

国家能源局福建监管办公室

闽监能函〔2022〕5号

福建能源监管办关于征求《福建省电力调频 辅助服务市场交易规则（试行）（2022年 修订版）》（征求意见稿）意见的函

国网福建电力、华电福建公司、国家能源集团福建公司、华能福建公司、大唐福建分公司、国家电投福建公司、三峡集团福建公司、福建能化集团、福建投资集团、福建电力交易中心,各有关电力企业、电力用户:

为全面贯彻落实新发展理念,促进清洁能源消纳,推动构建新型电力系统,根据国家能源局和福建省政府关于积极稳妥推进福建省电力辅助服务市场试点工作要求,结合福建省电力调频辅助服务市场运行情况,在前期征求意见的基础上,我办组织起草了《福建省电力调频辅助服务市场交易规则(试行)(2022年修订版)》(征求意见稿),现征求各相关单位意见,请你单位于2月21日前将书面意见(含电子版)反馈至我办。

联系人:邱立钟

联系方式：0591-87028927 87028915（传真）

邮箱：scfjb@nea.gov.cn

附件：《福建省电力调频辅助服务市场交易规则（试行）（2022年修订版）》（征求意见稿）

国家能源局福建监管办公室

2022年1月20日



附件

福建省电力调频辅助服务市场交易规则 (试行)(2022年修订版)(征求意见稿)

第一章 总则

第一条 为适应新型电力系统建设，建立电力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，进一步深化福建电力辅助服务市场化改革，促进福建省电力系统安全、稳定、经济运行，激励市场成员提供更为优质的调频服务，实现调频责任在不同市场主体间的公平分摊，制定本规则。

第二条 本规则根据《中华人民共和国电力法》、《电力监管条例》等国家有关法律、法规和行业标准，遵循《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、《电力并网运行管理规定》(国能发监管规〔2021〕60号)、《电力辅助服务管理办法》(国能发监管规〔2021〕61号)、《国家电网调度控制管理规程》等规则，并结合福建电网运行实际制定。

第三条 本规则适用于福建省电网开展的电力调频辅助服务交易。所有市场成员必须遵守本规则。原华东区域“两个细则”有关调频辅助服务的考核和补偿条款不再重复执行。本规则将根据福建电力市场建设进程逐步完善。

第四条 国家能源局福建监管办公室（以下简称“福建能源监管办”）负责福建省电力调频辅助服务市场（以下简称“调频市场”）的监督与管理，监管本规则的实施。

第二章 市场成员

第五条 市场成员包括参与交易的市场主体、电网企业和市场运营机构。其中，市场主体包括并网发电企业（火电、水电、风电、光伏、核电等）、拥有自备电厂的企业、售电企业、参与市场交易的电力用户、储能电站等辅助服务提供商。市场运营机构包括国网福建电力调度控制中心（以下简称“电力调度机构”）和福建电力交易中心有限公司（以下简称“电力交易机构”）。

第六条 在电力交易机构注册的市场主体均应按规定参加福建电力辅助服务市场交易。市场主体权利义务包括：

（一）按要求提供基础技术参数以确定调频服务的能力，或提供有资质的单位出具的调频辅助服务能力测试报告；

（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）按规则参与调频市场交易，根据电网指令提供调频辅助服务；

（四）按规则参与电力调频辅助服务市场结算；

（五）及时获取电力调频辅助服务交易相关信息；

（六）其他法律法规所赋予的权利和责任。

第七条 电网企业权利义务包括：

- （一）按规则传输和配送电能，保障输电通道等输配电设施的安全稳定运行；为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务；
- （二）具体管理、运营福建电力调频市场；
- （三）保障电力系统统一调度，建设、运行、维护和管理电网配套电力交易平台；
- （四）向市场主体提供报装、计量、抄表、维修、收费等各类供电服务；
- （五）其他法律法规所赋予的权利和责任。

第八条 市场运营机构权利义务包括：

- （一）电力调度机构主要职责包含：建立、维护调频市场的技术支持平台、拟定相关技术服务标准；依据市场规则组织交易，按照交易结果进行调用；向电力交易机构提供调频市场出清结果；发布、报送市场信息；评估市场运行状态，对市场规则提出修改意见；紧急情况下按规定中止市场运行，保障系统安全运行；
- （二）电力交易机构主要职责包含：负责市场交易主体的注册管理，负责提供电力交易结算依据及相关服务，发布、报送有关市场信息等；
- （三）其他法律法规所赋予的权利和责任。

