

重庆电力调频辅助服务市场交易规则

(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，进一步深化重庆电力辅助服务市场建设，激励市场主体提升调频辅助服务供应质量，提升重庆电网安全、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）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）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，满足电力系统频率和联络线功率控制要求的服務，其调节效果通过调频里程和综合调频性能指标衡量。

第四条 本规则适用于重庆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，AGC 补偿管理按本规则执行，《华中区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》中 AGC 相关条款不再执行，AGC 考核管理按照《华中区域发电厂并网运行管理实施细则》相关条款执行。

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”）负责重庆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 重庆电力调频辅助服务市场成员包括市场主体、电力调度机构和电力交易机构。市场主体包括调频辅助服务提供者和调频辅助服务费用缴纳者。

第七条 调频辅助服务提供者包括统调范围内以下并网主体：

（1）发电企业：单机容量 30 万千瓦及以上的火电机组、单机容量 4 万千瓦及以上的非径流式水电机组、单机容量 10 万千瓦及以上的燃气轮机机组。

（2）独立储能：容量 0.5 万千瓦及以上，持续时间 1 小时以上的独立储能电站及储能装置。

（3）联合储能：允许具备提供调频辅助服务能力的储能装置、储能电站与上述调频资源联合作为调频辅助服务提供者，包括：火储、风储、光储等。

(4) 其它并网主体：具备条件的辅助服务供应商、用户（含售电公司）、虚拟电厂、聚合商等。

第八条 调频辅助服务提供者应具备以下条件：

(1) 签订并网调度协议。

(2) 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。

(3) 有资质的检测机构出具试验报告并且性能合格。调频资源因技改、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，调频性能指标采用试验结果。

第九条 调频辅助服务费用缴纳者为：统调范围内并网运行的风电、光伏、储能电站、储能装置、火电、水电机组，具备条件的外来电、非统调发电企业及参与市场化交易的电力用户（含电网企业代理购电用户）等。

第十条 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。风力发电场、光伏电站分别按《风力发电场项目建设工程验收规程》（GB/T 31997-2015）、《光伏发电工程验收规范》（GB/T 50796-2012）完成工程验收，第一台风电机组或逆变器并入电网时纳入。其它并网主体原则上自基建调试完成交付生产运行之日

纳入。

第十一条 电力调度机构主要职责是：

- （一）按照规则管理、运营重庆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资源；
- （四）按规定发布市场信息；
- （五）向电力交易机构提供市场交易结果；
- （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交易，保障电力系统安全运行；
- （八）向华中能源监管局报送市场相关信息；
- （九）其他法律法规所赋予的职责。

第十二条 电力交易机构主要职责是：

- （一）负责市场主体注册等管理；
- （二）提供电力交易结算依据及相关服务；
- （三）按规定报送和披露有关市场信息；
- （四）其他法律法规所赋予的职责。

第十三条 市场主体的主要职责是：

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

（二）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；

（三）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；

（四）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；

（五）其他法律法规所赋予的职责。

第三章 调频市场交易

第十四条 调频里程是指调频资源响应 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。以 15 分钟为一个计费周期，调频资源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。

第十五条 综合调频性能指标 K_p 是调频资源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。

第十六条 综合调频性能指标按次计算，调频资源 i 第 j 次 AGC 调节的综合性能指标为：

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

式中， $K_p^{i,j}$ 是调频资源 i 第 j 次调节过程中的综合调频性能指标；

调节速率 $K_1^{i,j}$ ，是指 AGC 响应设点指令的速率，衡量的是调频资源 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，衡量的是调频资源 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，衡量的是调频资源 i 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。

综合调频性能指标日平均值 $K_{pd}^{i,j}$

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

式中， K_{pd}^i 反映调频资源 i 在一天内 N 次调节过程中的综合调频性能指标平均值； N 为当日调节过程次数。

调频资源的综合调频性能指标具体计算方法见附录。

第十七条 火电调频资源在日前报价时以单机 AGC 模式或厂级 AGC 模式参与调频市场，装设厂级 AGC 的火电或水电调频资源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，其它调频资源视为厂级 AGC 模式：

