

国家能源局山西监管办公室  
山西省发展和改革委员会 文件  
山西省能源局

晋监能市场规〔2025〕3号

关于印发《山西电力二次调频辅助  
服务市场交易实施细则》的通知

国网山西省电力公司、山西电力交易中心有限公司、中央驻晋及  
省属电力集团、有关经营主体：

为进一步规范山西电力二次调频辅助服务市场运行，按照  
《国家发展改革委 国家能源局关于建立健全电力辅助服务市场  
价格机制的通知》（发改价格〔2024〕196号）、《国家发展改革委  
国家能源局关于印发〈电力辅助服务市场基本规则〉的通知》（发

改价格〔2025〕411号）以及《国家能源局综合司关于同意山东等16省份电力辅助服务市场建设方案的复函》要求，结合历次二次调频市场有关规则调整，在广泛征集意见的基础上，我们编制了《山西电力二次调频辅助服务市场交易实施细则》，现予以印发，请遵照执行。

本细则纳入山西省电力市场规则体系统一管理，原《山西电力二次调频辅助服务市场交易实施细则（V15.0）》同时废止。

附件：山西电力二次调频辅助服务市场交易实施细则

国家能源局山西监管办公室



山西省发展和改革委员会



山西省能源局

2025年4月22日



附件

# 山西电力二次调频辅助服务市场 交易实施细则

## 第一章 总 则

**第一条** 为规范山西电力二次调频辅助服务市场的组织与实施，发挥市场在调频资源配置中的决定性作用，保障山西电网安全、稳定、经济运行，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、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）、《国家发展改革委 国家能源局关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》（发改价格〔2024〕196号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力辅助服务市场基本规则〉的通知》（发改价格〔2025〕411号）、《国家能源局综合司关于同意山东等16省份电力辅助服务市场建设方案的复函》和电力市场有关规定及国家有关行业标准，结合山西实际，制定本细则。

**第二条** 本细则适用于山西电网省调并网发电机组、独立储能、获得准入的独立辅助服务供应商、综合能源服务商等新型经营主体开展的二次调频服务交易行为。独立辅助服务供应商、综合能源服务商等新型经营主体的准入条件、补偿及分摊办法待相关标准明确后另行明确。

**第三条** 本细则所称电力二次调频辅助服务（以下简称“调频服务”），是指经营主体在其申报的出力调整范围内，跟踪自动发电控制装置 AGC 指令，按照电力系统频率和联络线功率控制的要求，实时、往复调整发电出力的辅助服务。

**第四条** 经营主体参与山西电力二次调频辅助服务市场（以下简称“调频市场”）要严格执行 AGC 指令与调度计划，确保电力安全。供热机组不得以参与调频市场交易为由影响居民供热质量。

## **第二章 市场管理**

### **第一节 市场准入**

**第五条** 参加山西电力辅助服务市场交易的发电企业、独立储能以及独立辅助服务供应商、综合能源服务商等新型经营主体必须履行山西电力市场准入、市场注册的相关程序，应当满足调频、调峰相应辅助服务的技术标准和能力要求。

**第六条** 参与调频市场的经营主体需满足辅助服务市场准入条件并完成市场注册，需符合调频辅助服务相关技术标准，满足调控信息接入、调节性能、计量精度等方面的要求。

申报调频辅助服务的常规火电机组的基本调峰能力应满足：非供热机组、不承担供热任务的供热机组的基本调峰能力不低于其装机容量的 35%；承担供热任务的供热机组的基本调峰能力需不低于装机容量的 25%。机组提供调频服务时不得影响其基本调峰能力，基本调峰能力不达标的机组不得参与调频辅助市场。

参与调频市场的经营主体必须确保其在提供调频服务时，能够保障自身设备安全，并且符合电网安全稳定相关标准和技术规范。

## 第二节 市场成员

**第七条** 山西电力调频市场成员包括电网企业、市场运营机构和经营主体。

**第八条** 本细则中电网企业是为电力调频市场建设运营提供必要的网架支撑及关联服务的主体。

**第九条** 本细则中市场运营机构为电力调度机构与电力交易机构。

**第十条** 本细则中经营主体是指在调频市场技术支持系统和电力交易平台完成注册的省调并网火电企业和独立储能企业、满足并网技术标准等相关要求的独立辅助服务供应商、综合能源服务商等新型经营主体，统称为调频服务供应商主体（以下简称为“调频主体”）。

## 第三节 权利和义务

**第十一条** 电网企业的基本权利和义务：

- （一）保障电网以及输配电设施的安全稳定运行；
- （二）为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务；
- （三）负责电费结算，收取输配电费，代收代付电费和政府性基金及附加等；
- （四）按规定披露和提供信息；

