

# 湖北、江西、重庆电力调频辅助服务市场 运行规则

(征求意见稿)

## 第一章 总 则

**第一条** 为加快适应新型电力系统发展，发挥市场在资源配置中的决定性作用，进一步深化电力辅助服务市场建设，激励经营主体提升调频辅助服务供应质量，提升电网安全、稳定、经济运行水平，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、《国家能源局关于印发〈电力并网运行管理规定〉的通知》（国能发监管规〔2021〕60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 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）等国家法律、法规及行业标准制定。

**第三条** 电力调频辅助服务是指并网主体在一次调频以外，通过自动功率控制技术，包括自动发电控制（AGC）、自动功率控制（APC）等，跟踪电力调度机构下达的指令，按照一定调节速率实时调整发用电功率，以满足电力系统频

率、联络线功率控制要求的服 务，其调节效果通过调频里程和综合调频性能系数衡量。

**第四条** 本规则适用于湖北省、江西省、重庆市电力调频辅助服务市场运营及管理。电力调频辅助服务市场正式运行期间，《华中区域电力辅助服务管理实施细则》中 AGC 补偿管理按本规则执行，AGC 考核管理按照《华中区域电力并网运行管理实施细则》执行。调频辅助服务市场因故暂停或中止交易期间，AGC 补偿管理按照《华中区域电力辅助服务管理实施细则》执行。

**第五条** 国家能源局华中能源监管局(以下简称“华中能源监管局”)负责电力调频辅助服务市场的监督与管理，负责监管本规则的实施。

## 第二章 市场成员

**第六条** 电力调频辅助服务市场成员包括经营主体、电力调度机构、电力交易机构和电网企业。经营主体包括发电企业、售电企业、电力用户和新型经营主体(含储能企业、虚拟电厂、负荷聚合商等)等，市场运营机构包括电力交易机构和电力调度机构。

**第七条** 提供调频辅助服务的经营主体应具备以下条件：

(一) 具有独立法人资格，内部核算的经营主体经法人单位授权，可参与市场交易；

(二) 签订并网调度协议；

(三) 按照国家和行业标准具备 AGC/APC 功能，并能响应电力调度机构统一调度指令；

(四) 有资质的检测机构出具试验报告并且性能合格。调频单元因技改、大修、参数修改、控制逻辑变更等导致调频性能发生明显变化的，经具有资质的检测机构进行试验。试验合格后第一次参与市场时，调频性能系数采用试验结果。

