

国家能源局华东监管局文件

华东监能市场〔2020〕146号

关于修订印发《安徽电力调峰辅助服务市场运营规则（试行）》的通知

国网安徽省电力有限公司,有关发电企业、电化学储能电站企业:

为贯彻落实《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》（发改能源〔2017〕1701号）、《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）、《关于提升电力系统调节能力的指导意见》（发改能源〔2018〕364号）等文件要求,提升电力系统调节能力,促进风电、光伏等可再生能源消纳,调动电化学储能电站提供辅助服务的积极性,我局组织修订了《安徽电力调峰辅助服务市场运

营规则（试行）》。相关条款修订如下：

一、第十二条修改为：安徽电力调峰辅助服务市场主体为安徽电力调度机构调度管辖范围内并且接入电压等级在 35 千伏及以上的各类型发电企业、电化学储能电站（以下简称电储能）企业。其中，光伏扶贫电站、抽水蓄能电站、无上网电量的自备电厂暂不纳入市场主体范围，后续随国家政策进行调整完善。

二、第三十四条修改为：电储能调峰是指蓄电设施在电网调峰能力不足时段，根据调度指令减少放电功率或者增加充电功率，提供的辅助服务。

三、第三十五条修改为：电储能既可在电源侧，也可在负荷侧，或者是公用电储能。电源侧、负荷侧电储能参与安徽电力调峰辅助服务市场应具备的相关条件以及退出条件由安徽省电力调度机构制定，并报国家能源局华东监管局。

四、第三十六条修改为：在火电厂计量出口内建设的电储能设施，与机组联合参与调峰，按深度调峰交易管理执行。

公用电储能参与安徽电力调峰辅助服务市场，须将实时充放电等信息上传至安徽电力调度控制中心，并接受安徽电力调度控制中心统一调度。

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安徽电力调峰辅助服务市场。

五、第三十七条修改为：公用电储能可以分放电降功率和充电加功率不同情况报价，充电加功率报价应不低于放电降功率报价。深度调峰调用时，电储能与燃煤火电机组同台竞争，相同报价时优先调用燃煤火电机组。

深度调峰电量为放电功率低于基本调峰下限（额定放电功率的50%）或者处于充电状态时减少的放电电量和增加的充电电量。非电网运行需要，电储能放电降功率或者充电加功率不计入深度调峰电量。

《安徽电力调峰辅助服务市场运营规则（试行）》现重新印发，请遵照执行。

附件：安徽电力调峰辅助服务市场运营规则（试行）

(此页无正文)



抄送：国家能源局市场监管司，安徽省能源局

华东能源监管局综合处

2020年11月29日印发

附件：

安徽电力调峰辅助服务市场运营规则（试行）

第一章 总则

第一条 为建立电力调峰辅助服务分担共享新机制,发挥市场在资源配置中的决定性作用,保障安徽省电力系统安全、稳定、经济运行,促进风电、光伏等新能源消纳,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）、《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场〔2006〕43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）、《关于提升电力系统调节能力的指导意见》（发改能源〔2018〕364号）以及国家有关法律、法规及行业标准制定。

第三条 本规则所称电力调峰辅助服务是指为维护电力系统的安全稳定运行,保证电力平衡,并网发电厂或电储能设施按照电力调度指令,平滑稳定调整出力或者改变运行状态,所提供的服务。

电力调峰辅助服务市场包括深度调峰交易、应急停机调峰交易和电储能调峰交易,后期将逐步扩大电力辅助服务交易品种,并补充相应市场运营规则。

第四条 电力调峰辅助服务坚持“公开、公平、公正”原则，坚持市场化导向，确保市场规范透明运作。

第五条 电力调峰辅助服务市场以确保电力系统设备安全、供电安全、供热安全为前提。各参与单位须严格执行电力调度指令，不得以参与电力调峰辅助服务市场为由，影响设备安全、供电安全、供热安全。

第六条 本规则涉及《华东区域发电厂并网运行管理实施细则》、《华东区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》（以下简称“两个细则”）有偿调峰内容不重复补偿或考核。

