

附件：

# 华东电力调峰辅助服务市场运营规则

(修订稿)

## 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）电网和新能源企业在省（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、新型储能等运行依据。

## **第二章 市场成员管理**

**第八条** 市场成员包括各类发电企业、电网企业、电力调度机构、电力交易机构、新型储能、可调节负荷。

## **第九条 发电企业、新型储能、可调节负荷权利义务**

(一) 发电企业根据发电机组最低技术出力，省（市）电力调度机构安排的发电曲线及满足电网安全约束的可售容量进行报价，其中新能源企业根据预测出力或省（市）电力调度机构安排的发电曲线，参考省（市）电力调度机构分解的调峰需求进行报价。新型储能根据最大充电能力，省（市）电力调度机构安排的充放电曲线进行报价；可调节负荷根据其最大用电能力、基准用电功率曲线进行报价。

(二) 负责建设、运行和维护华东调峰市场本侧报价终端。

(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。

## **第十条 电网企业职责**

(一) 为市场主体提供公平的电网接入服务和输配电服务。

(二) 代理暂未直接参与市场交易的工商业用户和居民、农业用户作为价格接受者参与富余新能源调剂交易。市场过渡阶段，电网企业可采用报量报价的方式参与。

(三) 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所在电网企业结算。

(四) 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、新型储能和可调节负荷结算。

(五) 买方电网企业负责与中标机组结算, 负责与相关发电企业、新型储能、可调节负荷等主体结算购买调峰辅助服务分摊费用。

(六) 法律法规等规定的其他职责。

### **第十一条 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) 省(市)电力调度机构负责将日前调峰需求按照相关规则分解到新能源企业。

(五) 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、中标新型储能、中标可调节负荷的执行情况。

(六) 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。

(七) 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。

(八) 法律法规等规定的其他职责。

## **第十二条 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) 提供各类市场主体的注册服务。

(三) 法律法规等规定的其他职责。

## **第三章 注册、市场准入和退出**

**第十三条** 参加市场的发电企业、新型储能、可调节负荷原则上到所在省(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。

### **第十四条 市场准入条件:**

(一) 参加市场的新型储能和可调节负荷主体应为接入10千伏及以上电压等级,具备法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。

(二) 新型储能和可调节负荷主体(含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合)应具备执行市场出清结果的能力,能够响应省级及以上电力调度机构指令,其生产运行信息应满足相关电力调度机构的接入要求,可实现电力、电量数据分时计量与传

输，确保数据的准确性与可靠性。

(三)新型储能和可调节负荷主体独立参与或以聚合方式参与市场可提供的单次调节容量应不小于 2.5 兆瓦时，最大调节功率应不小于 5 兆瓦，调节可持续时间 2 小时及以上。

### 第十五条 市场退出

(一)新型储能和可调节负荷主体自进入市场起，至少 3 个自然月后，方可提出退出市场申请。

(二)新型储能和可调节负荷主体自愿退出市场的，应妥善处理交易合同相关事宜，结清参与市场产生的费用，向市场运营机构申请自愿退市，市场运营机构自收到申请起的 5 个工作日内启动退出市场程序。退出程序完成后进行公示，公示期为 7 天。公示期满无异议，新型储能和可调节负荷主体自动退出市场。