第三章 调频市场交易

第九条 调频辅助服务是指发电机组或者储能电站在规定的出

力调整范围内，能够通过自动发电控制装置（AGC）自动响应区域控制偏差（ACE），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，其调节效果通过调频里程和调频性能综合指标来衡量。

第十条 提供调频服务的主体为福建电力调度机构直调的单机容量 5 万千瓦及以上且可调节容量不小于 2 万千瓦的水电机组（含抽水蓄能机组）、单机容量 30 万千瓦及以上且可调节容量不小于 15 万千瓦的火电机组，以及单机容量 30 万千瓦及以上且可调节容量不小于 10 万千瓦的燃气机组。储能电站可调节容量不小于 1 万千瓦。

第十一条 为更好地发挥常规调频资源、快速调频资源特点，合理区分不同类型资源参与系统调频的定位和作用，根据对 ACE 历史数据的统计分析，将 ACE 值按照死区、快速动作区、慢速动作区和紧急动作区进行分区，具体如下：

分区名称	ACE 范围	主站动作特征
死区	0~20MW	主站不发送调节指令
快速动作区	20~50MW	主站只给快速区调频机组发送调节指令
慢速动作区	50~200MW	主站只给慢速区调频机组发送调节指令
紧急动作区	大于 200MW	主站给所有调频机组发送调节指令

第十二条 根据各个分区的 ACE 控制需求，结合机组的不同性

能特点和定位，引导机组参与不同分区报价交易，实现调频市场的最优机组组合，具体如下：

快速动作区仅允许储能电站申报；慢速动作区仅允许常规机组申报（含配置储能的常规机组）；紧急动作区不需申报。独立储能电站可根据实际运行控制能力，分成多个虚拟机组运行，每个虚拟机组每次只能选择一个区报价。

调度机构根据系统及市场实际运行情况，适时对各区的区间范围和调频需求容量进行调整，实现调频市场的最优运行。

第十三条 调频里程是指单台机组响应 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，机组在一个计费周期内的调频里程为该时段内机组响应 AGC 控制指令的调整量之和。

第十四条 调频性能综合指标 K 是机组提供调频服务过程中调节速率 K_1 、调节精度 K_2 、响应时间 K_3 三个性能的综合体现。各区调频综合性能指标独立计算。

调节速率是指 AGC 机组响应设点指令的速率，衡量的是该机组实际调节速率与其应该达到的标准速率相比达到的程度；

调节精度是指机组响应稳定以后，实际出力和设点出力之间的差值，衡量的是该 AGC 机组实际调节偏差量与其允许达到的偏差量相比达到的程度；

响应时间是指 AGC 系统发出指令之后，AGC 机组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 AGC 机组实际响应时间与标准响应时间相比达到的程度；
机组的调频性能综合指标具体计算方法见附件。

第十五条 调频市场对机组性能设置准入门槛，要求机组调频性能综合指标 K 不低于 0.55，并视市场实际运行情况调整。电力调度机构负责统计并发布 AGC 机组的调频性能综合指标，若机组持续 8 个中标小时未能达到门槛值，则 6 个月内不准许其参与调频市场。发电企业对机组性能进行改造后，可向电力调度机构申请测试综合调频性能指标，测试期间机组 AGC 应连续 8 小时投入调频模式。测试期间，机组调频里程和调频容量均不支付补偿费用。

第十六条 对于提供调频服务的市场主体，采用“容量补偿+里程补偿”的方式。其中容量补偿按照定额补偿的方式，里程补偿采用市场化补偿的方式。里程补偿以机组的调频里程作为交易标的，采用日前报价、分时段出清的模式；按边际价格出清，实行日清月结。

第十七条 AGC 机组容量补偿每月按照机组 AGC 的投运率（按自然月）和可调节容量的乘积补偿 240 元/兆瓦（华东网调调度管辖范围）、960 元/兆瓦（省市调度管辖范围）。机组 AGC 可调节容量为机组可投入 AGC 运行的调节容量上、下限之差。

第十八条 参与调频市场的市场成员按机组提交报价，机组调频里程报价以“元/兆瓦”为单位，最小单位“0.1 元/兆瓦”。现阶段，快速动作区报价上限暂定 12 元/兆瓦，慢速动作区报价上限暂定 16 元/兆瓦，并可根据系统及市场实际运行情况进行调整。