(五) 法律法规规定的其他权利和义务。

## **第十二条** 电力调度机构基本权利和义务：

(一) 管理、运营调频市场；

(二) 建立、维护辅助服务市场技术支持系统；

(三) 依据辅助服务市场规则组织交易，按照交易结果进行调用，并按规定执行考核；

(四) 披露与发布辅助服务市场信息，并推送至电力交易平台；

(五) 评估辅助服务市场运行状态，分析市场交易结果，根据市场运行中存在的问题，向山西能源监管办、山西省发展改革委及山西省能源局提出规则修改建议；

(六) 在系统事故等紧急情况下干预或中止市场，按照安全第一的原则保障系统稳定运行，并及时将有关情况上报山西能源监管办、山西省发展改革委及山西省能源局；

(七) 做好辅助服务市场监测分析及风险防控工作，编制风险处置预案，并按照市场监管需要，向山西能源监管办、山西省发展改革委及山西省能源局提交相关信息，接受监管。

## **第十三条** 电力交易机构基本权利和义务：

(一) 负责辅助服务市场相关经营主体的注册、管理与注销；

(二) 根据电力调度机构提供的辅助服务市场信息，按需进行披露与发布；

(三) 出具辅助服务市场交易结算凭据；

（四）会同电力调度机构，评估市场运行状态，根据市场运行中存在的问题，向山西能源监管办、山西省发展改革委及山西省能源局提出规则修改意见；

（五）做好辅助服务市场监测分析及风险防控工作，配合电力调度机构编制风险处置预案，并按照市场监管需要，向山西能源监管办、山西省发展改革委及山西省能源局提交相关市场信息，接受监管。

#### **第十四条** 火电企业和独立储能企业的基本权利和义务：

（一）按规则参与辅助服务市场，提供优质的二次调频辅助服务，获得辅助服务市场收益，按规定支付（分摊）辅助服务市场费用；

（二）加强设备维护，按照规则执行调频辅助服务指令与调度计划，并按规定接受考核；

（三）当辅助服务市场交易未达成时，承担基本辅助服务义务；

（四）按规定披露和提供信息，获得辅助服务市场相关信息；

（五）及时反映辅助服务市场中存在的问题，获得公平、公正、公开的处理结果；

（六）其他法律法规所赋予的权利和责任。

**第十五条** 独立辅助服务供应商、综合能源服务商等新型经营主体的基本权利和义务：

（一）符合市场准入条件，完成市场注册手续、并网手续等相关程序，满足相关技术标准及安全保障要求；

(二) 按规则参与辅助服务市场，获得辅助服务市场收益，并支付（分摊）辅助服务市场费用；

(三) 加强设备维护，按照规则执行调频辅助服务指令与调度计划，并按规定接受考核；

(四) 按规定披露和提供信息，获得辅助服务市场相关信息；

(五) 及时反映辅助服务市场中存在的问题，获得公平、公正、公开的处理结果；

(六) 其他法律法规所赋予的权利和责任。

#### **第十六条** 风电和光伏新能源发电企业的基本权利和义务：

(一) 按规则参与辅助服务市场，支付（分摊）辅助服务市场费用；

(二) 加强设备维护，执行辅助服务市场的交易结果与调度计划，并按规定接受考核；

(三) 按规定披露和提供信息，获得辅助服务市场的相关信息；

(四) 及时反映辅助服务市场中存在的问题，获得公平、公正、公开的处理结果；

(五) 其他法律法规所赋予的权利和责任。

### **第三章 交易组织**

**第十七条** 调频市场开展五个时段的交易，具体时段为 00:00-06:00，06:00-12:00，12:00-16:00，16:00-21:00，21:00-24:00。竞价日 8:30 前，电力调度机构发布每个时段的调

频市场开市信息，包括但不限于：

- （一）调频市场准入的经营主体；
- （二）次日每个时段的调频市场需求（MW）、省网直调负荷预测曲线（96点）、外送计划曲线（96点）；
- （三）调频市场的申报价格范围；
- （四）调频市场申报开始、截止时间等。

**第十八条** 竞价日8:30-9:30，各调频主体按照00:00-06:00，06:00-12:00，12:00-16:00，16:00-21:00，21:00-24:00，共5个交易时段，分别申报调频报价。除符合调频市场准入条件且列入煤电容量电价适用名单的机组，其他主体未提交调频报价的交易时段，不纳入该时段的调频市场出清。独立发电企业以机组为调频主体单位进行申报，独立辅助服务供应商（独立储能）以整体为调频主体单位进行申报。各调频主体的容量按照其现货市场申报的可调范围上、下限确定。所有符合调频市场准入条件且列入煤电容量电价适用名单的机组必须进行调频市场交易申报，迟报、漏报、无效申报或不报者均默认采用缺省值（市场申报价格上限）作为申报信息参与市场出清。

调频服务的申报价格单位为（元/兆瓦），申报价格的最小单位是0.1元/兆瓦，申报价格范围如下表所示。

| 序号 | 时段名称    | 时间范围        | 报价范围       |
|----|---------|-------------|------------|
| 1  | 凌晨时段    | 00：00-06：00 | 5-15 元/兆瓦  |
| 2  | 早高峰时段   | 06：00-12：00 | 5-15 元/兆瓦  |
| 3  | 中午低谷时段  | 12：00-16：00 | 10-15 元/兆瓦 |
| 4  | 晚高峰时段   | 16：00-21：00 | 10-15 元/兆瓦 |
| 5  | 后夜降负荷时段 | 21：00-24：00 | 5-15 元/兆瓦  |

系统将对各调频主体的申报价格进行自动审核，确认申报价格是否在限值范围以内。对于申报价格高于报价上限的或低于下限的，系统自动识别为无效申报。

**第十九条** 竞价日 9：30-10：30，电力调度机构进行分时段调频市场出清计算。依据调频市场分时段需求、调频主体的申报数据、历史调频性能指标等，以调频服务供应成本最小化为目标，进行调频市场集中出清，对 00：00-06：00，06：00-12：00，12：00-16：00，16：00-21：00，21：00-24：00 每个交易时段各调频主体的中标结果和调频市场结算价格等进行计算。