(三)新型储能和可调节负荷主体有下列情形之一的，应强制退出市场。

1) 不符合国家和地方产业政策及节能环保要求，属于落后产能、违规建设和环保不达标、违法排污项目的。

2) 存在瞒报信息、或以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场，且拒不整改的。

3) 严重违反辅助服务市场运营规则，且拒不整改的。

4) 企业违反信用承诺且拒不整改或因信用评价降低导致不适合继续参与市场交易的。

5) 违反法律法规的其他情况。

## 第四章 市场品种

**第十六条** 华东电力调峰辅助服务市场包括富余新能源调剂交易和电力调峰交易。

**第十七条** 富余新能源调剂交易指省（市）电网日前预测省（市）调峰资源无法满足电网运行需求时，可能引起新能源弃风、弃光发生时，调峰资源不足省（市）所在的新能源企业购买省（市）外调峰资源的日前辅助服务交易。

**第十八条** 电力调峰交易指省（市）电网预测省（市）调峰资源无法满足电网运行需求时，调峰资源不足的省（市）电网企业购买省（市）外调峰资源的辅助服务交易，包括日前电力调峰交易和日内电力调峰交易。

**第十九条** 新型储能参与华东调峰市场是指处在充电状态的新型储能在省（市）电网出现预测调峰资源不能满足电网运行需求时，增加充电而提供的调峰辅助服务。

**第二十条** 可调节负荷参与华东调峰市场是指可调节负荷（包括负荷聚合商、虚拟电厂等）在省（市）电网出现预测调峰资源不能满足电网运行需求时，增加用电负荷而提供的调峰辅助服务。

## 第五章 富余新能源调剂交易

**第二十一条** 富余新能源调剂交易市场主体范围：

（一）买方：省级及以上电力调度机构调度管辖且所处电网调峰资源不足的新能源企业。

（二）卖方：调峰资源丰富的省（市）电网企业、能够响应省（市）及以上电力调度机构指令且所处电网调峰资源丰富的电化学、压缩空气、飞轮等新型公用储能和可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）。电源侧、负荷侧电储能经所在电源侧、负荷侧法人同意并具备相关条件，可以从电源侧、负荷侧独立出来，按照公用电储能方式参与。

**第二十二条** 买方新能源企业申报调峰购买“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增方式逐段申报。

**第二十三条** 卖方省（市）电网企业分段申报卖出调峰“电力-电价”曲线，新型储能分段申报增加充电的调峰“电力-电价”曲线，可调节负荷分段申报超出基准用电功率曲线的调峰“电力-电价”曲线。“电力-电价”曲线包含华东分部电量输电价和买方省（市）电网企业输电价（含损耗），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。

**第二十四条** 富余新能源调剂交易采用统一边际电价出



清机制，分 96 点出清

（一）将每个时段卖方申报电价从高到低排序。

（二）将每个时段买方新能源企业报价折算到省间联络线关口落地侧，将每个时段买方新能源企业落地报价从低到高排序。

买方新能源企业落地报价=买方新能源企业报价+买方省（市）电网企业输电价（含损耗）+华东分部电量输电价

（三）按照卖买双方价差递减的原则依次出清，价差最大的交易对优先成交，直至价差小于零。存在多个价差相同的交易对时，成交电力按照交易申报电力比例进行分配。出清电价为最后中标卖方报价和买方报价（折算值）的平均值。

（四）如有卖方发电企业、新型储能、可调节负荷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、可调节负荷递补。

## 第六章 电力调峰交易

**第二十五条** 电力调峰交易市场主体范围：

（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丰富的发电机组、新型储能及可调节负荷，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，能够响应省（市）及以上电力调度机构指令的电化学、压缩空气、飞轮等新型公用储能和可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）。电源侧、负荷侧电储能经所在电源侧、负荷侧法人同意并具备相关条件，可以从电源侧、负荷侧独立出来，按照公用电储能方式参与。

**第二十六条** 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。

**第二十七条** 卖方省（市）发电企业分段申报卖出调峰“电力-电价”曲线，新型储能分段申报增加充电的调峰“电力-电价”曲线，可调节负荷分段申报超出基准用电功率曲线的调峰“电力-电价”曲线。“电力-电价”曲线包含华东分部电量输电价和买方省（市）电网企业输电价（含损耗），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。

**第二十八条** 电力调峰交易采用报价出清或统一边际电价出清机制，分 96 点出清。

**第二十九条** 电力调峰交易报价出清机制

（一）将每个时段卖方发电企业、新型储能、可调节负荷申报电价从高到低排序，根据排序结果由高到低依次出清，直至满足该时段的负备用需求，成交的发电企业、新型储能、可

调节负荷在该时段的申报电价即为该时段的出清电价，如报价相同，成交电力按照交易申报电力比例进行分配。

（二）多个省（市）有调峰需求时，按总需求进行出清，将卖方发电企业、新型储能、可调节负荷成交的每个时段按省（市）调峰需求比例进行匹配。

（三）如有卖方发电企业、新型储能、可调节负荷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、可调节负荷递补。

