

湖南省电力调频辅助服务市场交易实施细则

(征求意见稿)

目 录

第一章	总则	1
第二章	术语及定义	2
第三章	市场成员	5
第四章	市场组织	7
第五章	计量及费用	12
第六章	考核与免考核	14
第七章	信息发布	15
第八章	风险防控	17
第九章	监督管理	18
第十章	附则	19

第一章 总 则

第一条 为发挥市场在调频资源配置中的决定性作用，激励经营主体提升调频服务质效，推动构建新型电力系统，保障湖南电力系统安全、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)、《电力监管条例》(国务院令第432号)、《电力市场运行基本规则》(中华人民共和国国家发展和改革委员会令2024年第20号)、《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)、《电力辅助服务市场基本规则》(发改能源规〔2025〕411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)、《湖南电力辅助服务管理实施细则》《湖南电力并网运行管理实施细则》(湘监能市场〔2024〕55号)等规定，结合湖南实际，制定本细则。

第二条 以电力系统安全稳定运行为基础，保证电力系统安全稳定运行；以完善湖南电力市场建设为导向，按照“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”原则，健全调频辅助服务价格机制，促进可调节资源高效优化配置。

第三条 本细则适用于湖南电网内开展的电力调频辅助服务市场交易（以下简称“调频市场”）。已纳入本细则的，在《湖南电力辅助服务管理实施细则》《湖南电力并网运行管理实施细则》（以下简称“两个细则”）中不再重复考核、补偿；未纳入本细则的，仍执行“两个细则”相关规定。

第四条 国家能源局湖南监管办公室（以下简称“湖南能源监管办”）会同湖南省发展和改革委员会（以下简称“省发展改革委”）、湖南省能源局（以下简称“省能源局”）依法对调频市场实施监管。

第二章 术语及定义

第五条 调频服务是指运营主体通过调速系统、自动功率控制等，减少系统频率偏差（或联络线控制偏差）所提供的服务。调频服务分为一次调频服务和二次调频服务。

第六条 本细则所指的调频交易是指二次调频服务，即经营主体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，提供的有功出力调整服务。

第七条 调频单元是指一套厂站 AGC 装置所控制的所有机组的总称，是提供调频服务的基础单元。

第八条 调频容量是指调频单元为提供调频服务而预留的向上或向下调节容量。

第九条 调频里程是指调频单元响应 AGC 控制指令结束时的实际出力值与响应指令开始时的实际出力值之差的绝对值。一个交易时段内的调频里程为调频单元在该时段内产生的调频里程之和。

第十条 综合调频性能指标是评价调频服务质效的综合性指标，由调节速率、响应时间和调节精度三部分组成，按调频单元进行统计，指标计算方法如下：

（一）调节速率

$$K_1^{i,j} = V^{i,j} / V_{p.u.}$$

其中， $V^{i,j}$ 是调频单元*i*第*j*次响应 AGC 控制指令实际调节速率； $V_{p.u.}$ 是 AGC 调频单元平均标准调节速率，计算公式为 $V_{p.u.}$ =调频市场范围内各类经营主体的标准速率×各类经营主体的装机容量占比。

表 1 调频单元额定容量 P_n

序号	调频单元类型	P_n
1	燃煤、燃机、水电、储能等	额定容量
2	火储	火电额定容量+储能额定容量

表 2 调频单元标准调节速率

序号	调频单元类型	标准调节速率
1	燃煤	1.5% P_n /分钟（直吹式制粉系统机组为 1.2% P_n /分钟）
2	火储	2.5% P_n /分钟
3	燃气	4% P_n /分钟
4	水电	60%最大单机 P_n /分钟
5	储能	100% P_n /3 秒

表 3 调频单元调节范围

序号	调频单元类型	调节范围
1	燃煤、火储	与现货市场申报范围保持一致
2	燃气	0% P_n ~ P_n
3	水电	单机最低振动区上限~全厂最大出力
4	储能	-100% P_n ~ P_n

