在电网企业按照现行结算关系

负责与中标机组结算。

（四）买方电网企业负责与相关发电企业、新型储能结算购买调峰辅助服务分摊费用。

（五）法律法规等规定的其他职责。

## **第十二条 电力调度机构职责**

（一）华东网调负责建设、运行和维护华东调峰市场技术支持系统。省（市）电力调度机构负责建设、运行和维护华东调峰市场省（市）侧配套技术支持系统。

（二）华东网调负责按市场规则运营华东调峰市场。省（市）电力调度机构配合华东网调运营华东调峰市场。

（三）省（市）电力调度机构负责发用电平衡预测，在预计调峰资源不足时申报调峰购买需求。

（四）华东网调、省（市）电力调度机构负责核定参与华东调峰市场的卖方可售容量，考核中标机组的执行情况。

（五）华东网调、省（市）电力调度机构负责调度管辖范围内电网安全校核。

（六）华东网调负责统计计算华东调峰市场交易结果并推送相关电力调度、交易机构。省（市）电力调度机构负责统计计算购买调峰辅助服务费用分摊结果并推送省（市）电力交易机构。

（七）法律法规等规定的其他职责。

## **第十三条 电力交易机构职责**

（一）华东电力交易机构负责通过信息披露平台披露华东调峰市场交易结果。省（市）电力交易机构负责通过信息披露平台披露购买调峰辅助服务费用分摊结果。

（二）提供各类经营主体的注册服务。

（三）法律法规等规定的其他职责。

**第十四条** 参加市场的发电企业、新型储能原则上到所在省（市）电力交易机构办理注册手续。由省（市）电力交易机构、电力调度机构负责将其注册信息推送至华东网调。

### **第三章 报价出清**

**第十五条** 买方省（市）电网企业申报调峰购买需求曲线，申报电力的最小单位是 10 兆瓦。

**第十六条** 卖方省（市）发电企业、新型储能分段申报卖出调峰“电力-电价”曲线。申报电价的最小单位为 1 元/兆瓦时，申报电力的最小单位为 10 兆瓦，不足 10 兆瓦部分按单段申报，分段报价时须按照价格递减方式逐段申报。

**第十七条** 华东调峰市场采用统一边际电价出清机制，分时段出清。

（一）将每个时段卖方发电企业、新型储能申报电价从高到低排序，直至满足该时段的负备用需求，出清电价为最后中标的发电企业、新型储能申报电价，如报价相同，中标结果按申报电力比例分配。

（二）多个省（市）有调峰需求时，按总需求进行出清，并将出清结果按照省（市）调峰需求比例向中标机组分配。

（三）如有卖方发电企业、新型储能因省间联络线输送能力、调峰机组变负荷速率、调峰机组深度调峰最小持续时间、日内深度调峰最大调用次数等约束不能成交的，由排序在后的发电企业、新型储能递补。

## 第四章 日前市场组织流程

**第十八条** D-1 日 11:30 前（D 为运行日，下同），买方电力调度机构申报调峰需求，卖方省（市）发电企业、新型储能根据省（市）电力调度机构安排的预计划曲线和满足电网安全约束的可售容量，申报电力调峰交易的“电力-电价”曲线。

**第十九条** D-1 日 12:30 前，华东网调接收国家电力调度控制中心（以下简称国调中心）下发的跨区联络线送电计划，完成次日检修计划审批，将相关断面限额录入安全校核系统。

若华东网调未在 12:30 前收到正式跨区联络线送电计划，后续流程相应顺延。华东网调在华东调峰市场技术支持系统中向经营主体发布后续流程相关信息。

**第二十条** D-1 日 13:00 前，华东网调根据国调中心下发的跨区联络线日前计划，编制省间联络线计划，下发各省



（市）电力调度机构。

**第二十一条** D-1 日 13:15 前，买方电网企业可修改日前调峰需求。

**第二十二条** D-1 日 13:30 前，卖方发电企业、新型储能可修改日前调峰市场报价曲线。

**第二十三条** D-1 日 13:45 前，卖方省（市）电力调度机构对发电企业、新型储能申报的调峰曲线进行合理性校验和初步安全校核，在确保其申报电力满足电网安全约束后，提交至华东网调。

若遇华东电网备用辅助服务市场启动，则先开展华东电网备用辅助服务市场交易，再开展华东调峰市场交易。华东调峰市场交易时间节点相应顺延。华东网调在华东调峰市场技术支持系统中向经营主体发布后续流程相关信息。