### **第三十条 电力调峰交易统一边际电价出清机制**

（一）将每个时段卖方发电企业、新型储能、可调节负荷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、可调节负荷申报电价，作为全网的统一出清价，如报价相同，成交电力按照交易申报电力比例进行分配。

（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市场主体分配。

（三）如有卖方发电企业、新型储能、可调节负荷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、可调节负荷递补。

## **第七章 日前市场组织流程**

**第三十一条** 华东日前调峰辅助服务市场先开展富余新能源调剂交易，若成交量仍无法满足省（市）日前调峰需求，则剩余的省（市）日前调峰需求参与日前电力调峰交易。为简化流程，富余新能源调剂交易和日前电力调峰交易的申报环节同步开展。可调节负荷和储能作为卖方申报一次“电力-电价”曲线，作为共同的申报曲线参与富余新能源调剂交易和电力调峰交易。可调节负荷和储能参与电力调峰交易的量为申报的量减去富余新能源调剂交易中的中标量。

**第三十二条** 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，考虑安全约束并按照本省（市）的相关规则将调峰需求分解到各新能源企业，组织新能源企业参与富余新能源调剂交易。新能源企业参考省（市）电力调度机构分解的调峰需求，申报富余新能源调剂交易的“电力-电价”曲线。卖方省（市）电网企业申报参与富余新能源调剂交易的“电力-电价”曲线，申报的量不应造成本省（市）发电企业出现深度调峰。发电企业根据省（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。新型储能根据省（市）电力调度机构安排的充放电曲线和满足电网安全约束的可售容量，申报增加的充电“电力-电价”曲线。可调节负荷参考基准用电功率曲线和满足电网安全约束的可售容量，申报增用负荷的“电力-电价”曲线。

**第三十三条** 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市场主体发布后续流程相关信息。

**第三十四条** 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。

**第三十五条** D-1 日 13:15 前，买方电力调度机构对新能源企业的申报量进行合理性校验和安全校核，保证电网能够安全可靠送出。卖方电力调度机构对电厂、新型储能、可调节负荷申报的调峰能力进行合理性校验和初步安全校核，在确保其电力满足电网安全约束后，提交至华东网调。

若卖方所在电网总体调峰容量扣除省内需要预留的调峰容量后明显高于卖方电网企业和卖方发电机组等主体核定的可售调峰容量之和（超过 10%），华东网调应督促相关省（市）电力调度机构重新核定发电机组可售调峰容量，同时将相关情况报告华东能源监管局。

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市场主体发布后续流程相关信息。

**第三十六条** D-1 日 13:30 前, 买方和卖方可修改日前调峰市场报价。

**第三十七条** D-1 日 14:15 前, 华东网调依次组织富余新能源调剂交易和华东电力调峰交易集中出清, 形成考虑安全约束的出清结果, 将出清结果纳入省间联络线日前计划。

**第三十八条** D-1 日 14:30 前, 华东网调下发省间联络线日前计划至各省(市)电力调度机构。华东网调在华东调峰市场技术支持系统中发布市场出清结果。

## 第八章 日内市场组织流程

**第三十九条** 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。日内市场卖方不报量不报价, 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。日前无报价的, 不参与日内市场。

**第四十条** D 日 00:15 前, 买方省(市)电力调度机构申报 01:15-24:00 之间的省间调峰辅助服务需求。卖方省(市)电力调度机构向华东网调上报 01:15-24:00 之间的日内计划, 核定卖方市场主体的可售调峰容量, 确保其可靠受入。

**第四十一条** D 日 00:45 前, 区域电力调度机构经过必要

的合理性和安全性校验，完成 01:15-24:00 之间的华东区域电力调峰辅助服务市场出清，并在华东区域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。

**第四十二条** D 日 9:15 前，买方省（市）电力调度机构申报 10:15-24:00 之间的省间调峰辅助服务需求。卖方省（市）电力调度机构向华东网调上报 10:15-24:00 之间的的日内计划、核定卖方市场主体的可售调峰容量，确保其可靠受入。