为避免调频单元过调节或超调节，设置 K_1 最大值不超过 K_1^U ，

取值见附录：调频市场参数表。

（二）响应时间

$$K_2^{ij} = 1 - (T^{ij}/T_0)$$

其中, T^{ij} 是调频单元 i 第 j 次 AGC 指令下发至调频单元 AGC 动作的时间, T_0 是标准响应时间, 取值见附录：调频市场参数表。

表 4 调频单元考核响应时间

序号	调频单元类型	考核响应时间
1	燃煤、火储、燃气	60 秒
2	水电	10 秒
3	储能	2 秒

（三）调节精度

$$K_3^{ij} = 1 - (E^{ij}/E_0)$$

其中, E^{ij} 是调频单元 i 第 j 次响应 AGC 指令后实际出力值与指令值的偏差量, E_0 是允许误差, 取值见附录：调频市场参数表。

表 5 各类型调频单元调节死区

序号	调频单元类型	调节死区
1	燃煤、火储、燃气	$0.5\%P_n$ (不小于 2MW)
2	水电	1% 最大单机 P_n (不小于 2MW)
3	储能	$1\%P_n$ (不小于 2MW)

（四）综合调频性能指标

$$K^{ij} = \lambda_1 K_1^{ij} + \lambda_2 K_2^{ij} + \lambda_3 K_3^{ij}$$

其中, $K^{i,j}$ 是调频单元 i 第 j 次调节过程中的综合调频性能指标; λ_1 、 λ_2 、 λ_3 为对应指标 $K_1^{i,j}$ 、 $K_2^{i,j}$ 、 $K_3^{i,j}$ 的权重系数, 取值见附录: 调频市场参数表。

(五) 综合调频性能指标均值

$$K^{i,t} = \sum_{j=1}^N K^{i,j} / N$$

其中, $K^{i,t}$ 交易时段 t 内的综合调频性能指标 $K^{i,j}$ 均值, 小数点后保留两位; N 为交易时段 t 内纳入统计的调节次数。

第三章 市场成员

第十一条 市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构等。

第十二条 经营主体指满足电力市场要求, 具备可观、可测、可调、可控能力的主体, 主要包括火电(含燃煤、燃气、火储)、水电(含抽水蓄能)、储能、虚拟电厂等。

第十三条 市场运营机构指负责电力辅助服务市场建设运营的机构和组织, 包括电力调度机构和电力交易机构。

第十四条 经营主体权利义务

(一) 按要求提供基础技术参数以确定调频服务的能力, 并提供第三方有资质单位出具的调频能力实测报告。

(二) 维护所辖设备, 保障设备安全运行。

(三) 按规则参与调频市场, 服从统一调度, 按调度指令提供符合标准的调频服务。

(四) 获得调频服务收益, 承担违约考核费用。

(五) 按规定报送和披露信息, 获取调频市场信息;

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十五条 电网企业权利义务:

(一) 保障电网及输配电设施的安全运行。

(二) 提供输配电和电网接入、电费结算等服务。

(三) 建设、运行、维护和管理与辅助服务市场相关的技术支持系统。

(四) 按规定报送和披露信息, 获取调频市场信息。

(五) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十六条 电力调度机构的权利和义务:

(一) 组织、运营湖南电力调频辅助服务市场。

(二) 建设、运行、维护和管理调频市场交易系统。

(三) 负责安全校核, 执行调频市场交易结果, 向电力交易机构提供交易执行结果等结算信息。

(四) 按规定报送和披露市场信息。

(五) 开展辅助服务市场运营监控, 提出规则修改建议。

(六) 依法依规实施电力调度, 在特定及紧急情况下实施市场干预或市场中止等措施, 保障电力系统安全稳定运行。

(七) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十七条 电力交易机构的权利和义务:

(一) 负责经营主体市场注册、信息变更和退出等相关服务, 向电力调度机构提供交易市场主体注册、变更等信息。

(二) 负责辅助服务市场的申报和信息披露工作。

(三) 提供辅助服务市场结算依据，配合电力调度机构开展相关工作。

(四) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十八条 各类具备提供调频服务能力经营主体平等参与调频市场，获得容量电费的经营主体原则上应当参与调频市场提供服务。

