

附件 1:

华东区域电力辅助服务管理实施细则

(模拟运行稿)

第一章 总 则

第一条 为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，完整准确全面贯彻新发展理念，做好碳达峰、碳中和工作，构建新型电力系统，深化电力体制改革，持续推动能源高质量发展，保障华东区域电力系统安全、优质、经济运行及电力市场有序运营，促进源网荷储协调发展，建立用户参与的电力辅助服务分担共享新机制，进一步规范华东区域电力辅助服务管理，根据《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）以及《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）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力中长期交易基本规则〉的通知》（发改能源规〔2020〕889号）、《国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809号）等有关规定，制定本细则。

第二条 电力辅助服务是指为维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，促进清洁能源消纳，除正常电能生产、

输送、使用外，由火电、水电、核电、风电、光伏发电、光热发电、抽水蓄能、自备电厂等发电侧并网主体，电化学、压缩空气、飞轮等新型储能，传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络等能够响应电力调度指令的可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）提供的服务。

第三条 本细则适用于华东区域内电力调度机构调度管辖范围并且接入电压等级在 35 千伏及以上的各类型并网主体电力辅助服务的提供、调用、考核、补偿、结算和监督管理等。地县级电力调度机构调度管辖范围可以在本细则基础上，根据当地实际情况，在不影响公平合理的前提下，适当精简项目，合理安排进度，由省级电力调度机构报相应能源监管机构同意后实施。接入电压等级在 35 千伏以下的并网主体纳入适用范围由省级电力调度机构报相应能源监管机构批准或者由能源监管机构在相关规则和细则中明确。

能源监管机构已经制定相关辅助服务品种市场规则的，相应辅助服务市场启动后，按照对应的市场交易规则执行。相关辅助服务品种不在本细则进行重复补偿、重复披露和公示信息，如该品种辅助服务市场因故暂停交易，则仍按本细则执行，直到市场重启。

第四条 并网主体包括发电侧并网主体、可调节负荷和新型储能等。

（一）发电侧并网主体为华东区域内电力调度机构调度管辖范围并且接入电压等级在 35 千伏及以上火电、水电、核电、风电、光伏发电、光热发电、抽水蓄能、自备电厂等。

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。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。风电场和光伏电站自并网发电之日起纳入。其他发电侧并网主体原则上自基建调试完成交付生产运行之日纳入。

（二）可调节负荷指电力系统中具备技术条件参与电网调度的负荷资源，可以是满足准入条件的大用户，也可以是聚合后的主体。通过车联网平台（电动汽车）、智慧能源服务平台（营销）、第三方独立主体（虚拟电厂）聚合平台、大用户模式接入负荷调控系统，具备按照电网调度指令或既定控制策略参与调节的能力。

可调节负荷应能够直接响应省级及以上电力调度机构电力调度指令或者经地、县级电力调度机构能够响应省级及以上电力调度机构电力调度指令的可调节负荷。

可调节负荷原则上自完成调试、具备响应电力调度指令能力之日起纳入。

（三）新型储能主要为华东区域内电力调度机构调度管辖范围并且接入电压等级在 35 千伏及以上电化学、压缩空

气、飞轮等新型公用储能电站。

新型储能原则上自并网充电/放电之日起纳入。

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辅助服务补偿（同时参与并网运行考核）。

（四）电源侧、负荷侧电储能以及可调节负荷参与辅助服务补偿和并网运行考核应具备的相关条件以及退出条件由省级以上电力调度机构制定，并报相关能源监管机构。

第五条 电力调度机构依照本细则具体实施辅助服务补偿和考核情况统计等工作并向电力交易机构推送统计结果。省级电力调度机构应组织地县级电力调度机构根据调度管辖范围等情况合理分工协作。电力交易机构负责出具结算依据并通过信息披露平台向所有并网主体披露相关考核和补偿情况。电网企业负责与相关电网企业、并网主体、售电公司、电力用户进行费用结算。

第二章 定义与分类

第六条 辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。

第七条 基本辅助服务是指为了保障电力系统安全稳定运行，保证电能质量，并网主体必须提供的辅助服务。基本电力辅助服务为并网主体义务提供，无需补偿。

基本辅助服务包括基本一次调频、基本调峰、基本无功调节、基本转动惯量。

（一）基本一次调频是指当电力系统频率偏离目标频率时，常规机组通过调速系统的自动反应，新能源和新型储能等并网主体通过快速频率响应，调整有功出力减少频率偏差所提供的服务中，动作方向正确且实际动作积分电量未超过理论动作积分电量 70% 的部分。

（二）基本调峰是指发电侧并网主体、新型储能在规定时间内，为了跟踪负荷的峰谷变化及可再生能源出力变化而有计划的、按照一定调节速度进行的发用电功率调整所提供的服务。

华东网调，上海、江苏、浙江、安徽、福建省（市）调度管辖范围基本调峰范围分别为额定容量的 57-100%、47-100%、50-100%、49-100%、50-100%、60-100%。

（三）基本无功调节是指发电侧并网主体、新型储能迟相功率因数大于 0.85 的情况下向电力系统发出无功功率，或在进相功率因数大于 0.98 的情况下从电力系统吸收无功功率。

（四）基本转动惯量是指在系统经受扰动时，发电侧并网主体利用发电所必须的旋转设备，根据自身惯量特性提供响应系统频率变化的快速正阻尼，阻止系统频率突变所提供的服务。火电、水电、核电等发电厂提供的转动惯量为基本转动惯量。

第八条 有偿辅助服务是指并网主体在基本辅助服务之

外所提供的辅助服务，给予相应的补偿。有偿辅助服务包括有偿一次调频、自动发电控制（AGC）、自动功率控制（APC）、低频调节、有偿调峰、有偿无功调节、自动电压控制（AVC）、旋转备用、有偿转动惯量、爬坡、稳定切机、稳定切负荷、黑启动、快速甩负荷（FCB）。

（一）有偿一次调频是指当电力系统频率偏离目标频率时，发电侧并网主体、新型储能通过调节系统的自动反应，调整有功出力以减少频率偏差所提供的服务中，动作方向正确且实际动作积分电量超过理论动作积分电量 70% 的部分。

（二）自动发电控制（AGC）是指发电侧并网主体、新型储能在规定的出力调整范围内，跟踪电力调度指令，按照一定调节速率实时调整发电出力，以满足电力系统频率和联络线功率控制要求的服