（一）投入厂级 AGC 模式，以多机为一个调频资源参与调频市场；

（二）投入单机 AGC 模式，以单机为一个调频资源参与调频市场。

第十八条 调频市场对调频资源性能设置准入门槛，要求调频资源上一交易日综合调频性能指标 K_{pd}^i 不低于 1.0，并视市场实

际运行情况调整。在调频市场运行期间，电力调度机构负责统计并发布调频资源的综合调频性能指标。若调频资源持续 8 个中标小时未能达到门槛值，则不获得调频里程补偿费用，且 6 个月内不准许其参与调频市场。并网主体对调频资源性能进行改造后，可向电力调度机构申请测试综合调频性能指标，测试期间调频资源 AGC 应连续 8 小时投入调频模式，调频里程和调频容量均不支付补偿费用。

第十九条 现货电能量市场未运行时，参与调频市场的市场主体可获得调频里程补偿。现货电能量市场运行时，同时参与调频市场和现货电能量市场的主体的市场主体，可获得调频容量和调频里程补偿；仅参与调频市场的主体的市场主体可获得调频里程补偿。调频市场实行日清月结。

第二十条 参与调频市场的市场成员按调频资源提交报价，调频资源调频里程报价以“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、5 元/兆瓦。电力调度机构根据后续市场实际情况提出申报价格上、下限调整建议，经华中能源监管局同意后执行。

第四章 市场组织

第二十一条 调频辅助服务市场采用“日前报价预出清、日内滚动出清”的组织方式开展，日前申报信息封存到运行日，运行日以一小时为一个交易时段，每个交易时段集中出清。

第二十二条 标准调频容量指调频资源可参与系统自动调频的向上或向下的调节范围。计算公式如下：

标准调频容量= \min （标准调节速率 $V_0 \times 5$ 分钟，调频资源容量 $P_n \times 5\%$ ）

水电调频资源容量按当前水头对应的最大出力计算。

第二十三条 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，规定任一电厂中标调频资源调频容量之和不超过系统调频容量需求值的 15%；中标调频资源的调频容量不超过其标准调频容量。中标调频资源调频容量计算公式如下：

中标调频容量= \min （标准调频容量，控制区调频容量需求值的 15%/全厂申报调频资源数）

第二十四条 将各调频辅助服务提供者的申报价格，除以其上一交易日综合调频性能指标，得到其排序价格：

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

式中， C_i^R 为 AGC 调频资源 i 的原始报价。

第二十五条 调频市场交易流程如下：

（一）工作日 9:00 前，电力调度机构根据次日负荷预测、新能源出力预测、以及电网运行状态等因素发布次日调频容量需求，暂定为统调负荷预测最大值的 1%—5%，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）每日 9:30 前，调频辅助服务提供者对次日 24 个时段进行调频里程报价。

(三)每日 10:30 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,修改相应调频资源的出力上、下限。

(四)实时运行阶段,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 15 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。

第二十六条 调频市场出清原则如下:

(一)当调频资源的排序价格相同时,优先出清 K_{pd}^i 高的调频资源;当调频资源的排序价格与 K_{pd}^i 均相同时,优先出清标准调频容量大的调频资源;当边际调频资源不止一个时,按标准调频容量大小比例确定每个调频资源的中标容量。

(二)最后一个中标的调频资源的调频里程排序价格为调频市场的统一出清价格。

第二十七条 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市场主体披露相关信息:

(一)实际运行中,如果出现所有中标的调频资源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资源,直至满足系统调频容量需求。被紧急调用的调频资源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)当中标调频资源因电网运行安全控制需要无法提供调