**第四十三条** D 日 9:45 前，区域电力调度机构经过必要的合理性和安全性校验，完成 10:15-24:00 之间的华东区域电力调峰辅助服务市场出清，并在华东区域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。

## 第九章 电量电费结算

**第四十四条** 华东调峰市场执行日清月结，优先结算。跨省输电费（包括买方省（市）电网企业输电费和华东分部省间输电费）由卖方电网企业、卖方发电企业、新型储能、可调节负荷承担，按相关规定执行。

**第四十五条** 卖出调峰辅助服务省（市）电网企业费用结算=本网出清电量×出清电价，由卖方省（市）电网企业向华东分部支付。

**第四十六条** 购买调峰辅助服务省（市）电网企业费用结算=出清外送电量×（出清电价-华东分部电量输电价），由

华东分部支付。

#### **第四十七条 卖出调峰辅助服务市场主体费用结算**

（一）卖出调峰辅助服务发电机组费用结算=出清机组中标上网电量×出清电价，由卖出调峰辅助服务发电企业向所在省（市）电网企业支付。结算费用为发电机组原有合同电量电价以及本次合同电量电价分别计算电费后相减。

（二）新型储能卖出调峰辅助服务费用结算=出清中标充电电量×出清电价，由卖出调峰辅助服务新型储能向所在省（市）电网企业支付。新型储能中标后，其放电电量和放电时段由所在省（市）调度机构根据电网实际运行情况统筹安排。

（三）可调节负荷卖出调峰辅助服务费用结算=出清中标电量×出清电价，由卖出调峰辅助服务可调节负荷向所在省（市）电网企业支付（省内输配电价和政府性基金及附加由省（市）电网企业根据规定收取），用于结算可调节负荷超出基准用电功率曲线的部分。

（四）国家另有规定的，则按国家规定执行。

**第四十八条 购买调峰辅助服务的新能源发电企业费用结算=出清外送电量×（出清电价-华东分部电量输电价-买方省（市）电网企业输电价（含损耗）），由所在省（市）电网企业支付。**

**第四十九条 华东调峰市场交易结果每月公示，经市场**



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市场主体公示，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。市场主体对公示结果有异议的，应在 3 个工作日内提出复核。华东网调在接到市场主体问询的 3 个工作日内，应进行核实并予以答复。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。

**第五十条** 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。

## 第十章 费用分摊

**第五十一条** 购买调峰辅助服务费用由买方电网企业向相关发电企业、新型储能电站等收取，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。

**第五十二条** 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-电力调峰交易出清电价)。

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换。

**第五十三条** 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)分摊、新型储能电站(省级及以上电力调度机构调度管辖电化学储能电站，处于放电状态)分摊。

(一)发电企业、新型储能电站分摊费用=发电企业、新型储能电站的分摊电量×(发电企业、新型储能电站在该省(市)的上网电价或落地电价-(电力调峰交易出清电价-华东分部电量输电价-购买调峰辅助服务省(市)电网企业输电价(含损耗)))。

(二)发电企业、新型储能电站的分摊电量=该省(市)在电力调峰交易成交的外送电量×分摊比例。

(三)分摊比例为该发电企业、新型储能电站按照自身调峰不足而多发电量占有所有在该省(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、新型储能电站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、新型储能电站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、新型储能电站的实际发电出力/该时段发电企业的最大可调出力（电储能电站最大放电功率）。

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、新型储能电站无法减出力而多发的电量应从发电企业、新型储能电站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。

4. 新能源企业在富余新能源调剂交易中的中标电量应从新能源企业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、新型储能电站分摊费用时，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、新型储能电站在该省（市）的上网电价或落地电价为含税，含脱硫、脱硝、除尘，不含可再生能源补贴电价。超低排放电价单独结算的，则不在计算范围；不单