务。

（三）自动功率控制（APC）是指采用信息通信和自动控制技术，通过调度侧向发电厂、大工业负荷或聚合商平台接入的可调节负荷下达实时调节指令，实现对电网调控范围内发电机、可调节负荷等源网荷储各环节调节资源有功的目标计算分配和自动跟踪调节，达到满足电网实时平衡及频率调节等要求，维持系统频率和联络线交换功率在计划偏差范围内的闭环控制过程，是传统的自动发电控制（AGC）功能进一步深化拓展。为区分 AGC，本细则特指对负荷侧的聚合商平台接入的可调节负荷下达实时调节指令。

（四）低频调节是指当电网频率低于 49.933Hz 时，发电侧并网主体、新型储能综合利用各种频率调节方法，短时快速增加发电出力，以满足电力系统频率要求的服

（五）有偿调峰是指在负荷低谷或调峰困难时段，发电侧并网主体超过基本调峰范围进行深度调峰，按电力调度指令要求启停机（炉）进行调峰；新型储能放电功率低于基本调峰下限或者处于充电状态进行调峰；可调节负荷上调用电功率，增加用电所提供的服务。

（六）有偿无功调节是指发电侧并网主体、新型储能按电力调度指令在迟相功率因数小于 0.85 的情况下向电力系统发出无功功率，或在进相功率因数小于 0.98 情况下从电力系统吸收无功功率，以及发电侧并网主体、新型储能在调相工况运行时向电力系统发出或吸收无功功率所提供的服务。

（七）自动电压控制（AVC）是指在自动装置的作用下，发电侧并网主体、新型储能的无功出力、变电站和用户的无功补偿设备以及变压器的分接头根据电力调度指令进行自闭环调整，使全网达到最优的无功和电压控制的过程。本细则规定的自动电压控制（AVC）服务仅指发电侧并网主体、新型储能在规定的无功调整范围内，自动跟踪电力调度指令，实时调整无功出力，满足电力系统电压和无功控制要求所提供的服务。

（八）备用是指为保证电力系统可靠供电，在调度需求指令下，并网主体通过预留调节能力，并在规定的时间内响应调度指令所提供的服务。现阶段，主要对旋转备用进行补偿。

旋转备用是指根据电力调度指令要求，并网主体所提供的能够在 10 分钟内调用的预留发电容量或者 10 分钟内调用的可降低的用电功率的服务。

（九）有偿转动惯量是指在系统经受扰动时，并网主体在基本转动惯量外，提供响应系统频率变化的快速正阻尼，阻止系统频率突变所提供的服务。

（十）爬坡是指为应对可再生能源发电波动等不确定因素带来的系统净负荷短时大幅变化，调节速率超过 1.5%（含 1.5%）额定容量/分钟的并网主体根据调度指令调整出力，以维持系统功率平衡所提供的服务。

（十一）稳定切机服务是指电力系统发生故障时，稳控装置正确动作后，发电侧并网主体、新型储能自动与电网解列所提供的服务。

（十二）稳定切负荷（含抽水蓄能电站切泵）服务是指电网发生故障时，稳控装置正确动作切除部分用户负荷，用户在规定响应时间及条件下以损失负荷来确保电力系统安全稳定所提供的服务。

(十三) 黑启动是指电力系统大面积停电后，在无外界电源支持的情况下，由具备自启动能力的发电侧并网主体、新型储能所提供的恢复系统供电的服务。

(十四) 快速甩负荷 (FCB) 是指电网发生故障时，发电机组自动与电网解列，切换为只带厂用电的孤岛运行方式，并在电网故障消除后迅速并网，恢复向外供电所提供的服务。

第三章 提供与调用

第九条 电力辅助服务提供方有义务向电力调度机构申报基础技术参数以确定电力辅助服务能力，或满足相关技术参数指标的要求。电力辅助服务提供方应履行以下职责：

(一) 负责自身设备的运行维护，确保具备提供符合规定标准要求的辅助服务能力。

(二) 向电力调度机构提供辅助服务基础技术参数及有相应国家认证资质机构出具的辅助服务能力测试报告。

(三) 具备相应技术条件，满足本细则实施辅助服务管理的需要。

(四) 根据电力调度指令提供辅助服务，或者按照辅助服务市场交易规则提供辅助服务。

(五) 根据本细则结算辅助服务费用。

(六) 法律法规规定的其他职责。

第十条 为保证电力系统平衡、安全和清洁能源消纳，电

力调度机构应履行以下职责：

（一）按照国家、行业有关标准或有关规定进行选取和调用电力辅助服务。根据发电机组特性、电网运行以及市场出清等情况，合理安排发电机组承担辅助服务，保证调度的公开、公平、公正。

（二）建立、维护相应的技术支持平台，满足辅助服务管理以及辅助服务市场交易的需要。

（三）对辅助服务调用、提供和交易等情况进行记录和统计，发布相关信息，及时反馈并网主体提出的问题或异议。

（四）评估辅助服务管理及市场运行状态，对辅助服务管理细则及市场规则提出修改意见。

（五）定期向能源监管机构报送辅助服务的计量、考核、补偿统计情况。

（六）法律法规规定的其他职责。

第十一条 一次调频、调峰、无功调节、自动发电控制（AGC）、自动功率控制（APC）、低频调节、自动电压控制（AVC）、旋转备用、转动惯量、爬坡等辅助服务由电力调度机构根据电网负荷水平、风光新能源占比、外来电占比、天气变化等因素确定，按需调用。稳定切机、稳定切负荷、黑启动、快速甩负荷（FCB）由电力调度机构按现有资源和电网运行需要等因素确定，按需调用。

第四章 补偿方式

第十二条 并网主体提供的基本辅助服务不予补偿。并网主体因自身原因不能提供基本辅助服务或者提供的基本辅助服务不达标需接受相应考核。具体考核办法见《华东区域电力并网运行管理实施细则》。

并网主体提供的有偿辅助服务给予补偿。并网主体因自身原因，有偿辅助服务不能被调用或者达不到预定调用标准时需接受相应考核。具体考核办法见《华东区域电力并网运行管理实施细则》。