**第二十条** 调频市场出清根据各调频主体的排序价格进行。将排序价格由低到高依次进行排序，直至满足调频市场需求。中标调频主体按照其申报价格结算，分时段计算其调频市场收益。

实时运行阶段，当省内用电负荷或新能源发电等边界条件较日前预测发生较大变化时，电力调度机构可根据电网运行需要调整调频市场需求，并对日前调频市场尚未执行的交易时段重新进行出清计算。日内更新计算时，采用日前调频市场封存的申报信

息，并在实际运行时段起始时间点的 30 分钟前完成。

## 第二十一条 调频市场日前出清组织步骤：

### （一）确定次日各时段调频需求 $P_{demand}^R$ ：

次日调频市场各时段的可调容量需求参数，暂定为该时段直调发电需求最大值的 5%~15%。电力调度机构可依据市场运行情况及实际电网调频情况，按需调整系统调频需求。

### （二）计算调频主体历史调频性能指标：

#### 1. 调节速率

（1）调节速率是指调频主体响应设点指令的速率，可分为上升速率和下降速率。实际调节速率计算公式如下：

$$v_{i,j} = \begin{cases} \frac{P_{Ei,j} - P_{Si,j}}{T_{Ei,j} - T_{Si,j}} & \text{上调} \\ \frac{P_{Si,j} - P_{Ei,j}}{T_{Ei,j} - T_{Si,j}} & \text{下调} \end{cases}$$

式中  $V_{i,j}$  是调频主体  $i$  第  $j$  次调节的调节速率 (MW/分钟)， $P_{Ei,j}$  是其结束响应过程时的出力 (MW)， $P_{Si,j}$  是其开始动作时的出力 (MW)， $T_{Ei,j}$  是结束的时刻 (分钟)， $T_{Si,j}$  是开始的时刻 (分钟)。

若调频主体跟踪不满足典型的 AGC 设点控制过程（未能进入目标死区）时，则调节速率为指令结束时刻调频主体出力与指令下发时刻出力获得的有功变化量再除以该段调节时间计算而得。

$$K_1^{i,j} = 2 - \frac{V_{N,i}}{v_{i,j}}$$

如果  $K_1^{i,j}$  的计算值小于 0.1, 则取为 0.1。

式中,  $V_{N,i}$  为调频主体  $i$  的标准调节速率, 单位是 MW/分钟, 其中: 燃煤机组、燃气机组、水力发电机组、独立储能电站的标准调节速率采用山西最优煤电机组主机对应的标准调节速率设计参数, 即机组额定有功功率的 2%。独立储能电站的实际调节速率参数目前暂定为不得超过 80MW/分钟, 超过时  $K_1^{i,j}$  按 0.1 计算。 $K_1^{i,j}$  衡量的是调频主体  $i$  第  $j$  次实际调节速率与其应该达到的标准速率相比达到的程度。

## (2) 计算频率

每次满足调节速率计算条件时计算。

## 2. 调节精度

### (1) 计算公式

调节精度是指调频主体响应稳定以后, 实际出力和设点出力之间的差值。调节精度的考核指标计算过程描述如下:

在第  $i$  个调频主体进入设点指令死区平稳运行阶段, 调频主体出力围绕设点指令轻微波动。在类似这样的时段内, 对实际出力与设点指令之差的绝对值进行积分, 然后用积分值除以积分时间, 即为该时段的调节偏差量, 如下式:

$$\Delta P_{i,j} = \frac{\int_{T_{Si,j}}^{T_{Ei,j}} |P_{i,j}(t) - P_{i,j}| \times dt}{T_{Ei,j} - T_{Si,j}}$$

其中,  $\Delta P_{i,j}$  为第  $i$  个调频主体在第  $j$  次调节的偏差量 (MW),  $P_{i,j}(t)$  为其在该时段内的实际出力,  $P_{i,j}$  为该时段内的设点指令值,

$T_{Ei,j}$  为该时段终点时刻,  $T_{Si,j}$  为该时段起点时刻。

若调频主体跟踪不满足典型的 AGC 设点控制过程 (跨出指令死区但未能进入目标死区) 时, 如该过程调频主体实际速率大于等于标准速率, 则调节精度置为标准调节精度, 如该过程调频主体实际速率小于标准速率, 调节精度为跨出指令死区时刻到指令结束时刻的时间内实际出力与目标出力偏差的平均积分值。

若调频主体跟踪不满足典型的 AGC 设点控制过程 (未跨出指令死区), 则调节精度为从指令发出时刻到指令结束时刻的时间内实际出力与目标出力偏差的平均积分值。

$$K_2^{i,j} = 2 - \frac{\Delta P_{i,j}}{\text{调节允许的偏差量}}$$

如果  $K_2^{i,j}$  的计算值小于 0.1, 则取为 0.1。式中, 调节允许的偏差量为调频主体额定有功功率的 1%, 最小精度为 1MW。  $K_2^{i,j}$  衡量的是该主体  $i$  第  $j$  次实际调节偏差量与其允许达到的偏差量相比达到的程度。

## (2) 计算频率

每次满足调节精度计算条件时计算。

## 3. 响应时间

### (1) 计算公式

响应时间是指 EMS 系统发出指令之后, 调频主体出力在原出力点的基础上, 可靠地跨出与调节方向一致的调节死区所用的时间。

若发出指令之后, 调频主体出力在原出力点的基础上一一直未

可靠地跨出与调节方向一致的调节死区，则此时响应时间为指令发出时刻到指令结束时刻的所用时间。即：

$$t_{i,j}^{up} = T_1 - T_0 \text{ 和 } t_{i,j}^{down} = T_6 - T_5$$

$$K_3^{i,j} = 2 - \frac{t_{i,j}}{\text{标准响应时间}}$$

式中， $t_{i,j}$  为调频主体  $i$  第  $j$  次 AGC 响应时间，其中标准响应时间为 60s。 $K_3^{i,j}$  衡量的是该主体  $i$  第  $j$  次实际响应时间与标准响应时间相比达到的程度。