第十九条 机组调频里程补偿费用为单位计费周期内调频市场出清价格、调频里程以及调频性能综合指标的乘积，其中机组在紧急动作区产生的调频里程按对应报价区出清价格进行结算。

快速动作区调频里程服务费计算公式：单位计费周期内机组 i 调频里程补偿服务费= $M1 \times$ 机组 i 在该时段的调频里程 \times 机组 i 在该时段的调频性能综合指标 \times 该时段调频市场快速动作区出清价格
慢速动作区调频里程服务费计算公式：单位计费周期内机组 i 调频里程补偿服务费= $M2 \times$ 机组 i 在该时段的调频里程 \times 机组 i 在该时段的调频性能综合指标 \times 该时段调频市场慢速动作区出清价格

其中，为合理调控快速动作区和慢速动作区调频市场服务费总盘子范围，设置调节系数 $M1$ 和 $M2$ （取值范围 $0 \sim 2$ ）， $M1$ 、 $M2$ 暂取 1。

全网调频里程服务费=快速动作区调频里程服务费+慢速动作区调频里程服务费

第二十条 调频辅助服务费用由各计费周期内电力调度机构直调及许可的在运机组按各自的上网电量比例进行分摊，计算公式如下：

机组调频补偿费用分摊金额 = $M_3 \times \Sigma$ （单位计费周期内该机组上网电量/单位计费周期内所有参与分摊机组上网电量 \times 单位计费周期内全网调频服务费）

市场化用户调频补偿费用分摊金额 = $M4 \times$ 当月全网调频服务费 \times 当月市场化用户用电量 / 当月所有市场化用户用电量

其中 M3、M4 分别为发电侧、用户侧调频费用分摊比例系数（取值范围 0~1），M3、M4 暂取 0.5。

调频中标机组需根据《福建省电力调峰辅助服务交易规则》，按照调峰交易时段内机组的上网电量比例分摊调峰服务费用。

第二十一条 对于水电站、风电场和光伏电站，按照电厂日前计划出力和实际出力偏差的绝对值积分的 50%，与日内计划出力和实际出力偏差的绝对值积分的 50%之和，来计算偏差电量的考核费用，奖励给同时段提供 AGC 调频服务机组。

计算公式如下：

当水电站出力偏差电量超出实际发电量 5%时，偏差考核电量按照偏差电量的 5%计算。由于流域内上游水电站非计划调整出力、电网需要等原因造成水电站出力偏差，可免于考核，调度机构和电厂等相关单位应做好情况记录备查。

当风电场和光伏电站出力偏差电量超出并网容量可发电量 10%时，按照偏差范围分段计算偏差考核电量。

偏差考核电量=

$$\begin{cases} N_1 \times \text{超发或欠发电量} & 30\% \geq \text{偏差范围} > 10\% \\ N_2 \times \text{超发或欠发电量} & 50\% \geq \text{偏差范围} > 30\% \\ N_3 \times \text{超发或欠发电量} & \text{偏差范围} > 50\% \end{cases}$$

根据市场运行实际情况，可对 N1、N2、N3 进行调节，N1 暂时取 0.01，N2 暂时取 0.04，N3 暂时取 0.07。

电厂出力偏差考核费用=Σ（电厂出力偏差考核电量×电厂批

复的上网电价)

提供 AGC 调频服务机组的奖励费=Σ (电厂出力偏差考核费用 × 提供 AGC 调频服务机组的调频里程/提供 AGC 调频服务机组的总调频里程)

第二十二条 调频市场组织流程如下:

(一) 工作日 11:00 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计算次日调频容量需求, 并在福建省电力辅助服务交易平台发布; 准许参与调频市场的发电机组在辅助服务交易平台上按 7 个时段申报次日调频里程报价, 7 个时段为 0:00~6:00、6:00~8:00、8:00~10:00、10:00~11:30、11:30~15:30、15:30~22:00、22:00~24:00。

(二) 工作日 20:00 前, 系统根据各区段发电机组报价除以调频性能综合指标 K 后按照由低到高顺序排序, 形成每时段各区段次日调频机组调用排序表, 并随次日发电计划一起发布。若两台机组排序相同, 调频性能综合指标好的机组优先调用。

(三) 在实时调度过程中, 电力调度机构根据当天电网实际情况滚动修正调频容量需求, 并综合考虑水情及水库调度、燃气供应等情况, 按照调频机组调用排序表, 经过安全校核后调用机组, 直至满足调频容量需求。每个计费周期内最后一台中标的发电机组报价为该时段调频市场出清价格。

