

# 国家能源局华东监管局 上海市发展和改革委员会 文件 上海市经济和信息化委员会

华东监能市场〔2020〕41号

---

## 关于印发《上海电力调峰辅助服务市场 运营规则（试行）》的通知

各有关电力企业：

为贯彻落实《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、《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）、《国家发展改革委 国家能源局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，提升上海电力系统调节能力，促进清洁能源消纳，华东能源监管局会同上海市发展改革委、

上海市经济信息化委在广泛征求意见的基础上，组织制定了《上海电力调峰辅助服务市场运营规则（试行）》，并完成模拟运行检验，现印发你们，请遵照执行。

附件：上海电力调峰辅助服务市场运营规则（试行）



2020年4月22日

---

抄送：国家能源局市场监管司

---

华东能源监管局综合处

2020年4月22日印发

---

附件：

# 上海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，保障上海电力系统安全、稳定、经济运行，促进清洁能源消纳，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）、《国家发展改革委 国家能源局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、电储能设施或虚拟电厂按照电力调度指令，平滑稳定调整出力或者改变运行状态，所提供的服务。



上海电力调峰辅助服务市场包括深度调峰交易、调停调峰交易、电储能调峰交易和虚拟电厂调峰交易，后期将逐步增加电力辅助服务交易品种，并补充相应市场运营规则。

待上海电力现货市场建成后，具备主辅联合出清的条件时，按照上海电力现货市场运营规则执行。

**第四条** 上海电力调峰辅助服务市场坚持“公开、公平、公正”原则，坚持市场化导向，确保规范透明运作。

**第五条** 上海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** 上海电力调峰辅助服务市场启动期间，《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”）中与本规则相同的有偿调峰项目不再补偿或考核。

## **第二章 市场成员**

**第七条** 上海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** 上海电力调峰辅助服务市场的运营机构为上海电力调度控制中心、上海电力交易中心有限公司及国网上海市电力公司。

**第九条** 上海电力调度控制中心的主要职责

- (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, 调用调峰辅助服务;
- (四) 按规定发布和报送相关市场信息;
- (五) 向上海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, 紧急情况下中止市场运行, 保障电力系统安全稳定运行;
- (七) 其他规定的职责。

**第十条** 上海电力交易中心有限公司的主要职责

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

**第十一条** 国网上海市电力公司的主要职责

- (一) 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** 上海电力调峰辅助服务市场主体包括上海市内发电企业和市外送电企业。

上海市内发电企业为上海电力调度控制中心调度管辖范围内的发电机组，包括火电、风电、光伏等各类型发电机组，以及虚拟电厂项目，不包括燃油调峰机组、燃气调峰机组、自备发电厂、单机6兆瓦以下自发自用为主的发电项目。

上海市外送电企业为通过跨省区联络线送入上海电网的各种电源，不包括为解决上海调峰矛盾的省间置换电量。初始阶段，上海市外送电企业暂定为三峡水电站、向家坝水电站、华东电力调控分中心调度管辖范围内电量送上海电网消纳的发电厂（上海所拥有的华东统销、抽水蓄能电站份额除外）、年度和月度未约定峰谷曲线的市场化外购电。

随着上海电力调峰辅助服务市场的成熟，逐步引入其他市场主体参与上海电力调峰辅助服务市场。

**第十三条** 火力发电机组按《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/T35048-2015）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，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，按上海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补偿，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 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** 市场初期，考虑到上海市外送电企业不属于上海电力调度机构调度管辖范围，深度调峰交易卖方原则上为上海市内公用燃煤发电机组。其他市场主体有意向作为深度调峰交易卖方，可以向上海电力调度控制中心提出。上海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，由华东能源监管局会同上海市发展改革委、上海市经济信息化委协调处理。



买方为所有市场主体。

**第十七条** 燃煤发电机组有偿调峰基准值暂定为其额定容量的 47%。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** 上海电力调度控制中心在电网实时运行过程中,需要将一台及以上并网机组出力降至有偿调峰基准值以下时,启动深度调峰交易。