第十三条 有偿一次调频补偿

(一) 补偿条件

发电侧并网主体、新型储能一次调频动作方向正确，处于一次调频动作效果考核范围，实际动作积分电量超过理论动作积分电量 70%。

(二) 补偿费用计算

实际动作积分电量超过理论动作积分电量 70%的部分给予补偿，超过理论动作积分电量 100%部分不予补偿。补偿费用计算公式如下：

$$F = 2|\Delta Q_s Y - \Delta Q_j Y \times 70\%| \times Y_{\text{有偿一次调频}}$$

式中，F 为补偿费用，最大值为 30% $\Delta Q_j Y$ 电量对应的补偿费用； $\Delta Q_s Y$ 为并网主体实际动作积分电量， $\Delta Q_j Y$ 为并网主体理论动作积分电量，计算详见《华东区域电力并网运行管理实

施细则》； $Y_{\text{有偿一次调频}}$ 为有偿一次调频补偿标准，数值为 400 元/兆瓦时（含税，以下所有补偿标准均含税）。

第十四条 自动发电控制（AGC）补偿

（一）基本补偿

1. 补偿条件

具备 AGC 功能且投运，能够实时调整发电出力，以满足电力系统频率和联络线功率控制要求的服 务。风电场、光伏电站等 AGC 若仅能单向减出力调节，用于减少弃风弃光，不予基本补偿。

2. 补偿费用计算

每月根据发电侧并网主体、新型储能 AGC 投运情况和可调节容量给予补偿。补偿费用计算公式如下：

$$F = P_{\text{可调节容量}} \times \frac{t_{\text{AGC投运时间}}}{t_{\text{月度时间}}} \times Y_{\text{AGC基本补偿}}$$

式中， F 为补偿费用； $P_{\text{可调节容量}}$ 为发电侧并网主体、新型储能 AGC 投入运行后，调节出力范围上、下限之差； $Y_{\text{AGC基本补偿}}$ 为 AGC 基本补偿标准，数值为 360 元/兆瓦·月； $t_{\text{AGC投运时间}}$ 为当月 AGC 投运时间； $t_{\text{月度时间}}$ 为当月月度时间。

（二）调用补偿

1. 补偿条件

发电侧并网主体、新型储能参与所在控制区频率或者联络线偏差控制调节，且调节方向与 AGC 主站指令方向相同给予补偿。跟踪计划曲线或者现货市场出清曲线不予补偿。

2. 补偿费用计算

根据调频里程给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum_{i=1}^n L_i Y_{AGC\text{调用补偿}}$$

其中：F 为补偿费用；n 为 AGC 调用次数； L_i 为第 i 次调用提供的与 AGC 主站指令方向相同的调频里程； $Y_{AGC\text{调用补偿}}$ 为 AGC 调用补偿标准，数值为 3 元/兆瓦。

（1）调频里程仅补偿与电力调度机构下达调频指令方向相同部分，与指令反向相反不予补偿，即指令要求增加功率仅补偿调整后功率较调整前功率增加，指令要求降低功率仅补偿调整后功率较调整前功率降低。

（2）过度调节（超过下达的调频调节指令）的调频里程不予补偿，即调频里程上限值为 AGC 下达的调节里程指令值。

（3）测试和试验期间，不予补偿。

（三）现货调整补偿

1. 补偿条件

现货市场运行期间，参与现货市场交易的并网主体由于 AGC 调用形成调增或者调减电量，造成其在现货市场中利益损失。执行调减功率调频指令，现货市场实时出清价高于并网主体报价，造成其在现货市场中标而未发。执行调增功率调频指令，现货市场实时出清价低于并网主体报价，造成其在现货市场未中标而多发。

2. 补偿费用计算

根据调频指令造成现货市场利益损失情况给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum_{i=1}^n L_i \times t \times Y_{AGC\text{现货调整补偿}}$$

其中，F 为补偿费用；n 为 AGC 调用次数； L_i 为该调频单元在第 i 次调用提供的调频里程；t 为调用时间常数，取 1 分钟； $Y_{AGC\text{现货调整补偿}}$ 为 AGC 现货调整补偿标准，数值为 40 元/兆瓦时。

第十五条 自动功率控制（APC）补偿

（一）基本补偿

1. 补偿条件

可调节负荷具备 APC 功能且投运，签订并网调度协议，接受电力调度机构主站控制。

2. 补偿费用计算

每月根据可调节负荷 APC 投运情况和可调节容量给予补偿。补偿费用计算公式如下：

$$F = P_{\text{可调节容量}} \times \frac{t_{APC\text{投运时间}}}{t_{\text{月度时间}}} \times Y_{APC\text{基本补偿}}$$

式中，F 为补偿费用； $P_{\text{可调节容量}}$ 为可调节负荷 APC 投入运行后，功率调节范围上、下限之差； $Y_{APC\text{基本补偿}}$ 为 APC 基本补偿标准，数值为 240 元/兆瓦·月； $t_{APC\text{投运时间}}$ 为当月 APC 投运时间； $t_{\text{月度时间}}$

为当月月度时间。

（二）调用补偿

1. 补偿条件

可调节负荷参与所在控制区频率或者联络线偏差控制调节，且调节方向与电力调度机构主站指令方向相同给予补偿。

2. 补偿费用计算

根据调频里程给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum_{i=1}^n L_i Y_{APC\text{调用补偿}}$$

其中：F 为补偿费用；n 为 APC 调用次数； L_i 为第 i 次调用提供的与电力调度机构主站指令方向相同的调频里程，调频里程补偿条件与 AGC 相同； $Y_{APC\text{调用补偿}}$ 为 APC 调用补偿标准，数值为 4.5 元/兆瓦。

第十六条 低频调节补偿

（一）补偿条件

频率低于 49.933Hz 时，发电侧并网主体、新型储能综合利用各种频率调节方法，短时快速增加发电出力，1 分钟内增发电量超过一次调频理论积分电量的 80%。

发电侧并网主体、新型储能功率采样周期应达到每秒 25 点以上，未能达到采样精度的，由于一次调频实际动作积分电量计算不够精确，不予补偿。

（二）补偿费用计算

按 1 分钟内增发电量给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum 500 \times \Delta Q_{\Delta Y} \times Y_{\text{低频调节补偿}}$$

式中，F 为补偿费用； $\Delta Q_{\Delta Y}$ 为发电侧并网主体、新型储能实际动作积分电量计算详见《华东区域电力并网运行管理实施细则》； $Y_{\text{低频调节补偿}}$ 为低频调节补偿标准，取 800 元/兆瓦时。