如果  $K_3^{i,j}$  的计算值小于 0.1，则取为 0.1。

## (2) 计算频率

每次满足响应时间计算条件时计算。

## 4. 调节性能综合指标计算

每次 AGC 动作时按下式计算 AGC 调节性能：

$$K_p^{i,j} = K_1^{i,j} \times K_2^{i,j} \times K_3^{i,j}$$

式中， $K_p^{i,j}$  衡量的是调频主体  $i$  第  $j$  次调节过程中的调节性能好坏程度。

## 5. 调节性能日平均值 $K_{pd}^i$ ：

$$K_{pd}^i = \begin{cases} \frac{\sum_{j=1}^n K_p^{i,j}}{n}, & \text{调频资源 } i \text{ 被调用 AGC } (n > 0) \\ 1, & \text{调频资源 } i \text{ 未被调用 AGC } (n = 0) \end{cases}$$

式中， $K_{pd}^i$  反映了第  $i$  个调频主体一天内  $n$  次调节过程中的性能指标平均值。未被调用调频主体是指具备 AGC 功能但一天内一

次都没有被调用的调频主体。

调频主体历史调频性能指标，选取最近一个调用日（向前查询最多不超过 15 天）的调频性能各时段的平均值数据（该日调频资源在运行状态）。当某调频主体某时段的历史调频性能指标小于等于 1 时，电力调度机构在该时段不予调用，待性能测试试验符合标准后方可再次进入调频市场，历史调频性能指标按照测试结果计算。

### （三）调整历史调频性能指标：

选定的调频资源历史调频性能指标，经过归一化处理，使其数值在 0-1 之间，调整公式如下：

$$\lambda(Kp_i) = \begin{cases} 1, & Kp_i \geq Kp_{saturation} \\ \frac{Kp_i}{Kp_{saturation}}, & Kp_{min} \leq Kp_i < Kp_{saturation} \\ 0.1, & Kp_i < Kp_{min} \end{cases}$$

式中， $Kp_{min}$  与  $Kp_{saturation}$  的参数数值依据实际情况确定和调整。暂定  $Kp_{min}=1$ ， $Kp_{saturation}=6$ 。

### （四）计算各调频主体排序价格：

将各调频主体的申报价格，除以其归一化的历史调频性能指标，得到其排序价格：

$$C_i = C_i^R / \lambda(K_{pi})$$

式中， $C_i^R$  为调频主体 i 的原始报价。

（五）按各调频主体的排序价格由低到高确定中标优先次序。当排序价格相同时，优先调用调节性能好的调频主体；调节

性能指标相同时，选取调节容量大的调频主体。为确保系统调节资源分布合理及电网运行安全，暂定每时段独立储能的总中标容量占比参数不大于 55%。

#### （六）确定调频市场边际调频主体：

对于调频主体  $i^M$ ，所有按价格顺序排列的调频主体， $1 \leq i \leq i^M$ ，有：

$$\sum_{i=1}^{i^M-1} P_i^R < P_{demand}^R \text{ 且 } \sum_{i=1}^{i^M} P_i^R \geq P_{demand}^R$$

则  $i^M$  为边际调频主体， $1 \leq i \leq i^M$  为中标的调频主体。各调频主体按照申报价格进行结算。

### 第二十二条 调频市场日内出清组织步骤

#### （一）确定调频市场日内交易各时段的调频需求 $P_{demand}^R$ ：

确定日内交易时段调频市场的可调容量需求参数，暂定为日内交易时段直调发电需求最大值的 5%~15%。电力调度机构可依据市场运行情况及实际电网调频需要，按需调整系统调频需求。

#### （二）计算机组历史调频性能指标：

##### 1. 每次 AGC 动作时按下式计算 AGC 调节性能：

$$K_p^{i,j} = K_1^{i,j} \times K_2^{i,j} \times K_3^{i,j}$$

式中， $K_p^{i,j}$  衡量的是该 AGC 调频主体  $i$  第  $j$  次调节过程中的调节性能好坏程度， $K_1^{i,j}$ 、 $K_2^{i,j}$ 、 $K_3^{i,j}$  定义及计算方法与日前出清相同。

##### 2. 调节性能日平均值 $K_{pd}^i$ ：

$$K_{pd}^i = \begin{cases} \frac{\sum_{j=1}^n K_p^{i,j}}{n}, & \text{调频资源 } i \text{ 被调用 AGC } (n > 0) \\ 1, & \text{调频资源 } i \text{ 未被调用 AGC } (n = 0) \end{cases}$$

式中， $K_{pd}^i$ 反映了第  $i$  个调频主体一天内  $n$  次调节过程中的性能指标平均值。未被调用调频主体是指具备 AGC 功能但一天内一次都没有被调用的调频主体。

调频主体历史调频性能指标，选取最近一个调用日（向前查询最多不超过 15 天）的调节性能日平均值数据。当某调频主体的历史调频性能指标小于等于 1 时，电力调度机构不予调用，待测试试验符合标准后方可再次进入调频市场，历史调频性能指标按照测试结果计算。