**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。

**第二十条** 深度调峰交易采用阶梯式、分机组报价。

(一) 发电机组按负荷率分档进行报价,申报价格随负荷率降低而增加,下一档报价不得低于上一档报价。

(二) 报价范围必须覆盖发电机组最低技术出力至额定容量的 47%。低于最低技术出力仍有调峰能力的,发电机组按自身能力报价。

(三) 报价从 0 开始,按照 5 元/千千瓦时递增,并设置上限值。以具体负荷率分档及报价上限见下表。随着市场逐步成熟,将根据发电机组的实际成本变化情况,结合市场承受力,适时调整调峰报价上限值,由上海市价格主管部门会同相关部门研究确定。



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                         | 深度调峰报价上限（含税） |
|------|-------------------------------|--------------|
| 第一档  | $40\% \leq \text{负荷率} < 47\%$ | 100          |
| 第二档  | $35\% \leq \text{负荷率} < 40\%$ | 400          |
| 第三档  | $0 < \text{负荷率} < 35\%$       | 600          |

备注：燃煤发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 深度调峰调用原则**

（一）当需要调用第一档调峰能力时，上海电力调度控制中心根据上海电网调频需要、电力“三公”调度、节能发电调度、电网网架结构等情况按需调用，出清价格执行统一出清价。统一出清价为所有发电机组有效报价的平均值。

（二）当需要调用第二档及以上调峰能力时，上海电力调度控制中心根据电网运行需要按序调用，出清价格为发电机组各自报价。

上海市内公用常规燃煤发电机组平均负荷率低于45%，上海电力调度控制中心根据负荷预计仍需调减发电出力时，可调用第二档及以上调峰能力。

上海电力调度控制中心需要调用第二档及以上调峰能力时，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依次调用，相同报价按照亚临界、超临界、

超超临界顺序调用，相同参数等级优先调用报价时间早的发电机组。

**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发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。出清价格原则上为统一出清价格或者其所在深度调峰分档区间内的报价。

**（一）单位统计周期发电机组深度调峰补偿费用计算**

单位统计周期内，燃煤发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，原则上为统一出清价格或者燃煤发电机组  $i$  深度调峰报价。

**（二）单位统计周期发电企业深度调峰补偿费用计算**

单位统计周期内，燃煤发电厂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，燃煤发电厂  $j$  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，燃煤发电厂  $j$  第  $i$  台燃煤机组深度调峰补偿费用； $n$  为燃煤发电厂  $j$  参与深度调峰机组台数。

### （三）单位统计周期全网深度调峰补偿费用计算

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总额； $F_{j, \text{深度调峰补偿}}$ 为单位统计周期内，燃煤发电厂  $j$  深度调峰补偿费用； $n$  为参与深度调峰的燃煤发电厂家数。

**第二十四条** 上海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，计算每月深度调峰补偿费用。

**第二十五条** 每月深度调峰补偿费用由所有市场主体按照该月电量比例分摊，计算公式如下：

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

式中， $R_j$ 为市场主体  $j$  承担的分摊费用，单位上网电量分摊费用最大值为批复上网电价，超过部分由其余市场主体滚动分摊，出现不能完全分摊情况时，由华东能源监管局会同上海市发展改革委、上海市经济信息化委协调处理； $F_{\text{全网，深度调峰补偿}}$ 为月度全网深度调峰补偿费用总额； $Q_j$ 为分摊电量，对于上海市内发电企业为月度上网电量，对于上海市外送电企业为落地上海电网月度电量，并考虑相关因素作适当调整； $n$ 为市场主体个数。

分摊电量考虑以下因素进行调整：

（一）与其他地区“两个细则”衔接

考虑到华东电力调控分中心调度管辖发电厂已参与“两个细则”补偿和考核，华东电力调控分中心调度管辖发电厂暂不从上海电力调峰辅助服务市场获得补偿。

华东电力调控分中心调度管辖发电厂（上海所拥有的华东统销、抽水蓄能电站份额除外，下同）送上海电网联络线总口子日计划电量谷峰比水平应不大于上海用电负荷谷峰比（上海用电负荷谷峰比根据上海电力调度控制中心每日 12:00 前报送华东电力调控分中心的次日或多日预计用电负荷计算所得）。