频辅助服务时，中标调频资源暂停提供调频辅助服务，待条件允许后继续提供。

第二十八条 实时运行中，电力调度机构按照当日调频市场出清结果切换 AGC 投入方式，由中标调频资源提供调频辅助服务。

第二十九条 出现以下情况时，对调频资源进行违约处罚：

（一）在实际运行日因电力系统运行需要调用未中标调频资源提供调频辅助服务的。该时段电力调度机构因调频容量不足征用其他未中标 AGC 调频资源，相关费用由退出 AGC 装置的相关责任方承担，不纳入调频市场费用分摊。同时退出 AGC 装置的相关责任按照以下公式缴纳调频违约金：

调频违约金=未执行的中标容量 × 出清价格 × 2

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 0.9 或调频资源不跟踪 AGC 指令，对应中标时段的调频里程补偿计为 0。

（三）当市场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，视情况采取暂停该市场主体参与调频市场资格等考核措施。

（四）当调频资源出现反调情况，若交易时段 $K_p^{i,t}$ 小于 0，该交易时段的 $R_{\text{调频里程补偿}}$ 计为负值。

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并网主体辅助服务交易、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 电网企业负责按照收支平衡原则、以日清月结的方式进行调频市场相关费用结算。调频市场结算与当月电费结算同步完成。参与调频市场的市场主体在当月电费总额基础上加（减）应获得（支付）的调频辅助服务补偿（缴纳）费用，与当月电费一并结算。

第三十三条 调频市场补偿费用包括调频容量补偿、调频里程补偿两个部分。

（一）调频里程补偿

调频资源在调频市场上提供调频辅助服务可以获得相应的调频里程补偿。调频资源的调频里程补偿按日统计按月进行结算，调频资源日调频里程补偿计算公式如下：

$$R_{\text{调频里程补偿}} = \sum^N D^{i,t} \times B^t \times K_p^{i,t} \times M_k^i$$

其中， N 为每日总交易时段数，

$D^{i,t}$ 为调频资源 i 在交易时段 t 内的调节里程；

$K_p^{i,t}$ 为调频资源 i 在交易时段 t 内的综合调频性能指标；

B^t 为交易时段 t 内的调频里程出清价格；

M_k^i 为调频资源 i 的调节系数，火电的调节系数为 1；水电系数为 0.8；储能、火储、风储、光储调节系数为 0.7。

（二）调频容量补偿

中标的调频资源容量补偿按日统计，按月结算，调频资源日容量补偿 $R_{\text{调频容量补偿}}$ 计算公式如下：

$$R_{\text{调频容量补偿}} = \sum_{t=1}^N C_{i,t} \times B_{Cp}$$

其中， $C_{i,t}$ 为调频资源 i 在交易时段 t 内的中标调频容量；

B_{Cp} 为调频容量补偿价格；市场初期暂定为日前 3 元/MW，日内 15 元/MW； N 为交易时段数量。

第三十四条 重庆调频辅助服务市场所有补偿费用减去所有调频违约金为分摊/分享费用。分摊/分享费用由所有调频辅助服务费用缴纳者按照月度电量（含上网电量、用电量）比例分摊/分享。

各市场主体在重庆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（或者加上分享费用），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重庆调频辅助服务市场中分摊/分享总费用以及净收支费用，参考电网企业代理购电损益分摊/分享流程，确定调频辅助服务费用折合度电水平，随其他电费一起结算。

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。重庆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、工商业用户按重庆电力交易中心提供的结算依据结算费用。

第六章 信息发布

第三十五条 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。

第三十六条 市场运营机构应通过调频辅助服务市场技术支持系统等相关渠道，向所有市场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，发布可参与市场的调频辅助服务提供者（公开信息）、运行日负荷预测（公开信息）、次日24小时各时段调频控制区的调频容量需求值（公开信息）、里程报价范围（公开信息）、申报开始和截止时间（公开信息）。在完成交易后，发布市场主体出清结果（私有信息）、市场出清价格（公开信息）、平均中标调频资源数（公开信息）、平均申报价格（公开信息）、平均中标价格（公开信息）、调频资源调频总里程