(四) 电力调度机构可在节假日前集中组织多日调频申报, 在节假日期间按需开展调频交易。

第二十三条 电力调度机构根据系统实际情况,按照调管范围对正式出清发电单元序列进行安全校核,校核条件包括但不限于:

(一)为保障电网安全稳定运行,单个电厂在同一个时段内中标机组台数不能超过2台;

(二)正式出清中标调频总容量满足系统调频需求值;

(三)电力系统稳定约束要求;

(四)水库调度及水电机组振动区约束要求;

(五)清洁能源消纳相关政策执行的安全保障,是否增加或造成弃水风险。

如果正式出清中标调频总容量不满足系统调频容量需求时,电力调度机构可从调频机组调用排序表中调用后续机组和未报价机组,直至满足调频容量需求。

第二十四条 机组提供调频服务期间,出现调频性能综合指标小于门槛值或者发生擅自退出AGC装置等违规行为,取消其里程补偿费用和容量补偿费用。已产生的补偿费用由同时段其他AGC机组按照调频里程比例进行分配:

提供AGC调频服务机组的偏差补偿费= Σ (性能未合格机组已取得补偿费用 \times 提供AGC调频服务机组的调频里程/提供AGC调频服务机组的总调频里程)

第二十五条 为保证福建电网与电力市场的安全稳定运行,现阶段调频市场中标机组优先于调峰市场调用,在调频市场中标机组不再参与该时段的调峰辅助服务市场。

第二十六条 为保证电网稳定运行,对于可能出现的异常情况相关规定如下:

(一)如果出现所有中标机组的调频资源已调用仍不满足系统调频容量需求时,省调电力调度机构可紧急调用未报价机组的调频资源,被紧急调用的调频机组按照当前时段中标机组的补偿方法结算;

(二)由于电网安全约束对出力有特殊要求的机组,不分摊系统调频辅助服务成本,调度机构和电厂等相关单位应做好情况记录备查;

(三)因为电网安全需求机组通过自动控制出力来调整断面潮流,机组的调用容量和调节里程补偿费用按照同时段调频市场中标价格结算。

第四章 计量与费用管理

第二十七条 电网企业、运营机构依据职责,按照调度管辖范围记录所辖并网发电厂辅助服务交易、调用、计算和结算等情况。

第二十八条 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。

第二十九条 电力调度机构将发电侧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。

第三十条 调频市场费用与其他辅助服务费用实行统一管理，按照收支平衡原则实行月度结算。

第三十一条 调频辅助服务费用采取电费结算方式，与当月电费结算同步完成。市场主体在当月电费总额基础上加（减）应获得（支付）的辅助服务补偿（分摊）费用额度，按照电费结算关系向电网企业开具增值税发票，与当月电费一并结算。

第五章 信息披露

第三十二条 信息披露应当遵循真实、准确、完整、及时、易于使用的原则，披露内容应包括但不限于考核/补偿/分摊、具体品种、调度单元等信息类型。信息披露主体对其提供信息的真实性、准确性、完整性负责。

第三十三条 电力交易机构负责通过信息披露平台向所有市场主体披露相关考核和补偿结果，制定信息披露标准格式，开放数据接口。

第三十四条 电力调度机构应及时向电力交易机构按信息类型推送考核、补偿和分摊公示信息，由电力交易机构于次月 10 日之前向所有市场主体公示。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。披露的信息应体现电力调度机构管辖范围内所有市场主体的调频服务补偿和分摊情况，包含且不限于补偿/分摊对象、时段、电力、电量、价格、费用等信息。并网主体

经与电力调度机构协商后仍有争议的，可向福建能源监管办提出申诉。无异议后，由电力调度机构执行，并将结果报福建能源监管办。

第六章 市场监管

第三十五条 福建能源监管办对辅助服务市场交易实施监管。主要内容包括：

- （一）市场交易主体履行电力系统安全义务的情况；
- （二）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）执行调频市场运营规则的情况；
- （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）其他法律法规和规则规定内容。