**第八条** 电力现货市场连续运行前，调频辅助服务费用由发电侧主体分摊。电力现货市场连续运行后，调频辅助服务费用由全体工商业用户和未参与电能量市场交易的发电侧主体分摊。

**第九条** 电力调度机构主要职责是：

(一) 按照规则管理、运营电力调频辅助服务市场；

(二) 建设、维护电力调频辅助服务市场技术支持系统；

(三) 依据市场规则组织交易，按照交易结果调用调频单元；

(四) 按规定发布市场信息；

(五) 向电力交易机构提供调频辅助服务市场补偿、违约结果等市场交易结算所需信息；

(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交易，保障电力系统安全运行；

(八) 按规定报送和披露有关市场信息；

(九) 其他法律、法规、规章、规范性文件所赋予的职责。

**第十条** 电力交易机构主要职责是：

(一) 负责经营主体注册等管理；

(二) 负责交易申报，市场初期交易申报可由电力调度机构负责；

(三) 提供电力交易结算依据及相关服务；

(四) 按结算关系开展相关经营主体调频辅助服务分摊费用的计算；

(五) 评估市场运行状态，对市场规则提出修改意见；

(六) 按规定报送和披露有关市场信息；

(七) 其他法律、法规、规章、规范性文件所赋予的职责。

**第十一条** 电网企业的主要职责是：

(一) 向电力交易机构提供参与调频辅助服务费用分摊的发电企业上网电量（落地电量）和电力用户（含电网企业代理购电用户）用电量等市场交易结算所需信息；

(二) 按结算关系开展相关经营主体调频辅助服务分摊费用的计算；

(三) 按时完成电费结算；

(四) 按规定发布有关市场信息；

(五) 其他法律、法规、规章、规范性文件所赋予的职

责。

**第十二条** 经营主体的主要职责是：

（一）按要求在电力交易机构完成注册；

（二）按要求提供基础技术参数，并提供有资质单位出具的电力调频辅助服务能力合格测试报告；

（三）负责电力设备的运行与维护，确保能够根据电网指令提供符合规定标准的调频辅助服务；

（四）按规则参与电力调频辅助服务市场，按调度指令提供调频辅助服务；

（五）参与市场结算，按规则获得电力调频辅助服务收益，缴纳电力调频辅助服务费用和违约考核费用；

（六）其他法律、法规、规章、规范性文件所赋予的职责。

### 第三章 市场交易原则

**第十三条** 调频市场交易按调频单元进行申报，调频单元是指一套厂站 AGC/APC 装置所控制的所有机组或设备的总称，是提供调频服务的基础单元。

电力调频辅助服务市场交易标的为调频里程。调频里程是指调频单元响应 AGC 控制指令后结束时的实际出力值与响应指令时的出力值之差的绝对值。

**第十四条** 综合调频性能系数  $K_p$  是调频单元提供调频辅助服务过程中调节速度  $K_1$ 、调节精度  $K_2$ 、响应时间  $K_3$  三个性

能的综合体现。

**第十五条** 综合调频性能系数按次计算，调频单元*i*第*j*次 AGC 调节的综合性能系数为：

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

式中， $K_p^{i,j}$  是调频单元*i*第*j*次调节过程中的综合调频性能系数；

调节速率  $K_1^{i,j}$ ，是指 AGC 响应设点指令的速率，衡量的是调频单元*i*第*j*次调节过程中响应设点指令实际调节速度与其应达到的标准速度相比达到的程度；

调节精度  $K_2^{i,j}$ ，是指 AGC 响应稳定以后，实际出力和设点出力之间的差值，衡量的是调频单元*i*第*j*次调节过程中实际调节偏差量与其允许达到的偏差量相比达到的程度；

响应时间  $K_3^{i,j}$ ，是指系统发出指令之后，AGC 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，衡量的是调*i*频单元第*j*次调节过程中实际响应时间与标准响应时间相对达到的程度。

综合调频性能系数日平均值  $K_{pd}^{i,j}$

$$K_{pd}^i = \frac{\sum_{j=1}^N K_p^{i,j}}{N}$$

式中， $K_{pd}^i$  反映调频单元*i*在一天内*N*次调节过程中的综合调频性能系数平均值；*N*为当日调节过程次数。

调频单元的综合调频性能系数具体计算方法见附录。

**第十六条** 调频市场运行期间，电力调度机构负责统计

并发布调频单元的综合调频性能系数，首次参与市场的，采用最近一次有效实测值。参与提供调频辅助服务的调频单元*i*综合调频性能指标 $K_{pd}^i$ 应不低于0.6，后期视市场实际运行情况调整。若调频单元因自身原因持续8个中标时段未能达到0.6，则不获得调频里程补偿费用。经营主体对调频单元性能进行改造后或首次参与调频市场前，可向电力调度机构申请调频性能系数测试，测试期间调频单元AGC应连续8小时投入调频模式，且不获得补偿费用，同一调频单元在一个自然月内开展性能系数测试不得超过2次。