独结算的，则在计算范围。

2. 发电企业、新型储能电站在该省（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、新型储能电站电度电费/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、新型储能电站电度电费/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电力调峰交易出清电价（扣减华东分部电量输电价和买方省（市）电网企业输电价（含损耗）），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 96 点报价出清的机制，省（市）在电力调峰交易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。

**第五十四条** 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。

**第五十五条** 购买调峰辅助服务费用分摊结果每月公示，经市场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，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。分摊主体对公示结果有异议的，应在 3 个工作日内提出复核。省（市）电力调度机构在接到问询的 3 个工作日内，应进行核实并予以答复。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。

**第五十六条** 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。

**第五十七条** 卖方电网企业售出调峰辅助服务产生的盈亏由卖方省（市）制定相关办法执行。

## **第十一章执行与考核**

**第五十八条** 各市场主体应做好华东调峰市场中标机组、

电站、用电设备的运行和维护工作，执行市场出清结果。

**第五十九条** 当中标市场主体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。

**第六十条** 中标市场主体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》关于调峰能力下降被发现等条款进行考核。

（一）发电机组按照发电计划曲线计算调峰能力下降幅度。

（二）新型储能按照充放电计划曲线计算调峰能力下降幅度

（三）可调节负荷售出调峰之后，用电负荷曲线应在基准用电功率曲线增加售出容量，未增加用电负荷的按照《华东区域发电厂并网运行管理实施细则》关于调峰能力下降被发现等条款考核。

可调节负荷基准用电功率曲线确定原则。

1.工作日基准用电功率曲线：前5个正常工作日相同时刻的5个用电功率值平均值曲线，如果前5个正常工作日相同时刻已有调用，则减去相应调用值。

2.休息日基准用电功率曲线：前一周休息日相同时刻的用电功率曲线，如果前一周休息日相同时刻已有调用，则减去相应调用值。

3.国家法定节假日基准用电功率曲线：上一年同一节假日相同时刻的用电功率曲线，如果上一年同一节假日相同时刻已有调用，则减去相应调用值。

4.曲线分辨率原则上不低于 15 分钟。

## 第十二章 信息发布

**第六十一条** 华东调峰市场信息分为日前、日内信息、月度信息，内容包括调峰需求、供应、市场出清、结算等。

### **第六十二条** 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。

### **第六十三条** 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市场主体日前、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。

### **第六十四条** 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，包括市场主体、中标时段、中标调峰电力、出清价格等信息。

### **第六十五条 调峰市场结算信息**

结算信息内容应体现所有市场主体调峰辅助服务提供、需求和执行情况，包括市场主体、中标时段、中标调峰电力、出清电价、输电价格等信息。

第四十七条 日前、日内信息内容包括日前及日内调峰需求、供应、市场出清。月信息内容为上月调峰市场结算信息。

## **第十三章 市场监管与干预**

**第六十六条** 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，对市场主体和市场运营机构违反有关规定的依法依规进行处理。

**第六十七条** 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）市场主体滥用市场力、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。

#### **第六十八条** 市场干预的主要手段(包括但不限于)

(一) 调整有偿调峰基准。

(二) 调整市场限价。

(三) 调整市场准入和退出。

(四) 暂停市场交易。

**第六十九条** 当全网负备用不足时,华东网调按事故应急模式进行停机和负备用支援。当全网负备用足够但买方无法买到足够负备用,为保障电网安全稳定运行,华东网调和省(市)电力调度机构对具有调峰能力的卖方机组按剩余可售容量的比例进行直接调用,结算价格取华东四省一市最低燃煤发电基准价的50%、日前各省级现货市场该时段出清价的最小值。

为保障华东调峰市场健康运行,华东网调可根据电网实际运行、发电机组发电意愿等情况,按照公平、合理原则,设立报价限价,调整直接调用结算价格,并在华东调峰市场启动前在技术支持系统发布信息,同时将相关情况报告华东能源监管局。

**第七十条** 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。

## 第十四章附则

**第七十一条** 本规则由华东能源监管局负责解释。

**第七十二条** 本规则与国家政策、文件规定不符的，以上位文件为准。

**第七十三条** 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，组织对相关标准和条款进行修改。

**第七十四条** 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。