第十九条 经营主体提供调频服务需满足如下条件：

(一) 完成市场注册程序，且已进入商业运营。

(二) 220kV 及以上电压等级并网的水电、火电，调频容量不小于 15 兆瓦。

(三) 110kV 及以上电压等级并网的电网侧独立储能，调频容量不小于 15 兆瓦，持续时间不低于 1 小时。

(四) 按照国家和行业标准具备 AGC 功能，且综合调频性能指标不低于准入门槛值 K_d 。电力调度机构根据系统调频资源供需及电网实际运行情况定期调整准入门槛值，并提前公布。

鼓励其他具备调频能力的主体以虚拟电厂形式参与调频市场。

第二十条 经营主体原则上不得自行退出调频市场。因退役破产、政策调整、系统约束限制等原因无法继续提供调频辅助服务的经营主体，经电力调度机构审核后方可退出调频市场。

第四章 市场组织

第二十一条 系统调频容量需求是指为满足电力系统频率调整及联络线控制要求，需要所有调频单元预留的调频容量之和。

电力调度机构应综合考虑负荷预测、新能源功率预测及系统实际运行情况等因素确定系统调频容量需求，市场初期，暂定为负荷预测值最大值的 2%~7%。

第二十二条 调频市场采用集中竞价、边际出清、日前预出清、日内逐小时滚动出清调用的方式开展交易。

第二十三条 交易组织流程如下：

（一）工作日 9:00 前，电力调度机构发布开市前信息，可包括次日及连续多日调频市场信息。

（二）工作日 9:00-10:00，经营主体完成市场申报。

（三）工作日 16:00 前，电力调度机构完成安全校核，以调频服务成本最小化为优化目标组织市场出清，发布预出清结果。

第二十四条 调频市场为全年连续运行的市场，经营主体需按照规定进行申报。

（一）调频单元申报数据包括不限于：次日或连续多日 24 个时段调频里程价格、调频容量、可调节范围上、下限及申报时段等信息，容量、可调节范围等按整数申报，单位为兆瓦，价格保留两位小数点，单位为元/兆瓦。

（二）申报时段应为小时的整数倍，最短不少于 1 小时。

（三）为防范市场风险，调频里程申报价格实行限价制，限价标准见附录：调频市场参数表。

（四）以申报截止时间最后一次有效申报作为最终申报。

第二十五条 为横向比较调频单元之间的性能差异，交易前将调频单元最近 5 个中标日的综合调频性能指标平均值进行归一化处理。

设第 i 台调频单元的综合调频性能指标为 K_i ，全部调频单元中综合调频性能指标的最大值为 K_{max} ，归一化之后的综合调频性能指标用 P_i 表示，归一化公式：

$$P_i = K_i / K_{max}$$

归一化之后，最大值为 1。

以归一化后的调频单元综合调频性能指标 P 将各调频单元的调频里程报价进行调整，作为调频里程排序价格。调频里程排序价格计算公式为：

$$\text{调频里程排序价格} = \text{调频里程报价} / P$$

第二十六条 日前预出清过程如下：

（一）出清时，应开展安全校核，通过安全校核的调频单元参与出清容量为其申报容量，未通过安全校核，则该调频单元参与出清容量为满足安全校核的最大容量。

（二）出清时，按照调频里程排序价格，从低到高依次出清，直至满足调频容量需求。当调频单元排序价格相同时，优先出清 P 值高的调频单元；当调频单元 P 值相同时，优先出清调频容量大的调频单元。

（三）当申报调频容量不能满足需求时，为保障电网安全稳定运行，电力调度机构可调用相关调频单元的调频容量，组织强制出清。强制出清时，按照 P 值从高至低，依次出清调频单元通过校核后的调频容量。

(四) 日前发电计划按照预出清结果预留中标调频单元的调节空间, 作为 AGC 向上及向下调节带宽。

第二十七条 日内出清调用过程如下:

(一) 日内运行中, 电力调度机构根据电网实际运行情况, 调整调频容量需求及出清约束条件, 以 1 小时为周期开展日内正式出清, 并滚动计算未来 2 小时的出清结果。

(二) 日内出清时, 沿用日前申报信息, 正常出清时所有中标调频单元的最高申报价格为日内统一出清价格。若日内通过安全校核的申报调频容量之和不能满足调频容量需求, 则按照 P 值从高至低, 依次出清调频单元通过校核后的调频容量组织日内强制出清, 出清价格为调频里程价格申报下限。