第二章 市场成员

第七条 安徽电力调峰辅助服务市场成员包括市场运营机构和市场主体。

第八条 安徽电力调峰辅助服务市场的运营机构为安徽电力调度控制中心、安徽电力交易中心有限公司及国网安徽省电力有限公司。

第九条 安徽电力调度控制中心主要职责：

- （一）按照规则管理、运营电力调峰辅助服务市场；
- （二）建设、维护电力调峰辅助服务市场技术支持系统；
- （三）依据市场规则组织交易，按照交易结果进行调用；
- （四）按规定发布市场信息；
- （五）向安徽电力交易中心有限公司提供市场交易结果；
- （六）评估市场运行状态，对市场规则提出修改意见；

- (七) 紧急情况下中止市场运行, 保障电力系统安全运行;
- (八) 向华东能源监管局报送相关市场信息;
- (九) 其他规定的职责。

第十条 安徽电力交易中心有限公司主要职责:

- (一) 负责市场主体注册等管理;
- (二) 出具结算凭证;
- (三) 其他规定的职责。

第十一条 国网安徽省电力有限公司主要职责:

- (一) 按规则传输和配送电能, 保障输电通道等输变配电设施安全稳定运行;
- (二) 依据结算凭证, 与相关市场主体进行电费结算;
- (三) 其他规定的职责。

第十二条 安徽电力调峰辅助服务市场主体为安徽电力调度机构调度管辖范围内并且接入电压等级在 35 千伏及以上的各类型发电企业、电化学储能电站 (以下简称电储能) 企业。其中, 光伏扶贫电站、抽水蓄能电站、无上网电量的自备电厂暂不纳入市场主体范围, 后续随国家政策进行调整完善。

经跨省区联络线送入安徽消纳的省外发电企业待安徽电力调峰辅助服务市场运营较为成熟后, 再纳入市场主体范围, 相关规则另行制定。

第十三条 火力发电机组自按《火力发电建设工程启动试运及验收规程》(DL/T5437-2009) 要求完成整套启动试运时纳入市场主体范围。水力发电机组按《水电工程验收规程》(NB/T

35048-2015) 要求完成带负荷连续运行时纳入市场主体范围。风电场和光伏电站自并网发电之日起纳入市场主体范围。其他发电机组原则上自基建调试完成交付生产运行之日纳入市场主体范围。

第十四条 市场主体的主要职责:

(一) 按要求提供基础技术参数, 或提供有资质单位出具的电力调峰辅助服务能力测试报告;

(二) 按规则参与电力调峰辅助服务市场, 按安徽电力调度控制中心指令提供电力调峰辅助服务;

(三) 参与市场结算, 按规则获得电力调峰辅助服务收益, 并承担电力调峰辅助服务分摊费用和偏差考核费用;

(四) 加强设备运行维护, 确保机组运行安全;

(五) 其他规定的职责。

第三章 电力调峰辅助服务交易分类

第一节 深度调峰交易

第十五条 深度调峰是指并网发电机组根据系统运行需要, 调减出力至低于有偿调峰基准值以下, 所提供的辅助服务。

第十六条 深度调峰交易卖方原则上为燃煤发电机组。其他市场主体有意向作为深度调峰交易卖方, 可以向安徽电力调度控制中心提出。安徽电力调度控制中心根据电网调度运行管理实际以及该市场主体技术条件确定是否可以作为卖方。双方不能达成一致的, 由华东能源监管局协调处理。

买方为所有市场主体。

第十七条 燃煤火电机组有偿调峰基准值暂定为其额定容量的 50%。额定容量数值取自电力业务许可证。有偿调峰基准值将根据电网调峰需求、辅助服务补偿情况等适时调整。

第十八条 深度调峰交易分为全网深度调峰和局部深度调峰交易。

安徽电力调度控制中心在日前或者日内进行负荷预测和负备用计算时，当预计电网负备用小于裕度值，需要将一台及以上并网机组降至有偿调峰基准值以下时，启动全网深度调峰交易。

当局部电网发生阻塞，需要将一台及以上并网机组降至有偿调峰基准值以下时，启动局部深度调峰交易。

第十九条 深度调峰交易单位统计周期为 15 分钟。在每个单位统计周期中，计算机组深度调峰补偿费用、分摊费用、净结算费用。深度调峰交易实行日清月结。

第二十条 深度调峰交易采用阶梯式、分机组报价，以机组各档负荷率作为一个报价区间，随负荷率降低而增加，下一档报价不得低于上一档报价。具体负荷率分档及报价上限见下表。