**第二十四条** D-1 日 14:00 前，华东网调组织电力调峰交易集中出清，形成考虑安全约束的出清结果，将出清结果在华东调峰市场技术支持系统中发布。

**第二十五条** D-1 日 14:15 前，华东网调将电力调峰交易出清结果纳入省间联络线日前计划，并下发省间联络线日前计划至各省（市）电力调度机构。

## **第五章 日内市场组织流程**

**第二十六条** 日内市场分两个交易段组织电力调峰交易

(01:15-24:00、10:15-24:00)，两次出清结果叠加。日内市场卖方原则上沿用日前市场封存的分段报价信息，以省（市）上报的日内计划作为分段报价的参考点。

**第二十七条** D日 00:15 前，买方省（市）电力调度机构申报 01:15-24:00 之间的调峰辅助服务需求。卖方省（市）电力调度机构申报 01:15-24:00 之间的日内计划、核定卖方发电企业、新型储能的可售容量，确保其可靠受入。

**第二十八条** D日 00:45 前，华东网调经过合理性校验和安全校核，完成 01:15-24:00 之间的日内华东电力调峰辅助服务市场出清，并在华东电力调峰辅助服务市场技术支持系统中发布市场出清结果。

**第二十九条** D日 9:15 前，买方省（市）电力调度机构申报 10:15-24:00 之间的调峰辅助服务需求。卖方省（市）电力调度机构申报 10:15-24:00 之间的日内计划、核定卖方发电企业、新型储能的可售容量，确保其可靠受入。

**第三十条** D日 9:45 前，华东网调经过合理性校验和安全校核，完成 10:15-24:00 之间的华东电力调峰辅助服务市场出清，并在华东电力调峰辅助服务市场技术支持系统中发布市场出清结果。

## **第六章 电量电费结算**

**第三十一条** 华东调峰市场执行日清月结，优先结算。

跨省输电费用由卖方发电企业、新型储能承担，按相关规定执行。市场初期暂不考虑跨省输电费和网损，根据电网发展和市场情况再予调整。

**第三十二条** 购买调峰辅助服务省（市）费用结算=出清外送电量×出清电价，由卖出调峰辅助服务省（市）电网企业通过华东分部向购买调峰辅助服务省（市）电网企业支付。

**第三十三条** 卖出调峰辅助服务发电机组费用结算=出清机组中标电量×出清电价，由卖出调峰辅助服务发电企业、新型储能向所在省（市）电网企业支付，并相应减少机组持有的合同电量，即卖出调峰辅助服务机组新的合同电量为发电机组原有合同电量减去本次合同电量。

**第三十四条** 华东调峰市场交易结果每月公示，经经营主体核对无异议后结算。

华东网调负责统计计算华东调峰市场交易结果并及时推送华东电力交易机构。华东电力交易机构在每月10日前通过信息披露平台向所有经营主体公示，信息披露平台不具备公示条件时，可暂由华东网调在华东调峰市场技术支持系统披露。经营主体对公示结果有异议的，应在3个工作日内提出复核申请。华东网调在接到经营主体复核申请的3个工作日内，应进行核实并予以答复。在公示、核对无异议后，华东网调将华东调峰市场交易结果加盖公章后发送给相关电力调度、交易机构。

**第三十五条** 每月月底前，华东网调向华东能源监管局报送上月华东调峰市场交易结算报表（没有交易不用报送）。省（市）电力调度机构根据当地能源监管机构或者政府部门要求报送上月参与华东调峰市场交易情况。

## **第七章 费用分摊**

**第三十六条** 购买调峰辅助服务费用由买方电网企业向相关发电企业、新型储能收取，可以通过纳入当地调峰辅助服务市场、“两个细则”、所在省（市）现货市场有关规则分摊，也可按相应能源监管机构制定的分摊原（细）则分摊，或者按照发电机组、新型储能电站调峰情况分摊。