若未满足上述条件，华东电力调控分中心调度管辖发电厂当日送上海电网电量应参与上海电力调峰辅助服务市场分摊计算。但是，华东电力调控分中心调度管辖发电厂送上海电网联络线总口子由于上海电网实际需要造成谷峰比达不到要求的，免予分摊。



上海电力调度控制中心每月统计计算华东电力调控分中心调度管辖发电厂参与分摊总电量、高峰电量、腰荷电量、低谷电量和时间，发送华东电力调控分中心核对确认。

华东电力调控分中心调度管辖发电厂分摊费用由国网上海市电力公司与国网华东分部结算，国网华东分部将该分摊费用纳入到华东电力调控分中心调度管辖范围“两个细则”辅助服务费用分摊，并与相关发电厂结算。

## （二）因上海需要所发电量

1. 三峡水电站、向家坝水电站因上海需求，如冬季寒潮顶峰等情况增送电力电量。此部分落地上海电网电量不纳入分摊电量。

2. 三峡水电站、向家坝水电站应留存相关政府部门、电力调度机构调度指令及文件记录，每月初 5 个工作日内将上月相关文件资料和影响时间发送上海电力调度控制中心。上海电力调度控制中心提出曲线修改建议的，上海电力调度控制中心应留存相关文件资料和影响时间。上海电力调度控制中心汇总统计每月影响总电量、高峰电量、腰荷电量、低谷电量和时间。

### 3. 峰腰谷时段划分如下：

高峰时段为 8:00~11:00（不含），18:00~21:00（不含）；腰荷时段为 6:00~8:00（不含），11:00~18:00（不含），21:00~22:00（不含）；低谷时段为 22:00~次日 6:00（不含）。

### (三) 调峰情况

#### 1. 上海市内公用常规燃煤发电厂

上海市内公用常规燃煤发电厂根据所辖发电机组调峰情况进行调整后再计算分摊电量。上海市内某台公用常规燃煤发电机组调整后发电量计算公式如下：

$$W_{k\text{调整}} = (1.8867 \times K_{\text{调峰系数}} - 0.8867) W_k$$

式中， $W_{k\text{调整}}$ 为上海市内某台公用常规燃煤发电机组调整后发电量，最小值为 0； $K_{\text{调峰系数}}$ 为调峰系数，为月度低谷时段平均出力与发电机组额定容量的比值； $W_k$ 为该发电机组月度发电量。

上海市内公用常规燃煤发电厂分摊电量计算公式如下：

$$Q_j = \sum_{k=1}^n W_{k\text{调整}} \times \frac{Q_{j\text{上网电量}}}{Q_{j\text{发电量}}}$$

式中， $Q_j$ 为上海市内公用常规燃煤发电厂  $j$  分摊电量； $W_{k\text{调整}}$ 为该发电企业第  $k$  台公用常规燃煤发电机组调整发电量； $n$ 为该发电企业发电机组台数； $Q_{j\text{上网电量}}$ 为企业月度上网电量； $Q_{j\text{发电量}}$ 为企业月度发电量。

#### 2. 其他市场主体



其他市场主体分摊电量在考虑因上海需要所发电量调整的基础上，根据调峰情况进一步调整。

$$Q_j = (1.8867 \times K_{j\text{调峰系数}} - 0.8867) W_j$$

式中， $Q_j$ 为市场主体  $j$  月度分摊电量，最小值为 0； $K_{j\text{调峰系数}}$ 为月度低谷时段平均出力与高峰时段平均出力的比值； $W_j$ 为上海市内发电企业的月度上网电量或者上海市外送电企业落地上海电网月度电量，上海市外送电企业落地上海电网月度电量口径为国家指令性计划、电力直接交易电量以及年度和月度通过市场化方式购进的未约定峰谷曲线的电量。

**第二十六条** 上海电力调度控制中心每月汇总各市场主体当月深度调峰补偿费用和分摊费用，计算每月各市场主体深度调峰净结算费用。

## 第二节 调停调峰交易

**第二十七条** 调停调峰是指发电机组根据电网运行方式安排，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，调停调峰交易的卖方为上海市内公用燃煤发电机组（其他发电机组调停调峰补偿执行“两个细则”相关规定）；买方为所有市场主体。