深度调峰交易分档报价上限表

单位：元/千千瓦时

报价档位	机组负荷率	调峰报价上限（含税）
第一档	$45\% \leq \text{负荷率} < 50\%$	300
第二档	$40\% \leq \text{负荷率} < 45\%$	400
第三档	$35\% \leq \text{负荷率} < 40\%$	600
第四档	$0 < \text{负荷率} < 35\%$	800

备注：燃煤火电机组负荷率为机组发电出力与机组额定容量之比。

第二十一条 市场初期，深度调峰交易模式为日前报价、日内调用、实时出清。

第二十二条 安徽电力调度控制中心在调用深度调峰时，根据报价档位由低到高逐档依次调用，相同报价档位依据市场主体日前报价由低到高在日内依次调用，相同报价按节能减排系数由大到小依次调用。

$$\text{节能减排系数} = k_1 \frac{\text{该机组供电煤耗}}{\text{平均供电煤耗}} + k_2 \frac{\text{该机组环保因子}}{\text{平均环保因子}}$$

式中： k_1 、 k_2 为权重，分别取 0.6 和 0.4；机组供电煤耗、环保排放数据取自《安徽省公用燃煤火电机组节能减排分析报告》（白皮书），在发布后第二个月更新。机组环保因子为二氧化硫、氮氧化物以及烟尘排放量算术平均值。平均供电煤耗数据、平均环保因子为公用燃煤火电机组供电煤耗、环保因子算术平均值。

第二十三条 深度调峰交易按照各档深度调峰电量及对应出清价格进行结算。其中，深度调峰电量为燃煤火电机组调减出力至有偿调峰基准值以下时形成的未发电量。出清价格为其所在深度调峰分档区间内的报价。

单位统计周期内，燃煤火电机组深度调峰补偿费用计算公式如下：

$$F_{i, \text{深度调峰补偿}} = Q_{i, \text{深度调峰}} \cdot P_{i, \text{深度调峰}}$$

式中， $F_{i, \text{深度调峰补偿}}$ 为单位统计周期内，燃煤发电机组 i 深度调峰补偿费用； $Q_{i, \text{深度调峰}}$ 为单位统计周期内，燃煤发电机组 i 深

度调峰电量； $P_{i, \text{深度调峰}}$ 为燃煤发电机组 i 深度调峰结算价格，原则上为燃煤发电机组 i 深度调峰报价。

单位统计周期内，燃煤火电企业深度调峰补偿费用计算公式如下：

$$F_{j, \text{深度调峰补偿}} = \sum_{i=1}^n F_{i, \text{深度调峰补偿}}$$

式中， $F_{j, \text{深度调峰补偿}}$ 为单位统计周期内，燃煤火电企业 j 深度调峰补偿费用； $F_{i, \text{深度调峰补偿}}$ 为单位统计周期内，燃煤火电机组 i 深度调峰补偿费用； n 为燃煤火电企业 j 参与深度调峰机组台数。

单位统计周期内，全网深度调峰补偿费用计算公式如下：

$$F_{\text{全网, 深度调峰补偿}} = \sum_{j=1}^n F_{j, \text{深度调峰补偿}}$$

式中， $F_{\text{全网, 深度调峰补偿}}$ 为单位统计周期内，全网深度调峰补偿费用； $F_{j, \text{深度调峰补偿}}$ 为单位统计周期内，燃煤火电企业 j 深度调峰补偿费用； n 为参与深度调峰的燃煤火电企业数。

第二十四条 全网深度调峰启动时，全网深度调峰补偿费用由所有市场主体按照深度调峰交易时段上网电量比例共同分摊。局部深度调峰启动时，局部深度调峰交易补偿费用由阻塞区域内市场主体按照深度调峰交易时段上网电量比例共同分摊。全网深度调峰和局部深度调峰同时启动时，全网深度调峰和局部深度调