第十七条 有偿调峰补偿

（一）深度调峰补偿

1. 补偿条件

在负荷低谷或调峰困难时段，常规燃煤发电机组（发电厂或者机组组合）出力低于基本调峰下限的（发电厂或者机组组合按照总容量比例计算），新型储能根据电力调度指令要求，放电功率低于基本调峰下限或者处于充电状态。

由于常规燃煤发电机组、新型储能自身原因造成出力低于基本调峰下限的不予补偿。已在调峰市场获得补偿，不重复补偿。

2. 补偿费用计算

按低于基本调峰下限少发电量、增加充电电量给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum Q \times Y_{\text{深度调峰补偿}}$$

式中，F 为补偿费用；Q 为常规燃煤发电机组低于基本调峰下限少发电量，或者新型储能放电功率低于基本调峰下限、处于充电状态减少的放电电量和增加的充电电量； $Y_{\text{深度调峰补偿}}$ 为

深度调峰补偿标准，常规燃煤发电机组按不同的负荷率水平设定不同标准，详见下表，新型储能补偿标准为 160 元/兆瓦时。

常规燃煤发电机组深度调峰补偿标准表

单位：元/兆瓦时

负荷率	补偿标准	负荷率	补偿标准
(50%, 60%)	20	(30%, 40%)	160
(40%, 50%)	40	30%以下	320

现货市场运行期间，常规燃煤发电机组仅补偿负荷率低于 50%部分；新型储能按现货市场价格充放电，不重复补偿。

（二）常规燃煤机组启停调峰补偿

1. 补偿条件

常规燃煤机组因电网调峰需要启停机（炉）进行调峰，由于自身设备故障、检修等原因启停机（炉）不予补偿。

2. 补偿费用计算

（1）24 小时内启停机

常规燃煤发电机组按电力调度指令要求在 24 小时内完成启停机（炉）进行调峰，每台次按启停间隔时间和机组容量给予补偿。具体补偿标准如下表：

常规燃煤发电机组 24 小时内启停调峰补偿标准表

单位：万元

容量 P \ 时间 T	P<100MW	100≤P<300MW	300≤P<600MW	600MW≤P<1000MW	1000MW≤P
T≤8 小时	8	15	18	20	30
8<T≤12 小时	10	18	20	30	40
12<T≤18 小时	15	20	30	40	50
18<T≤24 小时	18	30	40	50	60

(2) 超过 24 小时启停机

常规燃煤发电机组按电力调度指令要求，调停备用（不含检修转调停备用、调停备用转检修、电量不足安排的调停备用）超过 24 小时的，每台次按启停费用和调停备用时间给予补偿。补偿费用计算公式如下：

$$F = Y_{\text{启停}} + P_N \times t_{\text{启停间隔}} \times Y_{\text{停机期间补偿}}$$

式中，F 为补偿费用； $Y_{\text{启停}}$ 为常规燃煤发电机组启停补偿标准，10 万千瓦以下发电机组为 18 万元，10 万千瓦级发电机组为 30 万元，30 万千瓦级发电机组为 40 万元，60 万千瓦级发电机组为 50 万元，100 万千瓦级发电机组为 60 万元； P_N 为发电机组额定容量； $t_{\text{启停间隔}}$ 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并网时间，最大值为 72 小时。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辅助服务补偿； $Y_{\text{停机期间补偿}}$ 为调停

备用期间补偿标准，取 3 元/兆瓦时。

（三）燃气机组启停调峰补偿

1. 补偿条件

燃气机组因电网调峰需要在 24 小时内完成启停调峰 1 次。

上海每月启停调峰次数超过全厂机组台数 × 5 台次。福建每天启停调峰次数超过 2 次/台。

由于自身设备故障、检修等原因启停机（炉）不予补偿。

2. 补偿费用计算

按超过规定次数的启停台次给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum P_N \times Y_{\text{燃气启停补偿}}$$

式中，F 为补偿费用； P_N 为发电机组额定容量； $Y_{\text{燃气启停补偿}}$ 为燃气机组超过规定次数启停补偿标准，浙江取 100 元/兆瓦·台次，其他取 50 元/兆瓦·台次。

（四）燃油机组启停调峰补偿

1. 补偿条件

燃油机组因电网调峰需要在 24 小时内完成启停调峰。由于自身设备故障、检修等原因启停机（炉）不予补偿。

2. 补偿费用计算

按启停台次给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum P_N \times Y_{\text{燃油启停补偿}}$$

式中， F 为补偿费用； P_N 为发电机组额定容量； $Y_{\text{燃油启停补偿}}$ 为燃油机组启停补偿标准，取 80 元/兆瓦·台次。

（五）水电机组启停调峰补偿

1. 补偿条件

常规水电机组（除抽水蓄能机组外）因电网调峰需要在 24 小时内完成启停调峰。

由于自身设备故障、检修等原因启停机不予补偿。

2. 补偿费用计算

按启停台次给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum P_N \times Y_{\text{水电启停补偿}}$$

式中， F 为补偿费用； P_N 为发电机组额定容量； $Y_{\text{水电启停补偿}}$ 为水电机组启停补偿标准，取 5 元/兆瓦·台次。

（六）可调节负荷调峰（填谷）补偿

1. 补偿条件

可调节负荷接受电力调度机构（主站）控制，上调用电功率，增加用电量。

现货市场运行期间，可调节负荷已参与现货市场不予补偿，未参与现货市场仍然予以补偿。当地需求侧响应政策已经给予补偿，不重复补偿。

2. 补偿费用计算

按增加的用电量给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum \int_0^t (P_{\text{实际}} - P_{\text{基准}}) dt \times Y_{\text{可调节负荷调峰补偿}}$$

式中， F 为补偿费用； $P_{\text{实际}}$ 为可调节负荷接受电力调度指令后实际用电功率； $P_{\text{基准}}$ 为可调节负荷基准用电功率； t 为电力调度指令要求增加功率的时间期限； $Y_{\text{可调节负荷调峰补偿}}$ 为可调节负荷调峰补偿标准，取 240 元/兆瓦时。

3. 基准用电功率口径

(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。

第十八条 有偿无功补偿

(一) 超功率因数调节补偿

1. 补偿条件

发电侧并网主体、新型储能为满足母线电压要求，迟相功率因数低于 0.85 时多发出无功，或者进相功率因数低于 0.98 多吸收无功电量。

2. 补偿费用计算

按多发出或者多吸收的无功电量给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = Q \times Y_{\text{超功率因数调节补偿}}$$