**第二十八条** 调停调峰交易启动条件为：上海电力调度控制中心在安排电网运行方式时，需要安排燃煤发电机组调停备用。

**第二十九条** 调停调峰交易分机组申报启停机价格，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：

调停调峰交易启停机报价上限表

单位：万元/台次

| 机组额定容量级别           | 启停机报价上限（含税） |
|--------------------|-------------|
| 30 万千瓦级            | 60          |
| 60 万千瓦级            | 80          |
| 100 万千瓦级（含 90 万千瓦） | 100         |

**第三十条** 调停调峰调用原则为：在满足上海电网安全运行和高峰正备用需求前提下，调停调峰按照亚临界、超临界、超超临界顺序调用；相同参数等级的，优先调用单位容量启停机报价低的机组；相同单位容量启停机报价的，优先调用报价时间早的发电机组。

**第三十一条** 调停调峰交易根据机组报价按台次结算，发电机组调停备用结束时计为 1 台次。

**第三十二条** 调停调峰辅助服务补偿费用按以下公式计算：

$$F_{i, \text{调停调峰补偿}} = F_{i, \text{启停机补偿}} + P_N \times t \times 1 \text{ 元/兆瓦时}$$

式中， $F_{i, \text{调停调峰补偿}}$  为调停调峰补偿费用； $F_{i, \text{启停机补偿}}$  为发电机组启停机结算价格； $t$  为发电机组调停备用小时数，起始时间



为发电机组解列时间，终止时间为发电机组调停备用结束时间，最大值为 72 小时； $P_N$  为发电机组额定容量。

若发电机组停启间隔时间跨月的，则计入发电机组调停备用结束当月的调停调峰补偿费用。

**第三十三条** 月度调停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分摊。

**第三十四条** 上海电力调度控制中心每月汇总各市场主体当月调停调峰台次、补偿费用和分摊费用，计算每月各市场主体调停调峰净结算费用。

### 第三节 电储能调峰交易

**第三十五条** 电储能调峰是指蓄电设施在电网调峰能力不足时段吸收电力，在其他时段释放电力，提供的辅助服务。

**第三十六条** 电储能既可在电源侧，也可在负荷侧，或者是独立电储能设施。

负荷侧电储能设施以及独立电储能设施待上海电力调峰辅助服务市场运营较为成熟以及相关配套政策完善后，再参加电力调峰辅助服务市场，相关规则另行制定。

**第三十七条** 在火电厂上网计量出口内建设的电储能设施，可与机组联合参与上海电力调峰辅助服务市场，联合调峰发电出力取机组发电出力与电储能设施实时充放电出力两者之和，按深

度调峰交易条款执行。

**第三十八条** 电储能设施参与上海电力调峰辅助服务市场的，须将实时充放电出力等信息上传至上海电力调度控制中心，并接受上海电力调度控制中心统一调度。

#### 第四节 虚拟电厂调峰交易

**第三十九条** 虚拟电厂是集合多种分布式能源资源构成的特殊类型的发电厂，通过先进的控制、通信等技术实现分布式电源、柔性负荷、电动汽车等分布式单元的协调控制和优化运行。

**第四十条** 虚拟电厂调峰是指虚拟电厂在电网调峰能力不足时段减少出力或者增加负荷，提供的辅助服务。

**第四十一条** 参与上海电力调峰辅助服务市场的虚拟电厂应符合电力市场准入相关规定，可调容量应为 1 兆瓦及以上，应实现发（用）电信息采集，并接入至虚拟电厂运行管理与监控平台、调度控制平台等相关平台。

#### **第四十二条** 虚拟电厂日前调峰交易

（一）每个工作日上海电力调度控制中心完成次日发电计划安排后，向虚拟电厂（或虚拟电厂集成商，下同）发布次日（96 个点的曲线数据）调峰需求。

（二）虚拟电厂向上海电力调度控制中心报送次日调峰容量、价格。申报的最小调峰容量单位为 0.01 兆瓦。申报价格从 0 开始，按照 5 元/兆瓦时递增，上限值为 100 元/千千瓦时。