第三十六条 市场运营机构应按要求将辅助服务交易情况等信息报福建能源监管办。

第三十七条 监管机构可采取现场或非现场方式对本规则实施情况开展检查，依法依规对市场主体和运营机构违规行为进行处理。

第三十八条 发生以下情况时，监管机构可对市场进行干预，也可授权市场运营机构进行临时干预：

（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时；

（二）电力系统或交易平台（包括而限于报价系统、日前计划系统、日内计划系统）发生故障，导致市场交易无法正常进行时；

（三）因华东电网故障需要事故支援需要紧急升机组出力，导致市场交易无法正常进行时；

（四）因福建省电力系统发生故障需要调整机组出力，导致市场交易无法正常进行时；

（五）因恶劣天气、节假日等原因造成负荷突变、电网运行方式发生变化，市场交易无法正常进行时；

（六）其他必要情况。

第三十九条 市场干预的主要手段包括但不限于：

（一）调整市场限价；

（二）调整市场准入或退出规则；

（三）暂停市场交易，处理和解决问题后重新启动。

第四十条 因调频辅助服务交易、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半年内向福建能源监管办提出书面申请，福建能源监管办依据电力争议调解办法进行处理。

第七章 附则

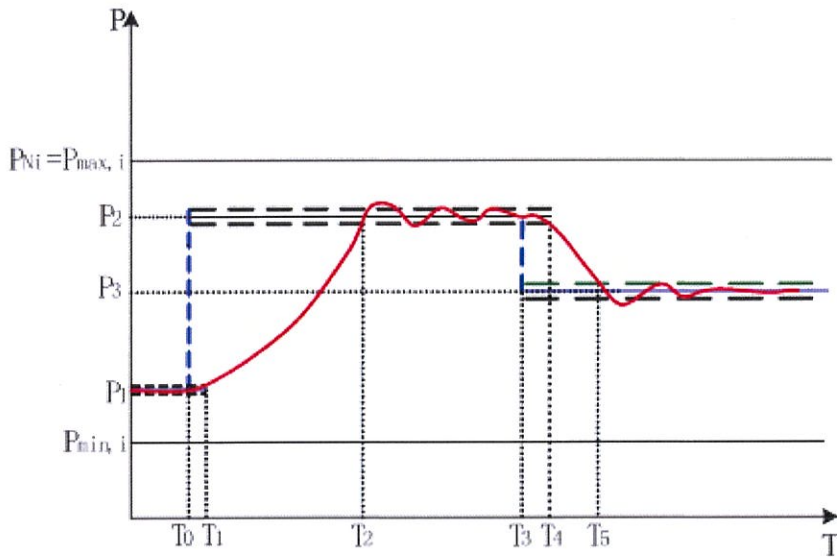
第四十一条 本规则由福建能源监管办负责解释。

第四十二条 福建能源监管办根据市场实际运行情况,组织对相关标准和条款进行修改。

第四十三条 本办法自发布之日起实施。

调频性能综合指标计算方法

附图 1 为某机组一次典型 AGC 设点控制过程。



附图 1AGC 机组设点控制过程

图中， $P_{\min i}$ 是该机组可调的下限出力， $P_{\max i}$ 是其可调的上限出力， P_{Ni} 是其额定出力。整个过程可以这样描述： T_0 时刻以前，该机组稳定运行在出力值 P_1 附近， T_0 时刻，AGC 控制程序对该机组下发功率为 P_2 的设点命令，机组开始涨出力，到 T_1 时刻可靠跨出 P_1 的调节死区，到 T_2 时刻第一次进入调节死区范围，然后在 P_2 附近小幅振荡，并稳定运行于 P_2 附近，直至 T_3 时刻，AGC 控制程序对该机组发出新的设点命令，功率值为 P_3 ，机组随后开始降出力的过程， T_4 时刻可靠跨出调节死区，至 T_5 时刻进入 P_3 的调节死区，并稳定运行于其附近。

机组每次响应 AGC 控制指令后，从调节速率、调节精度、响

应时间三个方面对机组响应 AGC 指令后的动作情况进行评价衡量，具体如下。

一、调节速率 k_1

调节速率是指 AGC 机组响应设点指令的速率，衡量的是该机组实际调节速率与其应该达到的标准速率相比达到的程度。调节速率可分为上升速率和下降速率。在涨出力阶段，即 $T_1 \sim T_2$ 区间，结果为正，为上升速率；在降出力阶段，即 $T_4 \sim T_5$ 区间，结果为负，为下降速率。第 i 台机组第 j 次调节的调节速率 $K_1^{i,j}$ 考核指标计算公式如下：

$$v_{i,j} = \frac{P_{Ei,j} - P_{Si,j}}{T_{Ei,j} - T_{Si,j}}$$

式中 $v_{i,j}$ 为机组 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)。

$$K_1^{i,j} = \frac{|v_{i,j}|}{v_{N,i}}$$

式中， $v_{N,i}$ 为 AGC 省内机组标准调节速率，单位是 MW/分钟。

其中，省内 AGC 机组标准调节速率 = 燃煤机组标准调节速率 × 省内燃煤装机占比 + 循环流化床机组标准调节速率 × 省内循环流化床装机占比 + 燃气机组标准调节速率 × 省内燃气装机占比 + 水电机组标准调节速率 × 省内水电装机占比 + 其它类型机组标准调节速率 × 省内其它类型机组装机占比。不具备 AGC 能力