峰补偿费用由所有市场主体按照深度调峰交易时段上网电量比例共同分摊。

单位统计周期内，市场主体深度调峰分摊费用计算公式如下：

$$R_{j, \text{深度调峰分摊}} = \frac{W_{j, \text{上网}}}{\sum_{j=1}^n W_{j, \text{上网}}} F_{\text{全网, 深度调峰补偿}}$$

式中， $R_{j, \text{深度调峰分摊}}$ 为单位统计周期内，市场主体 j 深度调峰分摊费用； $W_{j, \text{上网}}$ 为单位统计周期内，市场主体 j 上网电量，其中：市场主体实时发电信息采集不全的，出力按 85% 负荷率计算上网电量，因防汛、灌溉等要求无法参与深度调峰的水电机组，不参与深度调峰费用的分摊，安徽电力调度控制中心应将原因详细记录备查； $F_{\text{全网, 深度调峰补偿}}$ 为单位统计周期内，全网深度调峰补偿费用。

局部深度调峰交易补偿费用分摊计算公式参照全网深度调峰交易补偿费用分摊计算公式。

第二十五条 安徽省参与华东电力调峰辅助服务市场，购入调峰辅助服务费用分摊按照上述深度调峰补偿费用分摊方式计算，信息发布、报送、费用结算等其他内容按照《华东电力调峰辅助服务市场运营规则》相关规定执行。

第二十六条 安徽电力调度控制中心每日、每月汇总各市场主体当日、当月各单位统计周期内深度调峰补偿费用和深度调峰分摊费用，计算每日、每月各市场主体深度调峰净结算费用。

第二节 应急停机调峰交易

第二十七条 应急停机调峰是指发电机组根据日内电网调峰需要，按照电力调度指令调停备用，并具备根据电力调度指令随时再次并网条件，提供的辅助服务。

市场初期，应急停机调峰交易的卖方为 10 万千瓦及以上公用燃煤火电机组（其他发电机组停机调峰补偿执行“两个细则”相关规定）；买方为所有市场主体。

第二十八条 应急停机调峰交易启动条件为：安徽电力调度控制中心在日内电网调峰安排时，需要安排燃煤火电机组调停备用。

第二十九条 应急停机调峰交易分机组报价，不同容量等级设定不同报价上限。具体容量等级报价上限见下表：

应急停机调峰交易报价上限表

单位：万元/台次

机组额定容量级别	报价上限（万元/次）
10-25 万千瓦级	50
30 万千瓦级	100
60 万千瓦级	150
100 万千瓦级	200

第三十条 应急停机调峰交易优先调用非超超临界发电机组，再调用超超临界发电机组。同属非超超临界或者超超临界发电机组的，优先调用单位容量应急停机报价低的机组，相同单位容量应急停机报价的，优先调用节能减排系数大的机组。

第三十一条 应急启停调峰交易根据机组报价按台次结算，实行月清月结。发电机组停机结束并成功并网运行时计为 1 台次。

第三十二条 应急停机调峰补偿费用按照市场主体月度深度调峰分摊费用承担比例进行分摊。具体分摊费用按照以下方式计算：

市场主体月度应急停机调峰分摊费用 = (该市场主体月度深度调峰分摊费用 / 月度深度调峰总分摊费用) × 应急停机调峰补偿费用

第三十三条 安徽电力调度控制中心每月汇总各市场主体当月应急停机调峰台次、补偿费用和分摊费用，计算每月各市场主体应急停机调峰净结算费用。

第三节 电储能调峰交易

第三十四条 电储能调峰是指蓄电设施在电网调峰能力不足时段，根据调度指令减少放电功率或者增加充电功率，提供的辅助服务。

第三十五条 电储能既可在电源侧，也可在负荷侧，或者是公用电储能。电源侧、负荷侧电储能参与安徽电力调峰辅助服务市场应具备的相关条件以及退出条件由安徽省级电力调度机构制定，并报国家能源局华东监管局。

第三十六条 在火电厂计量出口内建设的电储能设施，与机组联合参与调峰，按深度调峰交易管理执行。

公用电储能参与安徽电力调峰辅助服务市场，须将实时充放电等信息上传至安徽电力调度控制中心，并接受安徽电力调度控制中心统一调度。

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安徽电力调峰辅助服务市场。

第三十七条 公用电储能可以分放电降功率和充电加功率不同情况报价，充电加功率报价应不低于放电降功率报价。深度调峰调用时，电储能与燃煤火电机组同台竞争，相同报价时优先调用燃煤火电机组。