### （三）调整历史调频性能指标：

选定的调频主体历史调频性能指标，经过归一化处理，使其数值在 0-1 之间，调整公式如下：

$$\lambda(Kp_i) = \begin{cases} 1, & Kp_i \geq Kp_{saturation} \\ \frac{Kp_i}{Kp_{saturation}}, & Kp_{min} \leq Kp_i < Kp_{saturation} \\ 0.1, & Kp_i < Kp_{min} \end{cases}$$

式中， $Kp_{min}$  与  $Kp_{saturation}$  的参数数值依据实际情况确定和调整。暂定  $Kp_{min}=1$ ， $Kp_{saturation}=6$ 。

### （四）计算各调频主体排序价格：

将各调频主体的申报价格，除以其归一化的历史调频性能指标，得到其排序价格：

$$C_i = C_i^R / \lambda(K_{pi})$$

式中,  $C_i^R$  为调频主体  $i$  的原始报价。

(五)按各调频主体的排序价格由低到高确定中标优先次序。当排序价格相同时, 优先调用调节性能好的调频主体; 调节性能指标相同时, 选取调节容量大的调频主体。为确保系统调节资源分布合理及电网运行安全, 暂定每时段独立储能的总中标容量占比参数不大于 55%。

(六) 确定调频市场边际调频主体:

对于调频主体  $i^M$ , 所有按价格顺序排列的调频主体,  $1 \leq i \leq i^M$ , 有:

$$\sum_{i=1}^{i^M-1} P_i^R < P_{demand}^R \text{ 且 } \sum_{i=1}^{i^M} P_i^R \geq P_{demand}^R$$

则  $i^M$  为边际调频主体,  $1 \leq i \leq i^M$  为中标的调频主体。各调频主体按照申报价格进行结算。

### 第二十三条 结果审核

竞价日 10:30-17:30, 电力调度机构对调频市场日前出清结果进行审核。日内实时运行需要更新计算时, 在正式运行 30 分钟前完成交易时段出清结果审核。审核内容包括但不限于:

- (一) 调频市场的总供给容量是否满足总需求容量;
- (二) 各调频主体的中标情况, 是否满足排序价格优先顺序;
- (三) 是否满足电网安全约束要求;
- (四) 其他需要审核的内容。

### 第二十四条 结果发布

竞价日 17:30 前，电力调度机构将审核完成的调频市场出清结果通过辅助服务市场技术支持系统发布，日内实时运行更新计算后，电力调度机构将审核完成的调频市场出清结果通过辅助服务市场技术支持系统发布。发布内容包括但不限于：

（一）公开信息：当日调频市场中标调频主体性能指标的平均值、最大值、最小值，所有中标调频主体的结算均价等；

（二）特定信息：调频主体的自身中标结果；

（三）其他需要公布的市场信息。

调频主体按规定的权限获取相关信息。对市场出清发布的结果存在异议的调频主体，应于当日完成申诉。

## **第二十五条 调频市场与其他市场的协调**

（一）调频市场在日前现货市场安全约束机组组合（SCUC）确定运行日机组组合后开展，出清计算形成运行日各交易时段的调频主体序列。运行日调频主体序列确定后，日前现货市场安全约束经济调度（SCED）在对调频主体保留必要的上调容量和下调容量（初期参数暂定为装机容量 5%），根据日前现货市场出清规则计算运行日机组发电出力计划。

（二）电力调度机构应完善“虚拟分区”运行模式，根据调频主体提出的分区运行需求，在保障系统安全的情况下，允许调频主体结合市场运行情况，灵活调配站内资源参与现货和辅助服务市场。

## **第二十六条 控制策略**

运行日按照各时段调频市场交易结果，切换中标调频主体，由其跟踪 AGC 系统的调频指令，提供调频服务。在 AGC 指令分配中，采用分层优化、动态协同策略，由火电、储能协同分配。

市场运行初期，基于火电与储能的动态响应特性构建火电组（含火电配储）、储能组，实现两类资源的互补协同。根据电网实际运行情况，可逐步实现各调频主体脱离分组独立运行。

### （一）策略分配

两组间指令分配策略按照比例分配方式。比例分配方式参数根据两组中标容量比例和电网运行情况动态调整，为保证系统资源分布合理，储能组原则上总指令占比不超 65%。

其中：

1. 火电组内指令分配采用实时裕度优先级排序策略。

上调裕度 = (调节上限 - 实际出力) / (调节上限 - 调节下限)

下调裕度 = (实际出力 - 调节下限) / (调节上限 - 调节下限)

2. 储能组内指令分配可采用实时裕度优先、储能电站电荷状态（以下简称 SOC）裕度优先、按容量等比例分配、实时裕度优先兼 SOC 阈值动态优化调整等分配策略，暂使用实时裕度优先兼 SOC 阈值动态优化调整分配策略。

裕度优先兼 SOC 阈值动态优化调整策略，是指在裕度优先前提下，结合储能实时荷电状态（SOC）超出设定区间情况（ $SOC < SOC_{\text{下阈值}}$  或  $SOC > SOC_{\text{上阈值}}$ ），动态优化控制指令，防止储能过充/过放风险，优化 SOC 运行状态。SOC 下阈值、SOC 上阈值，根据实际