**第十七条** 煤电、燃机调频单元以单机AGC模式参与调频市场，装设厂级AGC的水电调频单元在日前报价时自行选择以下两种模式之一参与调频市场，并须保证报价时选择的厂级或单机AGC模式与实际投入模式一致，其他调频单元视为厂级AGC模式：

（一）投入厂级AGC模式，以多机为一个调频单元参与调频市场；

（二）投入单机AGC模式，以单机为一个调频单元参与调频市场。

（三）不受调度单独调控的新能源场站内配建储能，可以风储、光储形式作为一个调频单元参与调频市场。

**第十八条** 已获得容量电费的经营主体，应当参与调频辅助服务市场申报。经营主体按调频单元提交调频里程报价 $C_1^R$ ，调频里程报价以“元/兆瓦”为单位，最小单位“0.1元/

兆瓦”。市场运行初期，调频里程申报价格上、下限分别暂定为 15 元/兆瓦、6 元/兆瓦，未参与市场申报的调频单元，默认报价缺省值为 6 元/兆瓦。

**第十九条** 经营主体在调频单元可申报调频容量上下限范围内，以“兆瓦”为单位自主申报分时段调频容量，最小申报容量单位为 1 兆瓦，申报调频容量上限  $P_{max}$  和下限  $P_{min}$  计算公式如下：

$$P_{max} = P_n \times \alpha_1$$

$$P_{min} = P_n \times \alpha_2$$

$P_n$  为调频单元容量，详见附录；

$\alpha_1$ : 煤电为 6%，燃机为 20%，水电为 20%，储能为 20%，其它调频单元为 20%，后期视市场实际运行情况调整。

$\alpha_2$ : 煤电为 3%，燃机为 10%，水电为 10%，储能为 10%，其它调频单元为 10%，后期视市场实际运行情况调整。

已获得容量电费但未参与市场申报的调频单元，默认申报调频容量缺省值为申报调频容量上限  $P_{max}$ 。

**第二十条** 调频市场总调频容量需求为日调度负荷预测最大值的 2%—5%，具体取值由电力调度机构明确和向经营主体发布，并向华中能源监管局报备。

## 第四章 市场交易组织

**第二十一条** 调频辅助服务市场采用“集中竞价、日前预出清、日内滚动出清、实时调用”的方式组织开展，日前申报

信息封存到运行日，运行日以 1 小时为一个交易时段，每个交易时段可分为多个中标时段，各中标时段集中出清。

**第二十二條** 将各调频单元的申报价格  $C_i^R$ ，除以其上一交易日综合调频性能系数日平均值  $K_{pd}^i$ ，得到其排序价格：

$$C_i = C_i^R / K_{pd}^i$$

式中， $C_i^R$  为 AGC 调频单元  $i$  的原始报价。

**第二十三條** 调频市场交易流程如下：

运行日 (D) 为执行调频辅助服务交易的自然日，竞价日 (D-1) 为运行日前一日，遇有节假日可提前至节假日前最后一个工作日。

(一) 竞价日 (D-1) 9:00 前，电力调度机构根据次日 (多日) 电网运行状态等因素发布次日 (多日) 系统负荷预测、新能源出力预测、以及各交易时段总调频容量需求，同时发布各调频单元上一交易日实测综合调频性能系数日平均值  $K_{pd}^i$ ，上一交易日未参与市场的为最近一次交易日实测值，首次参与市场的采用最近一次有效实测值。电力调度机构可依据运行日 (D) 市场运行情况与实际电网调频情况，按需调整系统总调频需求。

(二) 竞价日 (D-1) 9:30 前，调频辅助服务提供者对次日 (多日) 24 个交易时段分别申报分时段调频容量及价格。系统将对各发电机组的申报价格及申报容量进行自动审核，当申报价格高于价格上限时取价格上限值、低于价格下限时取价格下限值，当申报调频容量大于申报调频容量上限时取

申报调频容量上限值、低于申报调频容量下限时取申报调频容量下限值。在报价时间窗口内，各经营主体可以随时更改申报信息，以最后一次申报为准。

（三）竞价日（D-1）17:30 前，电力调度机构进行调频市场出清计算。在日前电能量市场（或日前预计划）形成运行日机组组合基础上，计算调频辅助服务市场的预出清结果，修改相应调频单元的出力上、下限。

（四）运行日（D）电力调度机构综合考虑水情、新能源发电、燃料供应、极端天气等情况，交易时段前 30 分钟根据当天电网实际情况滚动修正调频容量需求，完成实时调频市场出清。

#### **第二十四条** 调频市场出清原则如下：

（一）根据调频单元的排序价格从低到高依次进行出清，直至调频单元中标调频容量总和满足本时段控制区调频容量需求值。调用单个调频单元的调频容量不超过其中标调频容量。

（二）当调频单元的排序价格相同时，优先出清  $K_{pd}^i$  高的调频单元；当调频单元的排序价格  $C_i$  与  $K_{pd}^i$  均相同时，按照申报调频容量大小顺序出清；当边际调频单元不止一个时，按申报调频容量大小比例确定每个调频单元的中标容量。若调频单元中标调频容量小于申报调频容量下限  $P_{min}$ ，按申报调频容量下限  $P_{min}$  中标。