深度调峰电量为放电功率低于基本调峰下限(额定放电功率的 50%)或者处于充电状态时减少的放电电量和增加的充电电量。非电网运行需要，电储能放电降功率或者充电加功率不计入深度调峰电量。

第四章 市场组织与竞价

第三十八条 每个工作日 10:00 前，燃煤发电厂申报次日深度调峰服务价格和应急停机调峰服务价格。当日未申报的，默认为最近一次有效报价，首次未申报的，视为零报价。

第三十九条 每个工作日 19:00 前，安徽电力调度控制中心编制并发布次日发电计划。

第四十条 次日，电网实时运行过程中，安徽电力调度控制中心根据机组日前报价排序，结合最新的超短期负荷预测和电网运行情况，对市场交易进行实时出清，滚动计算并开展安全校核，修正发电机组预计出力曲线，安排机组参与调峰辅助服务。

第四十一条 安徽电力调度控制中心可在节假日前集中组织多日电力调峰辅助服务交易。

第五章 交易结果执行

第四十二条 燃煤发电厂应做好发电机组运行维护工作，保障发电机组能够按照要求提供调峰辅助服务。

第四十三条 电力调峰辅助服务交易结果不影响发电机组年度电量计划和市场交易电量执行。

第四十四条 在保障电网安全运行前提下，优先调用基本调峰辅助服务，再调用有偿调峰辅助服务。

第四十五条 发电机组自动发电控制（AGC）补偿考核执行“两个细则”相关规定。由于安徽电力调度控制中心 AGC 主站下达调频指令造成发电机组深度调峰交易结果未执行或者执行不到位，不考核深度调峰交易结果执行情况。

AGC 严格跟踪负荷曲线和 AGC 未投用时，对深度调峰交易结果执行情况进行偏差考核。

（一）偏差电量计算

偏差电量=|调峰中标电量-调峰实际电量|

其中，调峰中标电量为单位统计周期内有偿调峰基准功率发电量减去计划发电量来计算；调峰实际电量按照统计周期内有偿调峰基准功率发电量减去实际发电量来计算。

（二）偏差考核费用及深度调峰补偿费用计算

1. 当偏差电量 $\leq 2\% \times$ |调峰中标电量|时，若调峰实际电量大于调峰中标电量，机组深度调峰服务费按照调峰实际电量和中标电价结算；若调峰实际发电量小于调峰中标电量，机组深度调峰服务费按照调峰实际电量和实际出力对应的档位报价结算。

2. 当偏差电量 $>2\% \times |\text{调峰中标电量}|$ 时，若调峰实际电量大于调峰中标电量，机组深度调峰服务费按照调峰中标电量和中标电价结算；若调峰实际电量小于调峰中标电量，机组深度调峰服务费按照调峰实际电量和实际出力对应的档位报价结算，另外收取深度调峰交易偏差考核费用。

深度调峰交易偏差考核费用=（偏差电量 $-2\% \times |\text{调峰中标电量}|$ ） $\times$ 中标价格 $\times$ 惩罚系数

惩罚系数暂定为 2。

（三）非发电机组原因造成的偏差电量不予考核，包括：

1. 电网网络约束；
2. 电力调度指令要求；
3. 保障电网安全临时调整出力。

第四十六条 发电机组若未能在安徽电力调度控制中心下达的解（并）列时间前后 1 小时内完成机组解（并）列操作，按以下方式计算应急停机调峰交易偏差考核费用。

应急停机调峰交易偏差考核费用=时间偏差系数 $\times$ 中标价格

时间偏差系数=解（并）列超过允许小时数/8

时间偏差系数最大为 3。

第四十七条 深度调峰交易、应急停机调峰交易偏差考核费用月度汇总之后，按照市场主体月度深度调峰分摊费用承担比例进行返回。

第四十八条 发电机组由于启停机、非计划停运或其他自身原因降低出力至有偿调峰基准值以下的，不视为提供深度调峰辅助服务。安徽电力调度控制中心和发电厂应将原因详细记录备查。