(三) 上海电力调度控制中心组织日前市场集中竞价交易，按照价格由低到高、报价时间由先到后的顺序依次出清，并将出清结果下发至虚拟电厂。

(四) 次日虚拟电厂根据出清结果进行调峰。

(五) 如遇节假日等特殊情况下，上海电力调度控制中心可集中组织多日虚拟电厂日前调峰交易。

#### **第四十三条 虚拟电厂日内调峰交易**

(一) 每日上海电力调度控制中心向虚拟电厂发布未来第三、四小时（8 个点的曲线数据）调峰需求。

(二) 虚拟电厂向上海电力调度控制中心报送未来第三、四小时调峰容量、价格。申报的最小调峰容量单位为 0.01 兆瓦。申报价格从 0 开始，按照 5 元/兆瓦时递增，上限值为 100 元/千千瓦时。

(三) 上海电力调度控制中心组织日内市场交易，按照价格由低到高、报价时间由先到后的顺序依次出清，并将出清结果下发至虚拟电厂。

(四) 未来第三、四小时虚拟电厂根据出清结果进行调峰。

#### **第四十四条 虚拟电厂实时调峰交易**

(一) 参与实时调峰交易的虚拟电厂的发（用）电信息采集周期应不大于 15 分钟，且调峰响应时间应不大于 15 分钟，调峰持续时间应不小于 30 分钟。

(二) 具备参与实时调峰交易条件的虚拟电厂每个工作日可向上海电力调度控制中心申报次日实时调峰容量、调峰持续时间和价格。申报的调峰容量单位为 0.01 兆瓦，调峰时间单位为 15 分钟，最短调峰持续时间为 30 分钟。报价从 0 开始，按照 5 元/兆瓦时递增，上限值为 400 元/千千瓦时。

(三) 上海电力调度控制中心按照价格由低到高、调峰持续时间由长到短的顺序排序，形成次日虚拟电厂实时调峰序位表。

(四) 上海电力调度控制中心根据电网调峰需要，按照虚拟电厂实时调峰序位表，提前 15 分钟依次对虚拟电厂发布实时调峰指令（指令为每 15 分钟一个点）。

(五) 虚拟电厂根据上海电力调度控制中心的实时调峰指令进行调峰。

**第四十五条** 虚拟电厂日前、日内和实时调峰实际执行量为交易时段内，虚拟电厂实际发（用）电曲线与基准曲线的积分差值。虚拟电厂调峰时间、最大调峰容量、基准曲线和交易实际执行量由国网上海市电力公司负责核实并予以发布。补偿费用为实际执行量与报价乘积。

**第四十六条** 虚拟电厂调峰交易补偿费用的分摊结算参照深度调峰补偿费用分摊方式。虚拟电厂参与调峰市场的初期，暂不参与分摊和执行情况考核。待市场逐步成熟，相关分摊考核规则再行制定。

## 第四章 市场组织与竞价



**第四十七条** 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。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。

每周三 10:00 前,燃煤发电厂申报下周(周一至周日)调停调峰服务价格。当周末申报的,默认为最近一次有效报价,首次未申报的,视为零报价。

**第四十八条** 每个工作日 19:00 前,上海电力调度控制中心编制并发布次日发电计划,安排机组参与调停调峰辅助服务。

**第四十九条** 次日,电网实时运行过程中,上海电力调度控制中心根据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。

**第五十条** 如遇节假日等特殊情况,上海电力调度控制中心可集中组织多日深度调峰辅助服务交易和多周调停调峰辅助服务交易。

## **第五章 交易结果执行**

**第五十一条** 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。

**第五十二条** 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。

**第五十三条** 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。由于上海电力调度控制中心 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的，不考核深度调峰交易结果执行情况。