(三) 正常情况下, 日内出清结果应提前 30 分钟发布。调频单元应及时查看市场出清结果, 做好参与频率调整的准备工作, 中标的水电调频单元如有开机需求, 应提前 10 分钟向调度员申请开机。

(四) 日内出清后, 调频市场交易系统将出清结果发至 AGC, 修改中标机组 AGC 调节范围限值及控制模式。

(五) 经营主体应通过优化完善场站调节策略、加强运行监视等措施保障调频市场交易结果正常执行, 因自身原因无法履行中标结果, 须提前向当班调度员申请调减中标容量或退出调频服务。如遇紧急情况, 经营主体可先按现场规程或反事故措施执行, 事后及时向当班调度员汇报。

(六) 电网运行中，因调频容量不足、频率调整或联络线控制等需要，电力调度机构可临时调用相关调频单元未出清调频容量参与调频，并按当时段出清价格给予补偿。

(七) 电网运行中，如发生异常情况或为预防紧急情况发生调整了出清结果，当值调度员应及时通知相关调频单元，并做好记录。

第二十八条 电力调度机构应根据系统实际运行情况，按照调管范围对调频单元申报容量进行安全校核，校核内容包括：

- (一) 电网安全稳定运行约束条件。
- (二) 电力供应保障约束条件。
- (三) 水情、水库调度及水电机组振动区约束条件。
- (四) 清洁能源消纳约束条件。
- (五) 其他为保障电网安全的必要措施。

第二十九条 为合理分配调频容量，避免单一调频单元出清容量过大或过小，影响电网潮流分布及频率调整，设置调频容量出清上限及下限，限值见附录：调频市场参数表。任何一个调频单元的出清容量不超调频容量总需求值的 $Q_{\text{调频容量}}^U$ ，储能合计中标容量不超调频容量总需求值的 $Q_{\text{储能}}^U$ 。

第三十条 市场初期，调频市场与现货电能量市场采用顺序出清方式衔接。现货电能量市场安全约束机组组合（SCUC）计算确定的开机组合作为调频市场日前预出清的边界；调频市场出清结果作为现货电能量市场安全约束经济调度（SCED）计算边界。

第五章 计量及费用

第三十一条 调频辅助服务计量依据包括：调度指令，能量管理系统（EMS）、自动发电控制系统（AGC）、调频市场交易系统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。计量数据缺失的，可根据省内现货市场拟合规则进行补充。

第三十二条 服务费、分摊费、考核费遵循收支平衡、日清月结、专款专用原则，在结算单中单独列示，与月度电费同步结算。

第三十三条 调频单元在调频市场上提供调频服务可获得相应的服务费，调频市场采用基于调频里程的单一价格机制。

第三十四条 调频单元的调频里程服务费按小时计费，计算公式如下：

$$R_{\text{调频里程服务费}}^{i,t} = M \times \sum_{t=1}^N D^{i,t} \times B_{\text{出清价格}}^t \times K^{i,t}$$

其中， $D^{i,t}$ 为调频单元*i*在交易时段*t*内的调频里程； $B_{\text{出清价格}}^t$ 为交易时段*t*内调频里程日内统一出清价格； $K^{i,t}$ 为调频单元*i*在交易时段*t*内的综合调频性能指标均值，最大值不超过2。

为合理控制调频市场服务费规模，设置服务费调节系数*M*，计算公式如下。

服务费调节系数*M*=已纳入调频市场分摊的日电量/调度总发受电日电量

第三十五条 电力现货市场连续运行前，调频市场服务费由发电侧并网主体共同承担；电力现货市场连续运行后，费用由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担，费用传导机制另行制定。

（一）发电侧并网主体包括火电（燃煤、燃气、燃油及垃圾生物质电站等）、水力发电厂、抽水蓄能、风力发电场、光伏（含光热及分布式）电站、自备电厂等。

（二）独立新型储能、抽水蓄能、虚拟电厂暂不参与分摊。

（三）新建发电机组调试运行期间费用分摊按照有关规定执行。

第三十六条 费用按照发电侧并网主体每小时加权上网电量的比例进行计算，计算公式如下。

发电侧并网主体交易时段需要支出的费用计算公式为：

$$S^{i,t} = \frac{Q_{\text{加权电量}}^{i,t}}{Q_{\text{总加权电量}}^t} \times R_{\text{服务费}}^t$$