（三） $t$  时段内，最后一个中标的调频单元的调频里程

排序价格  $C^r$  为调频市场的统一出清价格，当  $C^r$  高于 15 元/MW 时，取 15 元/MW。

（四）若申报调频单元出清后不满足调频容量需求，对未申报调频单元统一按报价缺省值作为申报价格、申报调频容量上限  $P_{max}$  作为申报调频容量继续进行出清，直至满足调频容量需求。未参与申报的调频单元中标调频后不参与出清定价。

（五）若无调频单元参与市场申报，统一按报价缺省值作为申报价格、申报调频容量上限  $P_{max}$  作为申报调频容量对调频单元进行出清。

**第二十五条** 为保障电力系统安全稳定运行，储能、虚拟电厂等新型经营主体合计中标调频容量之和不超过调频容量总需求的  $\alpha_3$ ， $\alpha_3$  值暂定为 30%，后期根据市场运行情况进行调整。

**第二十六条** 为防止调频造成系统潮流分布大幅变化影响系统稳定运行，任一电厂所有中标调频单元中标调频容量之和不超过该交易时段系统调频容量需求值的  $\alpha_4$ ， $\alpha_4$  暂定为 30%，后期根据市场运行情况进行调整。

**第二十七条** 中标调频单元在对应中标时段的起始（结束）时刻，自动化系统自动切换其投入（退出）AGC 自动调频模式，采用中标调频单元先投入、未中标调频单元后退出 AGC 自动调频模式的切换方式。

**第二十八条** 实际运行中，调频市场的出清结果不满足

电网运行要求时按下述方式处理，且电力调度机构应向经营主体披露相关信息：

（一）如果出现所有中标的调频单元已调用仍不满足系统实际调频容量需求时，电力调度机构按调频里程排序价格从低到高依次调用未中标的调频单元，直至满足系统调频容量需求。若申报调频单元被调用完毕后，仍不能满足系统调频容量需求，电力调度机构可对其他未申报调频单元进行按需调用，被紧急调用的调频单元按照当前时段的市场出清价格结算，可获得调频里程补偿。