(私有信息)、调频里程费用(私有信息)、综合调频性能指标(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 功能的调频资源数及调节容量、具备参与调频市场的机组台数及调节容量、平均中标调频资源数(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)。

第三十七条 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。

第三十八条 电力调度机构应在每月开始的第 7 个工作日 17 时前发布上月市场月度信息。各市场主体如对月信息有异议, 应于第 8 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 9 个工作日的 17 时前发布确认后的统计结果。

第七章 市场监管与干预

第三十九条 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，将重庆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 20 日前将调频辅助服务市场监控分析报告报能源监管机构。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；市场成员执行市场交易规则情况；市场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；市场交易规则修订建议等。

第四十一条 华中能源监管局对重庆电力调频辅助服务市场进行监管。主要包括：

- （一）市场主体参与交易的情况；
- （三）市场交易主体的集中度和行使市场力情况；
- （四）市场交易主体的运营情况；
- （五）调频市场运营规则执行情况；
- （六）不正当竞争、串通报价和违规交易行为；
- （七）市场履约等信用情况；
- （八）市场信息披露和报送情况；
- （九）市场相关技术支持系统建设、维护、运营和管理的情况；

(十) 其他法律法规规定的情况。

第四十二条 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) 市场主体滥用市场力、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) 市场交易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。

第四十三条 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。

第四十四条 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，及时向市场主体披露，并向华中能源监管局报告。

第四十五条 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，按有关规程对调频资源进行应急处置调用。对应提供调频辅助服务的

时段，以最近一个交易日相同时段的调频市场价格作为结算价格。

第四十六条 因电力辅助服务交易、调用、统计及结算等情况存在争议的，提出争议方应在争议发生 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协调处理，逾期不予受理。

第八章 附 则

第四十七条 本规则由华中能源监管局负责解释。

第四十八条 本规则自发布之日起施行。

附录 1：调频性能指标计算方法

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

一、调节速度性能指标

指调频资源响应 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： $\Delta P^{i,j}$ 为 AGC 调频资源 i 第 j 次实际调节过程中的调节幅度 (MW)；

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

$\Delta P_z^{i,j}$ 为 AGC 调频资源 i 第 j 次调节过程最终指令-初始出力 (MW)；

$P^{i,j}$ 为 AGC 调频资源 i 结束第 j 次调节过程时的实际出力 (MW)；

$P_z^{i,j}$ 为调节指令；

$T_0^{i,j}$ 为 AGC 调频资源 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 调频资源 i 第 j 次调节补偿时间，火电：取 0~20 秒；燃机、水电：取 0~5 秒；其它类型（包括火储、独立储能、风储、

光储): 取 0~5 秒。

调频资源标准速度 V_0 按照行业现行标准有关规定执行:

表 1 各类型调频资源 P_n 定义

调频资源类型 (控制模式)	P_n
火电 (单机)	单机额定容量
火电 (全厂)	全厂并网额定容量
火储	单机额定容量+储能额定容量
水电 (单机)	水头对应最大单机出力
水电 (全厂)	水头对应最大全厂出力
储能系统、风储、光储	储能额定容量

表 2 火电机组/电厂 AGC 调节性能要求

额定容量	调节范围下限 (额定容量 P_n 的百分数)	调节范围上限 (额定容量 P_n 的百分数)	调节速率 V_0
100 (含) ~300 MW	66%	100%	1.2% P_n /min
300 (含) ~600 MW	50%	100%	1.2% P_n /min (直吹式制粉系统机组为 1.2% P_n /min)
600 MW 及以上	50%	100%	1.2% P_n /min (直吹式制粉系统机组为 1.2% P_n /min)
燃机	50%	100%	4% P_n /min
火电全厂方式	50%	开机容量 100%	1.2% P_n /min (直吹式制粉系统机组为 1.2% P_n /min)