其中 $S^{i,t}$ 为发电侧并网主体 i 在交易时段 t 内需支出的费用； $Q_{\text{加权电量}}^{i,t}$ 为发电侧并网主体 i 在交易时段 t 内的加权上网电量； $Q_{\text{总加权电量}}^t$ 为所有发电侧并网主体在交易时段 t 内的总加权上网电量； $R_{\text{服务费}}^t$ 为交易时段 t 内调频里程服务费总额。

发电侧并网主体 i 的加权上网电量计算公式为：

$$Q_{\text{加权电量}}^{i,t} = Q_{\text{上网电量}}^{i,t} \times N_i$$

其中 $Q_{\text{上网电量}}^{i,t}$ 为发电侧并网主体 i 交易时段 t 内的上网电量； N_i 为该发电侧并网主体的分摊系数，分摊系数取值见附录：调频

市场参数表。

第三十七条 因计量、交易系统等原因造成调频市场结算费用发生差错时，电力调度机构需重新对结算费用进行复算，并及时向经营主体通报。原则上应在最近一次结算周期内完成调整，跨年的结算结果不再做调整和修改。

第六章 考核与免考核

第三十八条 经营主体出现以下情况之一的，取消其服务费用补偿。

（一）交易时段擅自退出 AGC 装置，造成该时段调频容量不足而调用其他未中标调频单元时，相关费用由擅自退出 AGC 装置的责任方承担，不纳入调频市场费用分摊。

（二）交易时段综合调频性能指标未达到准入门槛值的。

第三十九条 交易中，按如下方式对经营主体进行考核，收取违约考核金：

（一）调频单元的综合调频性能指标小于准入门槛或不跟踪 AGC 指令甚至反调节的，按交易时段应得服务费的 20% 予以考核。

（二）调节速率未达到标准调节速率的，按交易时段应得服务费的 10% 进行考核。

（三）响应时间大于考核响应时间的，按交易时段应得服务费的 10% 进行考核。

（四）调节精度大于调节死区的，按交易时段应得服务费的 10% 进行考核。

单次考核费用上限不超应得服务费的 20%。考核费不累积，月度结算时按照所有经营主体提供调频服务费的比例予以返还。

第四十条 以下情形，免于考核：

（一）因电力调度机构自动化系统（含智能电网调度控制系统、调频市场交易系统、AGC 等）故障、数据失真造成考核的。

（二）因电网安全稳定约束、电力供应保障造成考核的。

（三）因清洁能源消纳及水利调度等原因造成考核的。

（四）因一次调频动作造成考核的。

（五）机组调节范围处在死区或超出调节范围时，由于 AGC 调节误差达不到造成考核的。

（六）水电机组因水头受限或在振动区运行造成考核的。

（七）因不可抗力或非经营主体自身原因造成考核的。

上述免于考核的情况，由经营主体提出并经当值调度员确认后免除考核。如有异议，经营主体须于每月 5 日前向电力调度机构提出书面申请，由电力调度机构根据有关规定和实际情况予以处理。

第七章 信息发布

第四十一条 调频市场信息披露执行电力市场信息披露基本规则的相关要求，遵循安全、真实、准确、完整、及时、易于使用的原则。

第四十二条 市场信息包括公众信息、公开信息、特定信息三大类：

（一）公众信息是指向社会公众公布的信息。包括调频市场适用的法律法规、政策规定、交易规则、业务流程、管理办法，市场运行基本情况，电网运行基本情况以及其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

（二）公开信息是指所有经营主体均应获得的信息。包括交易公告、交易流程、调频容量需求、交易限价、出清均价、市场整体交易结果等及其他政策法规要求向经营主体公开的信息。