**第三十七条** 购买调峰辅助服务费用纳入当地调峰辅助服务市场、“两个细则”等方式进行分摊的，购买调峰辅助服务费用=本省出清外送电量×（当月本省电网企业代理购电价格-华东调峰市场出清电价）。

电网企业代理购电价格仅指电网企业通过市场化方式在省（市）内向统调燃煤发电机组购电的价格。如遇当月未发生电网企业代理购电的，则公式中电网企业代理购电价格采用最近一次电网企业代理购电价格替代。

**第三十八条** 购买调峰辅助服务费用按照发电机组、新型储能电站调峰情况进行分摊的，购买调峰辅助服务费用由买方电网企业向所有在本省（市）消纳的发电企业（省级及

以上电力调度机构调度管辖发电厂）、新型储能（省级及以上电力调度机构调度管辖新型储能电站，处于放电状态）分摊。

（一）发电企业、新型储能分摊费用=发电企业、新型储能的分摊电量×（发电企业、新型储能在该省（市）的上网电价或落地电价-华东调峰市场出清电价）。

（二）发电企业、新型储能的分摊电量=该省（市）在华东调峰市场中成交的外送电量×分摊比例。

（三）分摊比例为该发电企业、新型储能按照自身调峰不足而多发电量占有在该省（市）消纳的发电企业调峰不足而多发电量之和的比例。发电企业、新型储能自身调峰不足而多发的电量指在省（市）购买调峰辅助服务的每个时段内，该发电企业、新型储能的发电利用率大于在该省（市）消纳的所有发电企业的平均发电利用率部分的电量。

1. 发电利用率=该时段发电企业、新型储能的实际发电出力/该时段发电企业的最大可调出力（新型储能取最大放电功率）。

2. 平均发电利用率=该时段在该省（市）消纳的所有发电企业、新型储能的实际发电出力之和/该时段在该省（市）消纳的所有发电企业的最大可调出力之和。

3. 因电网安全约束等原因造成发电企业、新型储能无法减出力而多发的电量应从发电企业、新型储能的发电利用率大于

所有发电企业的平均发电利用率部分的电量中予以扣除。

（四）在计算发电企业、新型储能分摊费用时，发电企业在该省（市）的上网电价或落地电价计算口径如下。

1. 发电企业、新型储能在该省（市）的上网电价或落地电价为含税，含环保电价，不含可再生能源补贴电价。

2. 发电企业、新型储能在该省（市）的上网电价或落地电价=省（市）购买调峰辅助服务时段发电企业、新型储能电度电费/上网电量或落地电量。省（市）购买调峰辅助服务时段内合同不能准确分出的，上网电价或落地电价=当月发电企业、新型储能电度电费/上网电量或落地电量。自备燃煤电厂当月无上网电费的，可采用年度厂网合同电价。

3. 若发电企业在省（市）无批复上网电价，按省（市）燃煤发电基准价作为其在该省（市）的上网电价计算分摊费用。

4. 若发电企业在该省（市）的上网电价或落地电价小于等于华东调峰市场出清电价，则不需分摊费用。

（五）省（市）外来电中若存在打捆送入省（市）的情况，在结算分摊费用时，按相应打捆方式计算分摊和结算费用。

（六）根据华东调峰市场分时段报价出清的机制，省（市）在华东调峰市场中购买调峰辅助服务的费用按照每 15 分钟一个时段分摊，每个交易日的分摊计算在实际交易日结束后进行。

（七）实际交易日结束后，购买调峰辅助服务的省（市）

电力调度机构根据国调中心、华东网调提供的省（市）外发电企业实际落地电力曲线和最大可调出力曲线（如无法明确，取当日落地最大电力），结合省（市）内发电企业实际发电出力曲线和最大可调出力曲线等，计算发电企业分摊费用。

**第三十九条** 分摊费用结算周期根据所在地分摊方式确定，可采用日清月结、月清月结等方式。

**第四十条** 购买调峰辅助服务费用分摊结果每月公示，经经营主体核对无异议后进行结算。

省（市）电力调度机构负责统计计算购买调峰辅助服务费用分摊结果，在统计计算完成后 5 个工作日内，将分摊结果推送省（市）电力交易机构，省（市）电力交易机构通过信息披露平台公示。经营主体对公示结果有异议的，应在 3 个工作日内提出复核申请。省（市）电力调度机构在接到经营主体复核申请的 3 个工作日内，应进行核实并予以答复。在公示、核对无异议后，省（市）电力调度机构将购买调峰辅助服务费用分摊结果加盖公章后发送给省（市）电力交易机构。涉及省（市）外发电企业的，可报送相应能源监管机构审核后结算。