第四十九条 因电网安全运行、网络阻塞等原因，对发电机组出力有特殊要求时，安徽电力调度控制中心有权调整出清结果。调整时，安徽电力调度控制中心需要详细记录调整原因。

（一）对于未中标但需要调用的机组，该机组出清价格为最近一日各发电机组该档深度调峰或同容量等级应急停机调峰平均出清价格。产生的调峰辅助服务补偿费用按照上述相应分摊公式计算分摊费用。

（二）因网络阻塞原因，安徽电力调度控制中心调整出清结果时，根据机组对阻塞断面的灵敏度由高到低在日内依次调用，被调用机组的出清价格为最近一日各发电机组该档全网深度调峰平均出清价格。

（三）对于中标但未能调用或者仅能部分调用的机组，该机组按实际提供的调峰辅助服务获得补偿，不考核电量偏差。

（四）对于某些时间因特殊原因不能参与市场的机组，安徽电力调度控制中心要向该发电企业说明原因。

第六章 计量与结算

第五十条 电力调峰辅助服务计量的依据为：调度指令、智能电网调度控制系统采集的实时数据、电能量采集系统的电量数据等。

第五十一条 安徽电力调度控制中心在每月 15 日前完成各市场主体上月深度调峰补偿费用、分摊费用、净结算费用，应急停机调峰补偿费用、分摊费用、净结算费用，深度调峰和应急停机调峰考核费用、返回费用统计工作，并将统计结算提交安徽电

力交易中心有限公司。

第五十二条 安徽电力交易中心有限公司将安徽电力调峰辅助服务交易结算费用随同电量电费一并结算，出具结算凭证。

第五十三条 国网安徽省电力有限公司依据结算凭证与市场主体进行结算。各市场主体在当月电费总额基础上加（减）应获得（支付）的电力调峰辅助服务交易费用总额，按照电费结算关系向电网企业开具增值税发票，与当月电费一并结算。

第七章 信息发布

第五十四条 安徽电力调度控制中心应建立电力调峰辅助服务市场技术支持系统，按相关规定向市场主体发布电力调峰辅助服务市场相关信息。

第五十五条 安徽电力调度控制中心在每个工作日 12:00 前发布上一个工作日深度调峰调用时段、实际最大调峰容量，19:00 前发布次日深度调峰出现时段、最大调峰需求容量。各市场主体如对成交信息有异议，应于发布次日 17:00 前向安徽电力调度控制中心提出核对申请，逾期不予核对。

第五十六条 安徽电力调度控制中心应在每月第 7 个工作日 12:00 前发布上月电力调峰辅助服务市场月度信息。各市场主体如对月度信息有异议，应于第 9 个工作日 17:00 前向安徽电力调度控制中心提出核对要求，逾期不予核对。安徽电力调度控制中心于第 12 个工作日发布确认后的统计结果。

第五十七条 安徽电力调度控制中心对各市场主体报价信息应严格保密，对于需要调取报价信息的，应建立报价信息获取审

核机制。

第八章 市场监管及干预

第五十八条 华东能源监管局对安徽电力调峰辅助服务市场运营情况进行监督管理。

第五十九条 安徽电力调度控制中心每月第 15 个工作日前将安徽电力调峰辅助服务市场交易结果报华东能源监管局。

第六十条 各市场成员发现异常情况，应及时向华东能源监管局提出。华东能源监管局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行为依法依规予以处理。

第六十一条 发生市场主体滥用市场力、串谋及其他严重违约等情况，导致市场秩序受到严重扰乱，华东能源监管局可实施市场干预，暂停、取消相关市场主体的准入资格。

第六十二条 当电力系统发生故障、市场运营相关系统发生故障、恶劣天气或自然灾害影响、保电工作需要以及其他必要情况，安徽电力调度控制中心视实际情况实施市场干预，直至中止市场。

第六十三条 因电力调峰辅助服务交易、调用、统计及结算等情况存在争议的，市场主体应与市场运营机构进行核对。核对后仍有争议的，由华东能源监管局核实处理。

第九章 附则

第六十四条 本规则由华东能源监管局负责解释。

第六十五条 华东能源监管局可根据市场实际运行情况，对相关条款进行修改。

第六十六条 本规则自发布之日起实施。