式中，F 为补偿费用；Q 为多发出或者多吸收的无功电量； $Y_{\text{超功率因数调节补偿}}$ 为超功率因素无功调节补偿标准，取 15 元/兆乏时。

（二）调相启停补偿

1. 补偿条件

发电机组为了调相启停机组。

2. 补偿费用计算

按启停台次给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum P_N \times Y_{\text{调相启停补偿}}$$

式中，F 为补偿费用； P_N 为发电机组额定容量； $Y_{\text{调相启停补偿}}$ 为调相启停补偿标准，取 14 元/兆瓦·台次。

（三）燃气低功率因数调节补偿

1. 补偿条件

燃气机组为满足母线电压要求，功率因数低于 0.5 进行无功调节。

2. 补偿费用计算

按具备低功率因数调节功能时间、吸收或者发出的无功电量给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \int_0^t |Q| \times Y_{\text{燃气低功率因数调节运行补偿}} dt + P_N Y_{\text{燃气低功率因数功能补偿}} \left(1 - \frac{t_{\text{检修时间}}}{t_{\text{月度时间}}} \right)$$

式中，F 为补偿费用；Q 为无功出力；t 为功率因数低于 0.5 的时间； $Y_{\text{燃机低功率因数调节运行补偿}}$ 为燃机低功率因数无功调节运行补偿标准。当 $0.2 < \text{功率因数} \leq 0.5$ 时，数值为 370 元/兆乏时；当 $0.1 < \text{功率因数} \leq 0.2$ 时，数值为 500 元/兆乏时；当 $\text{功率因数} \leq 0.1$ 时，数值为 630 元/兆乏时； P_N 为发电机组额定容量； $Y_{\text{燃机低功率因数无功调节功能补偿}}$ 为燃机低功率因数无功调节功能补偿标准，取 50 元/兆瓦·月，首次需经有资质单位试验确定具备低功率无功调节功能，之后每年复校认定； $t_{\text{检修时间}}$ 为当月发电机组检修时间； $t_{\text{月度时间}}$ 为当月时间。

第十九条 自动电压控制（AVC）补偿

（一）补偿条件

具备 AVC 功能并投入使用。

（二）补偿费用计算

按投运时间给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = P_N t_{\text{AVC}} Y_{\text{AVC}}$$

式中，F 为补偿费用； P_N 为发电侧并网主体额定容量或新型储能可调容量（额定放电功率和额定充电功率之和，下同）； Y_{AVC} 为 AVC 补偿标准，浙江取 0.5 元/兆瓦时，其他取 0.1 元/兆瓦时； t_{AVC} 为机组、新型储能 AVC 投用时间。

第二十条 备用补偿

（一）发电侧并网主体、新型储能旋转备用补偿

1. 补偿条件

高峰时段，火电以及水电机组空转（不含调相工况）提供的旋转备用。

现货市场运行期间，高峰时段，参与现货市场交易发电侧并网主体、新型储能提供的旋转备用，以及未参与现货市场交易的火电以及水电机组空转（不含调相工况）提供的旋转备用。

2. 补偿费用计算

根据旋转备用容量、提供时间给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \int_0^t P_{\text{旋转备用}} dt \times Y_{\text{旋转备用}}$$

式中， F 为补偿费用； $P_{\text{旋转备用}}$ 为发电侧并网主体、新型储能提供的旋转备用容量； t 为提供旋转备用的时间； $Y_{\text{旋转备用}}$ 为发电侧并网主体、新型储能旋转备用补偿标准，取 10 元/兆瓦时，现货市场运行期间，对于参与现货市场并网主体取 50 元/兆瓦时，其余并网主体仍取 10 元/兆瓦时。

（二）可中断负荷备用补偿

1. 补偿条件

可中断负荷能够接收电力调度指令，在 10 分钟内降低用电负荷。用电负荷未实际下降，而是转移至其他进线，则不予补偿。

2. 补偿费用计算

根据旋转备用容量、提供时间给予补偿，补偿费用计算

公式如下：

$$F = \int_0^t P_{\text{压减负荷}} dt \times Y_{\text{可中断负荷备用补偿}}$$

式中，F 为补偿费用； $P_{\text{压减负荷}}$ 为降低用电负荷功率；t 为降低用电负荷的时间； $Y_{\text{可中断负荷备用补偿}}$ 为可中断负荷旋转备用补偿标准，取 1000 元/兆瓦时。

（三）可调节负荷削峰补偿

1. 补偿条件

可调节负荷在负荷高峰时段或者电力供应紧张时段下调用电功率。

当地需求侧响应政策已经给予补偿，不重复补偿。

2. 补偿费用计算

根据下调用电功率、提供时间给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \int_0^t (P_{\text{基准}} - P_{\text{实际}}) dt \times Y_{\text{可调节负荷削峰补偿}}$$

式中，F 为补偿费用； $P_{\text{基准}}$ 为可调节负荷基准用电功率，口径与可调节负荷调峰填谷相同； $P_{\text{实际}}$ 为可调节负荷实际用电功率；t 为下调用电功率的时间； $Y_{\text{可调节负荷削峰补偿}}$ 为可调节负荷削峰补偿标准，取 800 元/兆瓦时。

第二十一条 有偿转动惯量补偿

（一）补偿条件

并网主体利用非发电所必须的旋转设备或可提供惯量响应的非同步设备惯量特性，阻止系统频率突变。火电、水

电、核电等发电必须的转子等设备相应转动惯量不予补偿。

（二）补偿费用计算

根据转动惯量、并网时间给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = J \times Y_{\text{转动惯量补偿}} \times \frac{t_{\text{并网时间}}}{t_{\text{月度时间}}}$$

式中，F 为补偿费用；J 为转动惯量； $Y_{\text{转动惯量补偿}}$ 为转动惯量补偿标准，取 2 元/kg·m²·月； $t_{\text{并网时间}}$ 为并网时间； $t_{\text{月度时间}}$ 为当月月度时间。

第二十二条 爬坡补偿

（一）补偿条件

电力调度机构提前 30 分钟以上，要求并网主体预留向上爬坡或者向下爬坡能力，并网主体爬坡能力超过 1.5% 额定容量/分钟，并按电力调度机构要求时间节点、速率、目标完成爬坡。

（二）补偿费用计算

根据爬坡准备时间、里程给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum_{i=1}^n (L_i \times t \times Y_{\text{爬坡准备补偿}} + L_i \times Y_{\text{爬坡补偿}})$$