的发电机组不参与本公式计算。

其中，采用直吹式制粉系统的燃煤机组 AGC 控制时的标准调节速率为 1%机组额定有功功率/分钟；采用中储式制粉系统的燃煤机组 AGC 控制时的标准调节速率为 2%机组额定有功功率/分钟；循环硫化床机组 AGC 控制时的标准调节速率应为 0.7%机组额定有功功率/分钟；水电机组 AGC 控制时的标准调节速率为 30%机组额定有功功率/分钟；燃气机组 AGC 控制时的标准调节速率为 4%额定有功功率/分钟；上述参数可由电力监管及电网调度机构根据福建省电网运行的特点和电源结构进行适当调整。

二、调节精度 k_2

调节精度是指机组响应稳定以后，实际出力和设点出力之间的差值，衡量的是该 AGC 机组实际调节偏差量与其允许达到的偏差量相比达到的程度。第 i 台机组第 j 次调节精度的 $K_2^{i,j}$ 的考核指标计算过程描述为：在第 i 台机组平稳运行阶段，即 $T_2 \sim T_3$ 区间，机组出力围绕 P_2 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 台机组在第 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。

$$K_2^{i,j} = \frac{\text{省内 AGC 机组平均调节偏差量}}{\Delta P_{i,j}}$$

三、响应时间 k_3

第 i 台机组第 j 次调节的响应时间 $K_3^{i,j}$ 是指 EMS 系统发出指令之后，AGC 机组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 AGC 机组实际响应时间与标准响应时间相比达到的程度。即：

$$t_{i,j}^{up} = T_1 - T_0$$

$$t_{i,j}^{down} = T_4 - T_3$$

$$K_3^{i,j} = \frac{\text{省内 AGC 机组标准响应时间}}{t_{i,j}}$$

式中， $t_{i,j}$ 为机组 i 第 j 次 AGC 机组的响应时间。
省内 AGC 机组标准响应时间=燃煤机组标准响应时间 × 省内燃煤装机占比+循环流化床机组标准响应时间 × 省内循环流化床装机占比+燃气机组标准响应时间 × 省内燃气装机占比+水电机组标准响应时间 × 省内水电装机占比+其它类型机组标准响应时间 × 省内其它类型机组装机占比。不具备 AGC 能力的发电机

组不参与本公式计算。

其中，采用直吹式制粉系统的燃煤机组 AGC 标准响应时间为 60 秒；采用中储式制粉系统的燃煤机组 AGC 标准响应时间为 40 秒；循环硫化床机组 AGC 标准响应时间为 60 秒；燃气机组 AGC 标准响应时间为 40 秒；远方单机控制的水电机组 AGC 标准响应时间为 8 秒，全厂监控模式的水电机组 AGC 标准响应时间为 16 秒。

四、调频性能综合指标 K

调节性能综合指标是机组提供调频服务过程中调节速率、调节精度、响应时间三个因素的综合体现。每次 AGC 动作时按下式计算 AGC 性能综合指标。

$$K^{i,j} = 1 / (2 - (B_1 * \frac{K_1^{i,j}}{K_1^{\max}} + B_2 * \frac{K_2^{i,j}}{K_2^{\max}} + B_3 * \frac{K_3^{i,j}}{K_3^{\max}}) / A)$$

式中， $K_1^{i,j}$ 、 $K_2^{i,j}$ 、 $K_3^{i,j}$ 衡量的是 AGC 机组 i 第 j 次调节过程中调节速率、调节精度、响应时间指标。 K_1^{\max} 、 K_2^{\max} 、 K_3^{\max} 分别是所有机组调节速率、调节精度、响应时间历史最大值。

A 为综合性能指标调节系数， B_1 、 B_2 、 B_3 分别为各项调频性能指标权重系数，A 暂取 3， B_1 、 B_2 、 B_3 暂取 1，根据市场实际运行情况，对上述系数进行合理调整。