情况动态调整，SOC 下阈值参数范围 20%-40%、SOC 上阈值参数范围取 60%-80%。计算过程如下：

$$P_{bess,i}^{\max}(t) = \begin{cases} 0 & SOC_i(t) \in [0, SOC_{\min}] \\ P_{bess,i}^{\text{disc}} * \frac{SOC_i(t) - SOC_{\min}}{SOC_{\text{low}} - SOC_{\min}} & SOC_i(t) \in (SOC_{\min}, SOC_{\text{low}}) \\ P_{bess}^{\text{disc}} & SOC_i(t) \in [SOC_{\text{low}}, 100] \end{cases}$$

$$P_{bess,i}^{\min}(t) = \begin{cases} 0 & SOC_i(t) \in [SOC_{\max}, 100] \\ -P_{bess}^{\text{charg}} * \frac{SOC_{\max} - SOC_i(t)}{SOC_{\max} - SOC_{\text{high}}} & SOC_i(t) \in (SOC_{\text{high}}, SOC_{\max}) \\ -P_{bess}^{\text{charg}} & SOC_i(t) \in [0, SOC_{\text{high}}] \end{cases}$$

其中： $P_{bess,i}^{\max}(t)$  为实时修正功率调节上限； $P_{bess}^{\text{disc}}$  为额定功率上限； $SOC_{\text{low}}$  为 SOC 下阈值； $SOC_{\min}$  为 SOC 下限； $SOC_i(t)$  为实时 SOC 值； $P_{bess,i}^{\min}(t)$  为实时修正功率调节下限； $P_{bess}^{\text{charg}}$  为额定功率下限； $SOC_{\text{high}}$  为 SOC 上阈值； $SOC_{\max}$  为 SOC 上限。

储能电站调节步长参数为 10%-20%，暂取 20%。

## (二) 约束条件

各调频主体在提供调频服务期间，应同时受断面等网架约束。

## (三) 协同计算

各调频主体在同时提供一次、二次调频辅助服务期间，应考虑其 Kp 值所受影响，计算时按调频主体实际出力减去响应一次调频指令后的出力修正 Kp 值。

## 第二十七条 交易结果执行

运行日中，当值调度员发现某调频主体（ACE）不跟踪 AGC

指令、调频性能指标不合格、不满足调频主体基本调峰能力要求时，实时退出该主体调频状态，取消该主体当日调频收益及相关补偿，并从次日起连续十天将该主体退出该时段调频市场准入，并做好当班记录。

若某调频主体某时段的历史调频性能小于等于 1，该主体应积极消缺整改，及时向电力调度机构提交 ACE 调节试运申请票。待申请票批复后，调频主体向当值调度员申请投入 ACE 模式，获得同意后当值调度员将该主体 AGC 模式改为 ACE，产生调节性能指标后，由市场决定其是否参与 ACE 调频服务。

下一个运行日 02:00 后，在各调频主体确认无误的情况下，电力调度机构依据调频主体分时段的实际调频效果与贡献，计算分时段调频收益，生成调频市场费用清算单并发送至电力交易机构，由电力交易机构出具结算凭据。

为确保调频主体调频质量和效果，增加事后调频主体性能筛查机制，对于事后筛查不满足要求的调频主体，取消其当日调频里程收益。

电网出现断面越限或事故处理时，电力调度机构根据电网实际情况退出相关调频主体的 ACE 控制模式。此外，对于引起断面阻塞频发的关键主体，视阻塞严重程度按照灵敏度大小排序退出调频市场。各调频主体退出调频市场后，需严格执行现货市场交易结果，缓解电网阻塞、保障电网安全。

## **第二十八条 性能抽查**

运行日当值调度员根据电网运行情况可适时开展中标调频主体的性能抽查工作，被抽查调频主体由辅助服务技术支持系统随机选取 1 台。当日被抽查性能不达标中标调频主体，当日不获得调频收益。该调频主体需重新进行该时段调频性能测试，合格后方允许参与该时段调频市场。

中标调频主体性能不达标包含两种情况：一是调频性能指标不达标；二是实际最大可调节范围与申报的可调节上下限范围偏差超过 10%。

调频性能不达标主体或尚未进行性能测试调频主体申请进行调频性能测试应申报计划工作票，批准后由当值调度根据电网情况安排，测试期间做好相关记录，被测试调频主体当日不获得调频市场收益。

被抽查调频主体名单及核查结果等核查工作开展情况由当值调度在辅助服务技术支持系统实时发布。

## 第四章 计量结算

### 第一节 费用计量

**第二十九条** 调频市场的结算按五个时段进行，中标的调频主体在提供调频服务后，可获得调频收益：

该时段内调频主体  $i$  的调频收益=该时段内调频主体  $i$  实际的调节深度  $D^R \times$  该时段内调频主体  $i$  当日的性能指标折算值  $K_{\text{结算}}$   $\times$  该时段内调频市场结算价格  $C_i$ 。

### （一）调节深度：

调节深度计算公式如下：

$$D^R = \sum_{j=1}^n D_{i,j}^R + \sum_{j=1}^n D_{i,j}^R \times \alpha$$

式中，调节深度 $D_{i,j}^R$ 为调频主体 $i$ 第 $j$ 次的调节深度，单位MW， $n$ 为日调节次数， $\alpha$ 为调节时间系数。计算调节深度时，调度技术系统调频指令最短历时参数范围为30s-60s，暂按30s执行。

#### （1）调节时间系数

$\alpha$ 为调节时间系数，在调频主体按照调频指令完成一个整体的增加和减少出力调整周期过程中，根据调度指令保持出力不变的调节时长，结合厂站关键控制量测数据质量计算。火电及火储关键控制量测为实时有功出力，储能电站关键控制量测为实时SOC。