（二）当中标调频单元因电网运行安全控制需要无法提供调频辅助服务时，中标调频单元暂停提供调频辅助服务，待条件允许后继续提供。

（三）紧急情况下 AGC 指令可突破调频单元中标调频容量约束，电力调度机构应详细记录原因，向经营主体发布并向华中能源监管局报告。

**第二十九条** 出现以下情况时，对调频单元进行违约处罚：

（一）在实际运行日中标调频单元未经电力调度机构允许自行退出 AGC 装置的，按照以下公式分摊调频违约金：

$$\text{调频违约金} = \text{中标容量} \times \text{出清价格} \times 4$$

调频违约金作为调频市场补偿费用来源。

（二）中标时段内提供调频辅助服务期间的综合调频性能指标  $K_p^{i,j}$  小于 0.6 或调频单元不跟踪 AGC 指令，对应中标

时段的调频里程补偿计为 0。

（三）当经营主体传输虚假错误信息、出现影响市场公平性行为等情况时，视情况采取暂停该经营主体参与调频市场资格等考核措施。

（四）当调频单元出现反调情况，若中标时段  $K_p^{ii}$  小于 0，该交易时段的调频里程补偿  $R_{\text{调频里程补偿}}$  计为负值。

（五）对于跨交易时段的调节过程，纳入调节过程开始时刻所在时段进行统计和计算。

## 第五章 计量与结算

**第三十条** 电力调度机构按照调度管辖范围记录所辖调频单元辅助服务交易、调用、执行和结算等情况。调频市场计量的依据为：电力调度指令、智能电网调度控制系统（D5000）、“两个细则”技术支持系统数据等。

**第三十一条** 电力调度机构将调频市场交易执行结果传递至电力交易机构，并由电力交易机构负责出具结算依据。

**第三十二条** 调频市场按照收支平衡、日清月结的原则进行结算。参与提供调频辅助服务的经营主体在月度电费总额基础上加（减）应获得（支付）的调频辅助服务补偿（分摊）费用，与月度电费一并结算。

**第三十三条** 调频市场收益为中标调频辅助服务提供者在调频市场上提供调频服务获得的调频里程收益。调频单元的调频里程补偿按日统计按月进行结算，以 1 小时为一个计

费周期，调频单元在一个计费周期内的调频里程为该时段内响应 AGC 控制指令的调整量之和。调频单元的调频里程补偿按日统计按月进行结算，调频单元日调频里程补偿计算公式如下：

$$R_{\text{调频里程补偿}} = \sum_{t=1}^N C^t \times D^{i,t} \times K_p^{i,t}$$

其中， $R_{\text{调频里程补偿}}$  为调频里程补偿费用；

$N$  为当日总交易时段数；

$D^{i,t}$  为调频单元  $i$  在交易时段  $t$  内的调节里程；

$K_p^{i,t}$  为调频单元  $i$  在交易时段  $t$  内的综合调频性能系数；

$C^t$  为交易时段  $t$  内的调频里程出清价格；

**第三十四条** 电力调频辅助服务市场分摊费用=补偿费用-调频违约金。

**第三十五条** 调频辅助服务市场分摊费用分摊方式如下：

电力现货市场连续运行前，由发电侧经营主体（含储能上网电量）全额分摊。发电侧之间按各发电企业月度上网（落地）电量比例分摊。

电力现货市场连续运行期间，调频辅助服务费用原则上按全体工商业用户用电量和未参与电能量市场交易的上网（落地）电量比例分摊。

配售电公司作为用电侧经营主体，按代理用户月度用电量比例分摊，其代理零售用户调频辅助服务市场分摊费用由配售电公司与零售用户自行约定。

电网企业代理购电的工商业用户按照月度实际用电量计

算在电力调频辅助服务市场中分摊费用，随月度电费一起结算。

**第三十六条** 各经营主体在电力调频辅助服务市场净收支费用为其提供调频辅助服务获得的补偿费用减去调频违约金费用减去分摊费用，随月度电费结算。

电网企业代理购电的工商业用户按照月度总用电量计算在调频辅助服务市场中分摊总费用以及净收支费用，参考电网企业代理购电损益分摊流程，确定调频辅助服务费用折合度电水平，纳入系统运行费用，在结算单中单独列示，随月度电费一同结算。

直接参与市场（含通过售电公司参与市场）的工商业用户调频辅助服务费用折合度电水平与电网企业代理购电的工商业用户相同。电力交易中心在结算依据上列示调频辅助服务费用折合度电水平。参与市场交易的售电公司、工商业用户按电力交易中心提供的结算依据与电网企业结算费用。

**第三十七条** 电力调频辅助服务市场补偿、违约结果每月公示，无异议后进行结算。

电力调度机构在每月 12 日前将电力调频辅助服务市场补偿、违约结果推送至电力交易机构。电网企业在每月 12 日前将参与调频辅助服务费用分摊的发电企业上网电量（落地电量）和电力用户（含电网企业代理购电用户）用电量推送至电力交易机构。电力交易机构在每月 15 日前完成发电侧总体分摊费用的计算，用户侧参与分摊后，同步完成用电

侧总体分摊费用的计算。电网企业、电力交易机构根据结算关系在每月 18 日前完成相关经营主体分摊费用的计算，并通过信息披露平台公示，公示期 3 个工作日。经营主体对公示结算结果有异议的，应在公示期内提出复核，逾期不予核对清算。电网企业、电力交易机构在接到问询后的 3 个工作日内，应进行核实并予以答复。