AGC 在严格跟踪负荷曲线模式下和 AGC 功能未投用时，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，机组深度调峰补偿费用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，机组深度调峰补偿费用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 $> 2\% \times$ |调峰中标电量|时，若调峰实际电量大于调峰中标电量，机组深度调峰补偿费用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，机组深度调峰补偿费用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 $- 2\% \times$ |调峰中标电量|） $\times$ 中标价格 $\times$ 惩罚系数



惩罚系数暂定为 1.2。

(三) 非发电机组原因造成的偏差电量免予考核, 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。

**第五十四条** 发电机组若未能在上海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, 按以下方式计算调停调峰交易偏差考核费用。

调停调峰交易偏差考核费用=时间偏差系数×启停机中标价格

时间偏差系数=解(并)列时间偏差超过允许小时数/8

时间偏差系数最大值为 3。

**第五十五条** 深度调峰交易、调停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返回。

**第五十六条** 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。上海电力调度控制中心和发电厂应将原因记录备查。

**第五十七条** 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, 上海电力调度控制中心有权调整出清结果。调整时, 上海电力调度控制中心需要记录调整原因。

(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调停调峰有效报价平均值。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) 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。

(三) 对于因特殊原因不能参与市场的机组，上海电力调度控制中心应向相关发电企业说明原因。

## **第六章 计量与结算**

**第五十八条** 上海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、虚拟电厂运行管理与监控平台的相关数据信息等。

**第五十九条** 上海电力调度控制中心在每月月底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，调停调峰补偿费用、分摊费用、净结算费用，深度调峰和调停调峰偏差考核费用、返回费用统计核对工作，并将市场运行结果提交上海电力交易中心有限公司。市场运行结果同时作为“两个细则”有偿调峰补偿结果。

**第六十条** 上海电力交易中心有限公司原则上每季度第 2 个月根据结算范围将上季度上海电力调峰辅助服务市场运行结果随同电量电费一并出具结算凭证。

**第六十一条** 国网上海市电力公司负责与市场主体进行结



算。各主要市场主体在电费总额基础上加（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相应电网企业开具增值税发票，与电费一并结算。虚拟电厂（或虚拟电厂集成商）费用结算由国网上海市电力公司与相关单位协商确定。

## **第七章 信息发布**

**第六十二条** 上海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。

**第六十三条** 上海电力调度控制中心应在每月 20 日前发布上月电力调峰辅助服务市场月度信息。各市场主体如对发布的信息有异议，应于发布后第 5 个工作日 17:00 前向上海电力调度控制中心提出核对要求，逾期不予核对。上海电力调度控制中心于发布后第 7 个工作日前发布核对后的统计结果，于发布后第 9 个工作日前将上海电力调峰辅助服务市场运行结果报华东能源监管局、上海市发展改革委、上海市经济信息化委。

**第六十四条** 上海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**

**第六十五条** 华东能源监管局会同上海市发展改革委、上海

市经济信息化委对上海电力调峰辅助服务市场运营情况进行监督管理。

**第六十六条** 各市场成员发现异常情况，应及时向华东能源监管局、上海市发展改革委、上海市经济信息化委提出。华东能源监管局会同上海市发展改革委、上海市经济信息化委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。

**第六十七条** 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，华东能源监管局会同上海市发展改革委、上海市经济信息化委可实施市场干预，暂停、取消相关市场主体的准入资格。

**第六十八条** 因电力系统发生故障、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，上海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。

**第六十九条** 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，由华东能源监管局会同上海市发展改革委、上海市经济信息化委核实处理。

## **第九章 附则**



**第七十条** 本规则由华东能源监管局会同上海市发展改革委、上海市经济信息化委负责解释。

**第七十一条** 华东能源监管局会同上海市发展改革委、上海市经济信息化委可根据市场实际运行情况，修改相关条款。

**第七十二条** 上海电力调峰辅助服务市场运行结果结算首月起，在《华东能源监管局关于做好向家坝水电站与上海电网跨区辅助服务补偿费用结算工作的通知》（华东监能市场〔2014〕193号）中，向家坝水电站分摊上海电网的调峰辅助服务费用扣除已按本规则结算的燃煤发电机组深度调峰、调停调峰补偿费用。

**第七十三条** 本规则自2020年5月起实施，有效期5年。