$\alpha = (\text{指令调节持续时间}/M) * \text{数据质量系数}$ 。 $M$ 参数范围为2-6分钟，暂按3分钟设定。

#### （2）数据质量系数计算

数据质量系数按日统计。其中：

火电数据质量系数 =  $(1 - \text{有功数据大幅异常跳变次数} * 1/24) * 100\% \times (1 - \text{有功数据异常时长}/24 \text{ 小时}) * 100\%$ 。有功数据大幅异常跳变按照有功数据连续时刻前后变化10%装机容量统计。

储能数据质量系数 =  $(1 - \text{SOC 数据大幅异常跳变次数}$

$\times 1/24) \times 100\% \times (1 - \text{SOC 数据异常时长} / 24 \text{ 小时}) \times 100\%$ 。

储能电站 SOC 数据大幅异常跳变按照 SOC 数据连续时刻前后变化 10% (SOC 上限-SOC 下限) 统计, 储能 SOC 数据异常时长为 SOC 数据死数或逻辑错误日总时长, 单位为小时。

储能电站 SOC 异常识别, 通过对采样区间内 SOC 连续变化特性与充放电量逻辑关系进行监测评估。每 15 分钟周期计算识别数据是否异常, 每识别 1 次异常, 按照 15 分钟时间统计异常时长。

## (二) 性能指标

调频收益每日单独计算, 结算时按 5 个时段分别对调频主体的实际性能指标进行折算, 方法如下:

### 1. 折算比例

以当日煤电调频机组 (不含火储联合机组) 每个时段的最大实际性能指标  $\max(K_{\text{煤电实际}})$  为基准, 将该性能指标折算至 2 计算折算比例  $\lambda_1$ 。

$$\lambda_1 = \frac{2}{\max(K_{\text{煤电实际}})}$$

若当日无煤电调频机组 (不含火储联合机组) 中标, 以最近一个调用日煤电调频机组 (不含火储联合机组) 每个时段的最大实际性能指标为基准。

### 2. 指标考核

以当日调频主体每个时段的最大实际性能指标  $\max(K_{\text{实际}})$  为基准, 将该性能指标折算至 2 计算性能指标考核基准值  $\lambda_2$ , 设置

性能指标考核系数  $\varepsilon$ ，性能指标结算考核系数  $\beta$ 。目前  $\varepsilon$  暂定为 0.5， $\beta$  暂定为 0.8。

$$\lambda_2 = \frac{2}{\max(K_{\text{实际}})}$$

3. 当日性能指标考核基准值  $\lambda_2$  小于等于性能指标考核系数  $\varepsilon$  时，当日所有调频主体的调频性能指标计算公式如下。

$$K_{\text{结算}} = \begin{cases} \lambda_1 K_{\text{实际}} & K_{\text{实际}} < \max(K_{\text{煤电实际}}) \\ 2 & K_{\text{实际}} \geq \max(K_{\text{煤电实际}}) \end{cases}$$

4. 当日性能指标考核基准值  $\lambda_2$  大于性能指标考核系数  $\varepsilon$  时，当日所有调频主体的调频性能指标按  $\beta$  结算考核系数进行计算。

$$K_{\text{结算}} = \begin{cases} \beta \lambda_1 K_{\text{实际}} & K_{\text{实际}} < \max(K_{\text{煤电实际}}) \\ 2\beta & K_{\text{实际}} \geq \max(K_{\text{煤电实际}}) \end{cases}$$

**第三十条** 当调频市场供不应求或运行日调频容量不足时，电力调度机构对该时段内未中标的调频主体按其对应时段的历史调频性能指标排序依次进行调用，若无历史调频性能指标，则按调频主体调节裕度调用，并按价格上限为标准计算补偿费用。主体调频试验期间不获得调频补偿费用，辅助服务费用分摊及电能市场运营费用分摊按照《国家能源局山西监管办公室关于印发〈山西省发电机组进入及退出商业运营管理实施细则〉的通知》（晋监能市场规〔2023〕4号）执行。

**第三十一条** 市场运营机构按照辅助服务市场各类交易实

施细则，记录参与辅助服务市场的各发电企业、独立辅助服务供应商、综合能源供应商等调频主体各类辅助服务交易、调用、计算和结算等情况。

**第三十二条** 辅助服务计量的依据为：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。

## 第二节 结算分摊

**第三十三条** 月度二次调频辅助服务费用总额等于当月每日调频市场调频机组收益之和，由用户用电量（含自备电厂的自发自用电量，余热、余气、余压自备电厂除外）、跨省跨区外送电量（含榆林交易电量、暂不包含应急调度电量）和未参与电能量市场交易的上网电量（含省调及地调机组相应电量）共同承担。

为保障居民、农业用电价格稳定，居民、农业用电量应承担的费用通过系统运行费用中交叉补贴新增损益由全体工商业用户分摊；跨省跨区外送电量分摊费用由相应发电企业随跨省跨区电能量费用一并结算；具体计算原则如下：

度电分摊标准=当月二次调频辅助服务费用总额÷（用户侧总用电量+跨省跨区总外送电量+未参与电能量市场交易的总上网电量）；

跨省跨区外送电量分摊费用=跨省跨区外送电量×度电分摊标准；

跨省跨区外送电量=省间合约结算电量+省间日前结算电量  
+省间日内结算电量;

未参与电能量市场交易的上网电量分摊费用=未参与电能量  
市场交易的上网电量×度电分摊标准;