**第四十一条** 每月月底前，省（市）电力调度机构向相应能源监管机构报送上月购买调峰辅助服务费用分摊结算报表（没有交易不用报送）。相关省级政府部门有报送要求的，省（市）电力调度机构应同时将报表抄送相关省级政府

部门。

## **第八章 执行与考核**

**第四十二条** 各发电企业、新型储能应做好华东调峰市场中标机组的运行和维护工作，执行市场出清结果。

**第四十三条** 当中标机组、新型储能执行出清结果出现偏差时，由所在省（市）电力调度机构优先安排调度管辖范围内其它机组承担偏差部分。

**第四十四条** 中标机组、新型储能因自身原因未能执行出清结果，按照当地现货市场相关规则结算或者《华东区域发电厂并网运行管理实施细则》关于调峰能力下降等条款进行考核。

## **第九章 信息发布**

**第四十五条** 华东调峰市场信息分为日前、日内信息、月度信息。日前日内信息内容包括调峰需求、供应、市场出清信息，月度信息内容为上月调峰市场结算信息。

### **第四十六条 调峰需求信息**

日前、日内经过电力电量平衡后，调峰资源不足的省（市）电力调度机构申报日前、日内调峰购买需求，申报内容为日前、日内相应时段的调峰需求。华东调峰市场技术支持系统发布该调峰需求信息。



#### **第四十七条 调峰供应信息**

日前、日内经过电力电量平衡后，调峰资源丰富的省（市）电力调度机构核定调度管辖范围内经营主体日前、日内相应时段的可售容量，华东调峰市场技术支持系统发布该调峰供应信息。

#### **第四十八条 调峰市场出清信息**

日前、日内市场出清后，华东调峰市场技术支持系统发布日前、日内华东调峰市场出清结果信息，包括经营主体、中标时段、中标调峰电力、出清电价等信息。

#### **第四十九条 调峰市场结算信息**

结算信息内容应体现所有经营主体的调峰辅助服务提供、需求和执行情况，包括经营主体、中标时段、中标调峰电力、出清电价等信息。

### **第十章 市场监管与干预**

#### **第五十条 华东能源监管局对华东调峰市场实施监管，**

可采取现场或非现场方式对本规则实施情况开展检查，对经营主体和市场运营机构违反有关规定的行为依法依规进行处理。

#### **第五十一条 发生以下情况时，华东网调、省（市）电**

力调度机构可对市场进行干预，并将干预情况报送相应能源监管机构。

（一）经营主体滥用市场力、串谋及其它违规情况导致市场秩序受到严重扰乱。

（二）华东调峰市场技术支持系统发生故障，导致市场交易无法正常进行。

（三）因恶劣天气、节假日及其它不可抗力等原因造成负荷突变、电网运行方式发生重大变化，导致市场交易无法正常进行。

（四）国家能源局或者华东能源监管局作出暂停市场交易决定。

（五）市场发生其他严重异常情况的。

#### **第五十二条 市场干预的主要手段（包括但不限于）**

（一）调整市场限价。

（二）调整市场准入和退出。

（三）调整市场出清机制。

（四）暂停市场交易。

**第五十三条** 因调峰辅助服务交易、调用、统计及结算等情况存在争议的，市场成员应协商解决。协商无法达成一致时，提出争议方应在争议发生次月内向相应能源监管机构提出书面申请。能源监管机构依法依规进行处理。

## **第十一章 附则**

**第五十四条** 本规则由华东能源监管局负责解释。

**第五十五条** 本规则与国家政策、文件规定不符的，以上位文件为准。

**第五十六条** 华东能源监管局根据市场实际运行和电力体制改革建设情况，组织对相关条款进行修改。

**第五十七条** 本规则自发布之日起实施，有效期 3 年。  
《关于修订印发〈华东电力调峰辅助服务市场运营规则〉的通知》（华东监能市场〔2022〕7 号）相应废止。