式中，F 为补偿费用； L_i 为并网主体实际爬坡里程；t 为爬坡准备时间，取 1 小时； $Y_{\text{爬坡准备补偿}}$ 为爬坡准备补偿标准，取 50 元/兆瓦时； $Y_{\text{爬坡补偿}}$ 为爬坡补偿标准，取 15 元/兆瓦；n 为爬

坡次数。

第二十三条 稳定切机补偿

(一) 补偿条件

完成稳定切机功能试验并按照电力调度机构要求投入跳闸运行，用于提高电网重要输电断面送电能力。若用于提高发电侧并网主体自身升压变送出线路送电能力的，则不予补偿。

(二) 补偿费用计算

根据具备稳定切机功能时间、机组启停、影响电量给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = P_N \times Y_{\text{稳定切机功能补偿}} \times \frac{t_{\text{投运时间}}}{t_{\text{月度时间}}} + \sum (Y_{\text{启停机补偿}} + P_N \times t \times Y_{\text{稳定切机电量补偿}})$$

式中，F 为补偿费用； P_N 为机组额定容量； $Y_{\text{稳定切机功能补偿}}$ 为具备稳定切机功能补偿标准，取 10 元/兆瓦·月； $t_{\text{投运时间}}$ 为发电机组稳定切机投运时间； $t_{\text{月度时间}}$ 为当月月度时间； $Y_{\text{启停机补偿}}$ 为每台次发电机组启停机补偿标准，与发电机组 24 小时内启停机补偿标准相同，燃煤机组取 18-24 小时启停机补偿标准； t 为稳定切机影响时间，取 24 小时； $Y_{\text{稳定切机电量补偿}}$ 为每台次稳定切机影响电量补偿标准，取 300 元/兆瓦时。

第二十四条 稳定切负荷补偿

(一) 补偿条件

稳定切负荷动作，电力用户接入电压等级在 10kV 及以上且正常缴纳辅助服务费用。

（二）补偿费用计算

根据稳定切负荷影响电量给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum \frac{Q_{\text{上月用电量}}}{t_{\text{上月月度时间}}} \times t_{\text{补偿时间}} \times Y_{\text{稳定切负荷补偿}}$$

式中，F 为补偿费用； $Q_{\text{上月用电量}}$ 为受影响电力用户上月用电量； $t_{\text{上月月度时间}}$ 为上月月度时间； $t_{\text{补偿时间}}$ 为每次稳定切负荷补偿时间，取 24 小时； $Y_{\text{稳定切负荷补偿}}$ 为每次稳定切负荷补偿标准，取 3000 元/兆瓦时。

第二十五条 快速甩负荷（FCB）补偿

（一）补偿条件

发电机组具备 FCB 功能，完成 FCB 试验。

（二）补偿费用计算

根据具备 FCB 时间、使用台次给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = P_N \times Y_{\text{FCB功能补偿}} \times \frac{t_{\text{并网时间}}}{t_{\text{月度时间}}} + \sum (P_N \times Y_{\text{FCB动作补偿}})$$

式中，F 为补偿费用； P_N 为机组额定容量； $Y_{\text{FCB功能补偿}}$ 为 FCB 功能补偿标准，取 40 元/兆瓦·月； $t_{\text{并网时间}}$ 为发电机组当月并网时间； $t_{\text{月度时间}}$ 为当月月度时间； $Y_{\text{FCB动作补偿}}$ 为每次 FCB 动作补偿标准，取 500 元/兆瓦·次。

第二十六条 黑启动补偿

（一）补偿条件

发电侧并网主体、新型储能具备黑启动能力，完成黑启动试验，纳入电网黑启动方案。

（二）补偿费用计算

根据具备黑启动时间、使用台次给予补偿，补偿费用计算公式如下：

$$F = \sum_{i=1}^n \left(Y_{\text{黑启动功能补偿}} \times \left(1 - \frac{t_{\text{检修时间}}}{t_{\text{月度时间}}} \right) \right) + \sum (P_N \times Y_{\text{黑启动动作补偿}}) + \sum (P_N \times Y_{\text{黑启动试验补偿}})$$

式中，F 为补偿费用；n 为黑启动机组台数，新型储能取 1，其他最大值为 2； $Y_{\text{黑启动功能补偿}}$ 为单台黑启动功能补偿标准，福建为 1 万元/月·台，其他地方火电为 8 万元/月·台，其他地方水电为 4 万元/月·台； $t_{\text{检修时间}}$ 为发电机组当月检修时间； $t_{\text{月度时间}}$ 为当月月度时间； P_N 为机组额定容量； $Y_{\text{黑启动动作补偿}}$ 为黑启动动作补偿标准，取 2000 元/兆瓦·次； $Y_{\text{黑启动试验补偿}}$ 为黑启动试验补偿标准，在黑启动试验以及实战演练时，对黑启动相关设备进行启停，补偿标准为 50 元/兆瓦·次。

第五章 统计与结算

第二十七条 电力调度交易机构负责辅助服务的计量。计量的依据为：电力调度指令，能量管理系统（EMS）、发电机组调节系统运行工况在线上传系统、广域测量系统（WAMS）等调度自动化系统采集的实时数据，电能量采集计费系统的电量数据等。

第二十八条 省级及以上电力调度机构根据本细则建设

电力辅助服务管理技术支持系统。

第二十九条 电力调度机构和电网企业根据本细则，按照专门记账、收支平衡原则，对电力辅助服务费用进行管理。

第三十条 在新型储能电价政策明确后，若核定电价中包含调峰等辅助服务费用，相应调峰等辅助服务不再重复补偿。

第三十一条 电力辅助服务费用按月统计结算，分为华东网调，上海、江苏、浙江、安徽、福建省（市）调度管辖范围，地县级电力调度机构调度管辖范围统计计算结果纳入到相应省级电力调度机构调度管辖范围，费用在全省平衡。跨省区辅助服务按相应规则处理。

第三十二条 辅助服务补偿费用、并网运行考核费用、辅助服务分摊费用、辅助服务净结算费用统计计算

（一）调峰、一次调频、自动发电控制、自动功率控制、无功调节、爬坡、稳定切机、黑启动、快速甩负荷并网运行考核费用作为辅助服务补偿费用来源，综合考虑其他费用后，计算月度应分摊辅助服务费用。