**第三十八条** 调频辅助服务费用，包括调频市场补偿费用、调频违约金、市场分摊费用，应在电费结算单（结算依据）上单列，经营主体按电费结算单（结算依据）结算费用。

## 第六章 信息发布

**第三十九条** 市场信息按公开对象分为公众信息、公开信息和私有信息。公众信息是指向社会公众公布的数据和信息，公开信息是指向所有市场成员公开提供的数据和信息，私有信息是指特定的市场成员有权访问且不得向其他市场成员公布的数据和信息。

**第四十条** 电力调度机构和电力交易机构应通过电力交易平台等相关渠道，向所有经营主体披露调频辅助服务市场相关信息。

调频辅助市场信息按时间尺度分为日信息、月度信息和年度信息。

（一）日信息：在交易申报前，发布可参与调频辅助服务市场的经营主体（公开信息）、运行日负荷预测（公开信

息)、运行日 24 小时各时段调频控制区的调频容量需求值(公开信息)、申报开始和截止时间(公开信息)。在交易完成后,发布经营主体出清结果(私有信息)、市场出清价格(公开信息)、平均中标调频单元数(公开信息)、平均申报价格(公开信息)、平均中标价格(公开信息)、调频单元调频总里程(私有信息)、调频里程费用(私有信息)、各调频单元综合调频性能系数日平均值(私有信息)。

(二) 月度信息: 调频市场运营总体情况, 包括但不限于: 调频容量需求、具备 AGC 功能的调频单元数及调节容量、具备参与调频市场的机组台数及调节容量、平均中标调频单元数(公开信息), 调频里程平均成交价格(公开信息)、调频里程总数和日平均数(公开信息)、调频里程总收益和日平均收益(公开信息)、AGC 容量补偿费用和日平均补偿费用(公开信息)、分摊费用(公开信息)、不同电源类型及调度关系的调频里程收益、分摊和净收入, 市场运营绩效分析情况、违反调频市场规则的有关情况(公开信息)。

**第四十一条** 日信息分为事前信息和事后信息。事前信息由电力调度机构在组织交易前披露, 事后信息由电力调度机构在下 1 个工作日 17 时前披露。各发电企业如对日信息有异议, 应于第 2 个工作日的 17 时前向电力调度机构提出核对要求。电力调度机构于第 3 个工作日 17 时前发布确认后的统计结果。

**第四十二条** 电力调度机构应在每月 10 日前发布上月市

场月度信息。各经营主体如有异议，应于每月 11 日前向电力调度机构提出核对要求。电力调度机构于每月 12 日前发布确认后的统计结果，若经营主体仍有异议的可提出申诉。

**第四十三条** 电力交易机构负责通过电力交易平台向经营主体披露相关信息，开放数据接口。电力调度机构应及时向电力交易机构推送相关信息。

## 第七章 市场监管与干预

**第四十四条** 电力调度机构、电力交易机构应根据华中能源监管局的监管要求，将电力调频辅助服务市场技术支持系统接入监管信息系统。

**第四十五条** 电力调度机构、电力交易机构应按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，采取有效风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析，并于每月 25 日前将调频辅助服务市场监控分析报告报华中能源监管局。市场监控分析报告内容包括但不限于：市场报价和运行情况；市场成员执行市场运营规则情况；经营主体在市场中份额占比等市场结构化指标情况；网络阻塞情况；非正常报价等市场异常事件；市场风险防控措施和风险评估情况；市场运营规则修订建议等。

**第四十六条** 电力调度机构、电力交易机构每半年进行一次市场评估，根据调频市场成交和运行情况，对市场限价等参数提出调整建议，报华中能源监管局同意后执行。

**第四十七条** 华中能源监管局对电力调频辅助服务市场进行监管。主要包括：

- （一）经营主体参与交易的情况；
- （二）市场交易主体的集中度和行使市场力情况；
- （三）市场交易主体的运营情况；
- （四）调频市场运营规则执行情况；
- （五）不正当竞争、串通报价和违规交易行为；
- （六）市场履约等信用情况；
- （七）市场信息披露和报送情况；
- （八）市场相关技术支持系统建设、维护、运营和管理的情况；
- （九）调解辖区内电力辅助服务管理争议；
- （十）其他法律法规规定的情况。