用户侧分摊费用=用户侧用电量×度电分摊标准。

**第三十四条** 调频辅助服务收益每日计算，按月结算。用户  
侧分摊费用按国家有关政策要求纳入系统运行费用中辅助服务  
费用管理，按月测算，滚动清算。

## 第五章 信息披露

**第三十五条** 市场运营机构通过辅助服务市场技术支持系  
统和电力交易平台向经营主体发布辅助服务市场各类交易相关  
必要信息。辅助服务市场技术支持系统和电力交易平台安全等级  
应满足国家信息安全三级等级防护要求。事前、事中、事后市场  
运营机构应发布的信息按照国家和山西有关政策及辅助服务市  
场基本规则等文件要求执行。经营主体按照辅助服务市场交易细  
则要求向市场运营机构报送交易相关必要信息。

**第三十六条** 相关市场信息按公众、公开及特定方式进行发  
布。其中，公开信息包括调频容量需求及计算方法、调用原则、  
市场供给信息、市场限价、市场出清价格、每日各时段煤电机组  
(不含火储联合机组)最大  $K_p$  值;特定信息包括调频主体自身  
每日各时段调频收益、每日各时段调频里程以及对应时段的平均

$K_1$ 、 $K_2$ 、 $K_3$ 、 $K_p$ 、结算  $K_p$  值，调节性能日平均值  $K_{pd}$ 。

**第三十七条** 经营主体如对披露的相关信息有异议及疑问，应在 5 个工作日内提出复核申请。电力交易机构在接到复核申请 5 个工作日内，应会同电力调度机构进行核实并予以答复。

**第三十八条** 山西能源监管办、山西省发展改革委及山西省能源局及市场运营机构有权获知交易组织和监管所必要的市场信息，不得泄露影响公平竞争和涉及市场成员隐私的相关信息。

## 第六章 市场干预及免责条款

**第三十九条** 发生以下情况时，山西能源监管办、山西省发展改革委及山西省能源局有权对山西电力辅助服务市场进行市场干预：

（一）经营主体滥用市场力、串谋及其它严重违约等情况导致交易结果严重偏离合理范围，市场秩序受到扰乱；

（二）经营主体频繁、严重违约，对电网安全稳定运行造成一定影响；

（三）辅助服务市场技术支持系统（含调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统、电力交易中心相关技术支持系统等）发生重大故障或发生网络安全风险，导致交易长时间无法进行的；

（四）电力行业重大政策调整需市场进行衔接，或交易规则不适应辅助服务市场交易需要，必须进行重大修改的；

（五）因不可抗力不能进行辅助服务交易或辅助服务市场发生严重异常情况的；

（六）春节、重大活动等需要临时加强保电时，或重大活动对电网安全稳定有特殊要求的。

**第四十条** 电力调度机构按照安全第一的原则处理电网事故和安排电力系统运行，当出现如下情况时，有权对辅助服务市场进行市场干预，且应如实记录干预原因及干预情况，并于事后及时向山西能源监管办、山西省发展改革委及山西省能源局汇报。

（一）因发生突发性的社会事件、气候异常和自然灾害等原因导致电力供应严重不足或电网运行安全风险较大时；

（二）发生重大电源或电网故障，影响电力有序供应或电力系统安全运行时；

（三）因地震等重大自然灾害、突发事件等导致电网主备调切换时；

（四）辅助服务市场技术支持系统（含调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统、电力交易中心相关技术支持系统等）发生重大故障或网络安全风险，导致交易无法正常组织或交易结果无法执行时；

（五）出现其他影响电网安全运行的重大突发情况时。

**第四十一条** 经营主体由于以下原因无法执行辅助服务市场交易结果或执行存在偏差时，应将相关情况及时汇报电力调度机构，电力调度机构进行评估后确认符合条件的，对经营主体相

关辅助服务交易免除考核：

- （一）突发自然灾害等不可抗力影响发电企业场所安全时；
- （二）发生重大设备故障或并网线路故障跳闸时；
- （三）因电网故障或突发情况，当值调度下令调整运行工况时；
- （四）辅助服务市场技术支持系统（含调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统、电力交易中心相关技术支持系统等）发生重大故障或网络安全风险，导致交易无法正常组织或交易结果无法执行时。

**第四十二条** 电力调度机构按月汇总二次调频辅助服务交易价格、费用、各类经营主体收益和分摊情况并报送至山西能源监管办、山西省发展改革委及山西省能源局。

**第四十三条** 因国家相关政策、标准调整或根据电网实际需求，需对本细则内各项参数、系数及分配策略进行调整时，由电力调度机构提出相关建议，经市场管理委员会审议通过，报山西能源监管办、山西省发展改革委及山西省能源局同意后执行。

**第四十四条** 山西能源监管办、山西省发展改革委及山西省能源局对二次调频市场的实施运行进行监督管理。

经营主体对辅助服务交易存在争议时，可向市场运营机构提出申诉意见，市场运营机构在规定期限内完成核实并予以答复。经营主体认为仍有争议的，可通过市场管理委员会调解，也可提交山西能源监管办、山西省发展改革委、山西省能源局依法协调；协调不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

## 第七章 附 则

**第四十五条** 本细则由山西能源监管办、山西省发展改革委及山西省能源局负责解释。

**第四十六条** 本细则自 2025 年 4 月起施行，有效期 5 年。有关规定与本实施细则不一致的，以本实施细则为准。实施过程中，各市场主体及市场运营机构可对细则条款提出修改、补充或完善建议，经履行规则修订程序后，修改条款与本细则具有同等效力。