1. 电力调度机构按本细则统计汇总月度各并网主体辅助服务补偿费用，按《华东区域电力并网运行管理实施细则》统计汇总月度调峰、一次调频、自动发电控制、自动功率控制、无功调节、爬坡、稳定切机、黑启动、快速甩负荷并网运行考核费用。

2. 月度总辅助服务补偿费用减去月度总并网运行考核费用，加上或者减去其他费用后，为月度应分摊或者分享辅助服务费用。正值为月度应分摊辅助服务费用，负值为月度应分享辅助服务费用。

3. 其他费用包括：跨省区辅助服务费用、新建发电机组调试运行期差额资金、上月结转费用。

4. 月度应分摊或者分享辅助服务费用计算公式如下：

$$F_{\text{应分摊或者分享}} = \sum_{i=1}^n F_{\text{辅助服务补偿},i} - \sum_{i=1}^n F_{\text{并网运行考核},i} \pm F_{\text{其他}}$$

式中， $F_{\text{应分摊或者分享}}$ 为月度应分摊或者分享辅助服务费用； n 为并网主体个数； $F_{\text{辅助服务补偿},i}$ 为第 i 个并网主体月度辅助服务补偿费用； $F_{\text{并网运行考核},i}$ 为第 i 个并网主体月度调峰、一次调频、自动发电控制、自动功率控制、无功调节、爬坡、稳定切机、黑启动、快速甩负荷并网运行考核费用； $F_{\text{其他}}$ 为其他费用。

5. 月度应分摊辅助服务费用向发电企业、新型储能企业、电力用户收取。月度应分享辅助服务费用结转到次月使用。

（二）月度应分摊辅助服务费用分不同辅助服务品种由发电企业、新型储能企业、电力用户按电量比例承担。

1. 月度各项辅助服务应分摊费用通过月度应分摊辅助服务费用与各项辅助服务补偿费用占比计算得出。

2. 月度各项辅助服务应分摊费用按“谁受益、谁承担”原则在相应的分摊主体间按电量比例承担。原则上，为了保

障电网总体安全的频率、电压、备用、转动惯量、稳定切机、快速甩负荷、黑启动等项目由发电企业、新型储能企业、电力用户共同承担；已经提供该分项无偿、有偿辅助服务或参与该分项并网运行考核的，不重复承担相应辅助服务费用；为特定主体提供的辅助服务由特定主体承担。

各项辅助服务费用分摊主体表

项目	分摊主体
有偿一次调频	电力用户
自动发电控制 自动功率控制 低频调节	未具备自动发电控制、自动功率控制功能，或者虽具备功能却不能用于调节频率和联络线功率 发电企业、新型储能企业、电力用户
有偿调峰	电力用户
有偿无功、自动电压控制	发电企业、新型储能企业、电力用户
旋转备用	发电企业、新型储能企业、电力用户
转动惯量	不具备转动惯量的 发电企业、新型储能企业、电力用户
爬坡	风光发电企业、电力用户
稳定切机	发电企业、新型储能企业、电力用户
稳定切负荷	发电企业、新型储能企业、电力用户
快速甩负荷	发电企业、新型储能企业、电力用户
黑启动	发电企业、新型储能企业、电力用户

3. 承担分摊责任的发电侧并网主体、新型储能企业为本细则适用的并网主体范围。承担分摊责任的电力用户指所有

工商业用户，包括电网企业代理购电工商业用户、直接参与市场（含通过售电公司参与市场）的工商业用户。

4. 发电企业、新型储能企业、电力用户电量比例计算使用口径

（1）抽水蓄能电站、独立储能电站以外的发电企业采用上网电量。抽水蓄能电站、独立储能电站、新型储能电量采用上网电量与用网电量之和。

（2）工商业用户采用用电量。华东网调调度管辖范围对应的电力用户用电量为各省市购电量（国家指令性计划分电电量，待受电省市已实现全部向用户疏导，再向受电省市疏导），分摊的辅助服务费用作为跨省区辅助服务费用。

（3）负荷聚合商、虚拟电厂等可调节负荷由其对应的电力用户承担分摊责任，不重复分摊。

（三）各个发电企业、独立储能企业、电力用户在“两个细则”辅助服务净结算费用为其提供辅助服务获得的补偿收入，减去并网运行考核费用支出，减去分摊费用支出。

第三十三条 各个发电企业、新型储能企业、电力用户在“两个细则”辅助服务净结算费用随电费一起收付。负荷聚合商、虚拟电厂等辅助服务净结算费用单独收付。

（一）电网企业负责居中结算，向各个发电企业、新型储能企业、售电公司、电力用户、负荷聚合商、虚拟电厂等收取或者支付辅助服务净结算费用，在每月收取或者支付电

费时一起结算或者单独结算。跨省区辅助服务费用由相关电网企业之间负责结算，随跨省区电费一起收付。

（二）各个发电企业（含抽水蓄能电站）、新型储能企业、负荷聚合商、虚拟电厂等在“两个细则”辅助服务净结算费用按月据实收付。电力交易机构根据电力调度机构提供的辅助服务净结算费用结果出具结算依据。电网企业、发电企业（含抽水蓄能电站）、新型储能、负荷聚合商按结算依据结算电费。

发电企业与电力用户、售电公司在电能量交易合同中约定承担方式与此不同（非按各自电量承担），而是把其中一方应承担费用全部或者约定比例转移给另外一方，则由双方共同向电力交易机构提交书面申请，电力交易机构出具结算依据时进行调整。

（三）工商业用户在“两个细则”辅助服务净结算费用收付

1. 省级电力调度机构统计计算所有电力用户月度“两个细则”辅助服务净结算费用总和，提供给相应电网企业。电网企业计算电力用户“两个细则辅助服务费用折合度电水平”。

2. 电网企业在代理购电价格表中“辅助服务费用折合度电水平”栏目再细分“两个细则辅助服务费用折合度电水平”，并按月发布。

3. 电力交易机构在直接参与市场（含通过售电公司参与市场）的工商业用户结算依据上按电网企业计算结果列示两个细则辅助服务费用折合度电水平。

4. 电网企业按照代理购电价格表和电力交易机构出具结算依据与电力用户结算工商业用户在“两个细则”辅助服务净结算费用。

5. 由于尾数取舍、月度电量偏差造成电网企业收付不相等的，结转到电网企业下一个月计算电力用户“两个细则辅助服务费用折合度电水平”时一并考虑，实行多退少补。

（四）负荷聚合商、虚拟电厂等与受调节对象按其双方约定自行结算。

第六章 信息披露

第三十四条 峰、腰、谷时段划分以及调峰困难、供应紧张时段由电力调度机构根据有关规定和当地发用电特性确定和调整，在技术支持系统上发布，并报送相应能源监管机构。

第三十五条 每月3日前（如遇法定节假日，则顺延至节假日后第1天），电力辅助服务管理技术支持系统生成各并网主体各项辅助服务补偿情况。各并网主体应在每月8日前完成初步核对，如存在异议，应在当月8日前向电力调度机构提出复核申请。华东电力调度机构应在每月8日前将受电省市分摊费用发送至相应省市电力调度机构（辅助服务费