**第四十八条** 发生以下情况时，华中能源监管局可对市场进行干预，也可授权电力调度机构进行临时干预：

- （一）经营主体滥用市场力、串谋及其它违规违约等情况导致市场秩序受到严重扰乱；
- （二）市场技术支持系统或电力交易平台（包括但不限于报价系统、日前计划系统、日内计划系统、D5000系统等）发生故障，导致市场交易无法正常进行时；
- （三）因电网故障、负荷突变或电网运行方式发生变化，导致市场交易无法正常进行时；
- （四）市场运营规则不适应电力市场交易需要，必须进

行重大修改的；

（五）市场发生其它严重异常情况的。

**第四十九条** 市场干预的主要手段包括但不限于：调整市场限价；调整市场准入和退出规则；暂停市场交易，处理和解决问题后重新启动。

**第五十条** 电力调度机构应当如实记录干预实施原因、范围、起止时间、对象、手段、结果和影响等，及时向经营主体披露，并向华中能源监管局报告。

**第五十一条** 电力调频辅助服务市场因故暂停或中止交易期间，电力调度机构可在满足安全校核与运行实际需要的前提下，按有关规程对调频单元进行应急处置调用。

**第五十二条** 因电力调频辅助服务交易、调用、执行及结算等情况存在争议的，提出争议方应在争议发生后 30 天内向华中能源监管局提出申请，由华中能源监管局依法依规协调处理。

## 第八章 附 则

**第五十三条** 本规则由华中能源监管局负责解释。

**第五十四条** 本规则自发布之日起施行，有效期 3 年。《湖北电力调频辅助服务市场运营规则》（华中监能市场〔2022〕251 号）、《重庆电力调频辅助服务市场运营规则》（华中监能市场〔2022〕264 号）、《江西电力调频辅助服务市场运营规则》（华中监能市场〔2022〕269 号）同时废止。

## 附录

# 调频性能系数计算方法

调频单元运行期间每次响应 AGC 控制指令时，从调节速度、调节精度、响应时间三个方面对调频单元响应 AGC 指令后的动作情况进行评价衡量，具体如下。

### 一、调节速度性能系数

指调频单元响应 AGC 控制指令的速率，计算公式如下：

$$K_1^{i,j} = \frac{\Delta P_z^{i,j} \times T_0^{i,j} \times (P_z^{i,j} - P^{i,j})}{\text{abs}(\Delta P_z^{i,j}) \times \Delta T^{i,j} \times \text{abs}(P_z^{i,j} - P^{i,j})}$$

其中： $\Delta P_z^{i,j}$  为 AGC 调频单元  $i$  第  $j$  次实际调节过程中的调节幅度 (MW)；

$\Delta T^{i,j}$  为 AGC 调频单元  $i$  第  $j$  次为实际调节过程的调节时间 (s)；

$\Delta P_z^{i,j}$  为 AGC 调频单元  $i$  第  $j$  次调节过程中任一点的指令 (MW)；

$P^{i,j}$  为 AGC 调频单元  $i$  第  $j$  次调节过程中对应  $\Delta P_z^{i,j}$  的实际出力 (MW)；

$P_z^{i,j}$  为调节指令；

$T_0^{i,j}$  为 AGC 调频单元  $i$  第  $j$  次调节过程计算参数，计算公式为：

$$T_0^{i,j} = T_1 + \frac{\text{abs}(\Delta P_z^{i,j}) \times 60}{V_0}$$

$T_1$ :AGC 调频单元  $i$  第  $j$  次调节补偿时间，火电取 0~20 秒，

水电:取 0~5 秒；其它类型取 0~5 秒。

$V_0$ : 性能最优煤电机组主机（不含火储联合机组）的标准调节速率。

表 1 各类型调频单元容量  $P_n$  定义

调频单元类型	调频单元容量 $P_n$
煤电、燃机、火储、生物质	机组额定容量
水电	单机/全厂控制模式纳入 AGC 控制的并网额定容量
风电、光伏	场站并网额定容量
储能	额定容量
风储、光储	机组额定容量/场站并网额定容量+储能额定容量
虚拟电厂、负荷聚合商等新型经营主体	最大可调节容量