表 3 机组/电厂单独配置优化控制 (外挂) 系统

AGC 调节性能要求

额定容量	调节范围下限 (额定容量 P_n 的百分数)	调节范围上限 (额定容量 P_n 的百分数)	调节速率 V_0
100 (含) ~300 MW	66%	100%	1.5% P_n /min
300 (含) ~600 MW	50%	100%	1.2% P_n /min (直吹式制粉系统机组为 1.2% P_n /min)
600 MW 及以上	50%	100%	1.2% P_n /min (直吹式制粉系统机组为 1.2% P_n /min)
燃机	50%	100%	4% P_n /min
火电全厂方式	50%	开机容量 100%	1.2% P_n /min (直吹式制粉

额定容量	调节范围下限 (额定容量 P_n 的百分数)	调节范围上限 (额定容量 P_n 的百分数)	调节速率 V_0
			系统机组为 $1.2\%P_n/\text{min}$)

机组/电厂单独配置优化控制（外挂）系统适用于：火力发电机组常规控制系统配套使用的单独优化 AGC 控制系统的产品配置与技术应用，并满足电力监控系统网络安全防护（GB/T36572-2018）要求。

表 4 火储机组/电厂 AGC 调节性能要求

额定容量	调节范围下限 (额定容量 P_n 的百分数)	调节范围上限 (额定容量 P_n 的百分数)	调节速率 V_0
100（含）~300 MW	66%	100%	$2.5\%P_n/\text{min}$
300（含）~600 MW	50%	100%	$2.5\%P_n/\text{min}$
600 MW 及以上	50%	100%	$2.5\%P_n/\text{min}$
火电全厂方式	50%	开机容量 100%	$2.5\%P_n/\text{min}$

表 5 水电厂 AGC 调节性能要求

调节形式	调节范围下限 (开机容量 P_n 的百分数)	调节范围上限 (开机容量 P_n 的百分数)	调节速率 V_0
全厂方式	最低振动区上限	100%	$60\%P_n/\text{min}$
单机方式	最低振动区上限	100%	$50\%P_n/\text{min}$
转桨式机组	最低振动区上限	100%	$50\%P_n/\text{min}$
转桨式电厂	最低振动区上限	100%	$50\%P_n/\text{min}$

表 6 储能系统 AGC 调节性能要求

调节形式	充放电调节范围下限 (额定容量的百分数)	充放电调节范围上限 (额定容量的百分数)	调节速率 V_0
储能系统	-100%	100%	$100\%P_n/3\text{s}$

二、调节精度性能指标

指调频资源响应 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， $e^{i,j}$ 为 AGC 调频资源 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。

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

机组指令及机组有功按照 5 秒的间隔存储。

三、响应时间性能指标

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

t_N 是标准响应时间；

$T_S^{i,j}$ 和 $T_E^{i,j}$ 分别是调频资源 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。

机组标准响应时间 t_N 按以下标准执行：

表 7 各类型机组 AGC 标准响应时间

机组类型	标准响应时间 (t _n)
火电、燃机	60 秒
水电	10 秒
储能系统	2 秒

四、调节死区

表 8 各类型机组 AGC 调节死区

机组类型	调频资源调节死区
火电、燃机	$P_n \times 0.5\%$
水电（单机模式）、储能系统	$P_n \leq 200\text{MW}: 2\text{MW}$
	$P_n > 200\text{MW}: P_n \times 1\%$
水电（全厂模式）	$P_n \leq 200\text{MW}: 2\text{MW}$
	$P_n > 200\text{MW}: P_n \times 1\%$

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： $K_p^{i,j}$ 为调频资源*i*第*j*次调节的调频性能指数。市场初期暂定上限值设为 3.5，并视调市场运行情况调整。

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 $K_p^{i,t}$ 为调频资源*i*在交易时段 *t* 内的综合调频性能指标，*N*为交易时段内统计的中标时段个数。

七、有效调频事件统计

统计中明确 ΔT：火电小于 30 秒、火储小于 10 秒、水电小于 15 秒的调节过程被认为是随机波动，不纳入有效调节过程统

计。