用已向受电省市疏导情况下)。

第三十六条 电力调度机构应在每月 10 日前向电力交易机构推送各并网主体、电力用户（总体，即所有电力用户汇总值）辅助服务补偿费用、并网运行考核费用、辅助服务分摊费用、辅助服务净结算费用。

电力交易机构在每月 10 日之前通过信息披露平台向所有市场主体公示各并网主体、电力用户（总体，即所有电力用户汇总值）辅助服务补偿费用、并网运行考核费用、辅助服务分摊费用、辅助服务净结算费用。信息披露平台不具备公示条件时，可暂由电力调度机构在技术支持系统向所有市场主体披露。并网主体对公示有异议的，应在 3 个工作日内提出复核。电力调度机构在接到并网主体问询的 3 个工作日内，应进行核实并予以答复。

并网主体经与电力调度机构协商后仍有争议的，可向相应能源监管机构提出申诉。无异议后，电力调度机构将结果盖章推送给电力交易机构，电力交易机构出具结算依据；特殊情况下，结果需要能源监管机构审核发文的，电力调度机构将结果报送能源监管机构，电力交易机构根据能源监管机构文件出具结算依据。

第七章 监督与管理

第三十七条 华东区域内能源监管机构负责辖区内电力辅助服务管理，组织建设电力辅助服务市场，组织电网企业

和并网主体确定电力辅助服务补偿标准或价格机制，调解辖区内电力辅助服务管理争议，监管电力辅助服务管理实施细则和市场交易规则的执行、电力辅助服务的需求确定和评估实际执行效果等工作。

第三十八条 各省能源监管办可在本细则基础上，结合当地实际情况约定不同补偿标准或价格机制，修订辖区内实施细则和市场交易规则，保持实施细则和市场交易规则在区域内的基本统一和相互协调。电力现货试点地区，由相应能源监管机构根据当地电力系统运行需要和现货市场运行情况，统筹做好衔接，制定电力辅助服务市场交易规则。

第三十九条 华东区域内能源监管机构结合实际情况和相关问题线索，可采取现场或非现场方式对本细则执行情况开展检查，对违反本细则行为依法依规进行处理。任何单位和个人对违反本细则的行为，有权向能源监管机构举报。能源监管机构应当及时处理，并为举报人保密。

第四十条 电力调度机构每月月底前将上月“两个细则”统计结果和电网企业收付平衡情况报送相应能源监管机构。

第四十一条 技术支持系统发生重大变化后，电力调度机构应组织第三方专业机构评估技术支持系统中有关算法、功能与本实施细则的一致性，并将评估报告报送相应能源监管机构。

第八章 附 则

第四十二条 本细则由华东能源监管局负责制定、修订和解释。

第四十三条 本细则自×年×月×日起实施，有效期5年。《国家能源局华东监管局关于修订印发〈华东区域并网发电厂辅助服务管理实施细则〉和〈华东区域发电厂并网运行管理实施细则〉的通知》（华东监能市场〔2020〕147号）同时废止。

附件 1-1:

新建发电机组调试运行期差额资金 纳入辅助服务补偿操作流程

一、新建机组满足《发电机组进入及退出商业运营管理办法》（电监市场〔2011〕32号）第六条要求的时点（以下简称“满负荷运行完成时点”）前新建发电机组调试运行期差额资金在当月使用，计算公式如下：

$$D_{\text{固有}} = 50\% \sum_{i=1}^n Q_{i\text{固有调试}} \times (P_{i\text{商业}} - P_{i\text{调试}})$$

式中， $D_{\text{固有}}$ 为当月相应调度管辖范围新建机组在“满负荷运行完成时点”前，可用于电力辅助服务补偿的调试运行期差额资金； $Q_{i\text{固有调试}}$ 为当月第*i*台新建机组在“满负荷运行完成时点”前调试电量； $P_{i\text{商业}}$ 为政府主管部门制定的第*i*台新建机组上网电价或者基准电价。如果当月政府主管部门尚未确定该机组上网电价，接近期政府主管部门制定的同类型机组上网电价参与计算。待上网电价正式确定后进行调整，计入差额资金调整修正量； $P_{i\text{调试}}$ 为第*i*台新建机组调试电价。

二、新建机组“满负荷运行完成节点”后调试运行期差额资金在机组转入商业运行时点当月计算使用，计算公式如下：

$$D_{\text{或有}} = 50\% \sum_{i=1}^n Q_{i\text{或有调试}} \times (P_{i\text{商业}} - P_{i\text{调试}})$$

式中， $D_{\text{或有}}$ 为相应调度管辖范围新建机组转入商业运行当月，自“满负荷运行完成时点”至转入商业运行时点之间，可用于电力辅助服务补偿的调试电量差额资金； $Q_{\text{或有调试}}$ 为第*i*台新建机组自满负荷运行完成时点至转入商业运行时点之间调试电量； $P_{\text{商业}}$ 为政府主管部门制定的第*i*台新建机组批复上网电价或基准电价。如果当月政府主管部门尚未确定该机组上网电价，接近期政府主管部门制定的同类型机组上网电价参与计算。待上网电价正式确定后进行调整，计入差额资金调整； $P_{\text{调试}}$ 为第*i*台新建机组调试电价。

三、未分配使用的调试运行期差额资金结转到次月使用
未在发电企业分配使用的调试运行期差额资金结转到次月使用，计算公式：

$$D_{\text{未分配}} = D_{\text{上月结转}} + D_{\text{调整}}$$

式中， $D_{\text{未分配}}$ 为未分配使用的调试运行期差额资金； $D_{\text{上月结转}}$ 为上月未分配使用结转到本月的调试运行期差额资金； $D_{\text{调整}}$ 为由于价格调整等因素引起在发电企业分配使用的调试运行期差额资金调整修正量。