表 2 AGC 调节性能折算标准

额定容量	调节范围下限	调节范围上限	标准调节速率 $V_0$
煤电机组	$50\%P_n$	$100\%P_n$	$1.5\%P_n/\text{min}$
	最小技术出力	$50\%P_n$ （不含）	$1.2\%P_n/\text{min}$
其它调频单元	0	$100\%P_n$	$1.5\%P_n/\text{min}$

## 二、调节精度性能系数

指调频单元响应 AGC 控制指令的精度，计算公式如下：

$$K_2^{i,j} = \begin{cases} 0.01/e^{ij}; & e^{ij} > 0.01 \\ 1; & e^{ij} \leq 0.01 \end{cases}$$

其中， $e^{ij}$  为 AGC 调频单元  $i$  第  $j$  次调节过程调节精度。调节精度算法统计机组有功首次进入调节死区前后的  $N$  个机组出力点与指令的差值和机组额定容量的比值的平均值，若因新的指令原因，导致本次调节过程不能继续保持，则相应取两个点的均值，若仍然取不到，则取首次进入死区点的比值。

$$e^{i,j} = \frac{\sum_{l=1}^N \text{abs}(P_z^{i,j} - P_n^{i,j}) / P_n}{N} \quad (1 \leq N \leq 6)$$

机组指令及机组有功按照 5 秒的间隔存储。

### 三、响应时间性能系数

调频单元  $i$  第  $j$  次调节的响应时间  $K_3^{i,j}$  是指 D5000 系统发出指令后, AGC 调频单元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。即:

$$K_3^{i,j} = \begin{cases} T_N / t^{i,j} & , t^{i,j} > T_N \\ 1 & , t^{i,j} \leq T_N \end{cases}$$

$$t^{i,j} = T_E^{i,j} - T_S^{i,j}$$

其中,  $t^{i,j}$  是调频单元  $i$  第  $j$  次调节的实际响应时间;

$T_N$  是调频单元的标准响应时间;

$T_S^{i,j}$  和  $T_E^{i,j}$  分别是调频单元  $i$  第  $j$  次调节开始和跨出与调节方向一致的调节死区的时刻。响应时间的单位为秒。

$T_N$ : 性能最优煤电机组 (不含火储联合机组) 标准响应时间, 暂取 20 秒。

### 四、调节死区

表 3 各类型机组 AGC 调节死区

机组类型	调频单元调节死区	
煤电、燃机、火储、生物质	$P_n \times 0.5\%$	
水电	单机模式	$P_n \leq 200\text{MW}$ : 2MW
		$P_n > 200\text{MW}$ : $P_n \times 1\%$

	全厂控制模式	P <sub>n</sub> ≤350MW: 5MW
		P <sub>n</sub> >350MW: P <sub>n</sub> ×2%, 最大 20MW
风电、光伏、储能、风储、光储		P <sub>n</sub> ≤200MW: 2MW
		P <sub>n</sub> >200MW: P <sub>n</sub> ×1%
虚拟电厂、负荷聚合商等新型经营主体		P <sub>n</sub> ×2%
注: 仅 AGC 指令大于调频单元调节死区的调节过程纳入补偿统计		

## 五、综合调频性能指标

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

其中:  $K_p^{i,j}$  为调频单元  $i$  第  $j$  次调节的调频性能指数。市场初期暂定上限值设为 2, 并视市场运行情况调整。

## 六、交易时段综合调频性能指标

$$K_p^{i,t} = \frac{\sum_{j=1}^N K_p^{i,j}}{N}$$

其中  $K_p^{i,t}$  为调频单元  $i$  在交易时段  $t$  内的综合调频性能系数,  $N$  为交易时段内统计的调节过程次数。

## 七、有效调频事件统计

1.统计中明确 $\Delta T$  煤电、燃机、火储小于 30 秒、水电小于 15 秒、新能源小于 30 秒、风储光储和储能小于 10 秒、直控型可调节负荷小于 30 秒的调节过程为随机波动, 不纳入调节过程统计、考核与补偿。

2.若调频事件大于等于有效统计时间, 但由于新指令未到原定目标值的, 以结束时刻判定有效事件并计算相关性能

系数，以及考核和补偿。