（三）特定信息是指只有特定的经营主体及市场运营机构可获得的信息。包括发电机组的机组特性参数、各经营主体的申报信息、出清信息和结算信息等。

第四十三条 调频市场交易相关信息包括日信息、月度信息、年度信息：

（一）日信息分为事前信息和事后信息。事前信息在交易申报前由电力调度机构发布：可提供调频服务的经营主体名单、调频容量需求、里程报价范围、调频容量申报范围、申报开始时间、截止时间等。事后信息在交易次日 12:00 前发布，包括昨日市场整体交易概况、申报情况、预出清情况、综合性能指标情况、调频里程情况、服务费、考核费、分摊费等。经营主体如对日信息有异议，应在信息发布后 2 日内向电力调度机构提出复核要求。

（二）月度信息在完成月度结算后，发布上一月市场运行情况。

（三）年度信息在完成年度清算后，发布上一年度交易相关信息。

第四十四条 市场运营机构应遵守国家信息保密管理的有关规定，按照公平、公正的原则，无歧视地披露公众信息和公开信息。任何市场成员不得违规获取或者泄露未经授权披露的信息。

第四十五条 经营主体对披露信息有异议的，应在 5 个工作日内提出复核。电力交易机构在接到问询的 5 个工作日内，应会同电力调度机构进行核实并予以答复。经营主体认为仍有争议的，可向国家能源局派出机构提出申诉。

第四十六条 信息披露的主要载体为交易平台，亦可采用网站、会议、调频市场交易系统等多种形式，为市场成员获取信息提供便利。

第八章 风险防控

第四十七条 市场运营机构负责履行市场监测和风险防控职责，市场成员应共同遵守并按规定落实辅助服务市场风险防控职责。

第四十八条 调频服务市场风险类型主要包括：

（一）调频服务供需风险，指调频服务供应紧张，较难满足调频服务需求的风险。

（二）调频服务市场力风险，指具有市场力的经营主体操纵调频服务市场价格的风险。

（三）调频服务市场价格异常风险，指部分时段调频服务市场价格持续偏高或偏低，波动范围或持续时间明显超过正常

变化范围的风险。

（四）调频服务市场技术支持系统风险，指支撑调频服务市场的各类技术支持系统出现异常或不可用状态，影响市场正常运行的风险。

（五）网络安全风险，指因黑客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行为，造成被攻击系统及其数据的机密性、完整性和可用性被破坏的风险。

第四十九条 市场运营机构按照有关程序对市场风险进行预警，并报告湖南能源监管办、省发展改革委和省能源局。

第五十条 市场运营机构负责编制风险处置预案，包括风险级别、处置措施、各方职责等内容，并滚动修编。风险处置预案经湖南能源监管办、省发展改革委和湖南省能源局审定后执行。

第五十一条 市场风险发生时，各方按照事前制定的有关预案执行，电力调度机构应按照安全第一的原则对市场进行应急处置，详细记录应急处置期间的有关情况，并报告湖南能源监管办、省发展改革委和省能源局。

第九章 监督管理

第五十二条 电力辅助服务市场的监管对象包括参与辅助服务市场的各类经营主体、电网企业和市场运营机构等。

第五十三条 各地电网企业应定期向湖南能源监管办、省发展改革委和省能源局等报送辅助服务交易的价格、费用、各类经营主体收益和分摊情况。

第五十四条 市场运营机构应做好辅助服务市场建设运行、出清价格、费用传导与分摊等情况的监测分析。

第五十五条 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，也可提交湖南能源监管办依法协调；协调不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

第十章 附则

第五十六条 本细则由国家能源局湖南监管办公室会同湖南省发展和改革委员会、湖南省能源局负责解释。

第五十七条 本细则自发布之日起实施，有效期 X 年。

附录

调频市场参数表

市场参数名称	对应符号	初始取值
调节速率权重系数	λ_1	0.4
响应时间权重系数	λ_2	0.3
调节精度权重系数	λ_3	0.3
综合调频性能指标入门槛	K_d	0.3
标准响应时间	T_0	60 秒
调频单元调节允许误差	E_0	2%额定容量
调频单元调节速率指标上限	K_1^U	3
调频里程价格申报上限	C^U	15 元/兆瓦
调频里程价格申报下限	C^L	3 元/兆瓦
调频单元出清容量下限	Q^L	15 兆瓦
独立储能出清容量上限	$Q_{\text{储能}}^U$	额定容量
水电出清容量上限	$Q_{\text{水}}^U$	50%额定容量
火电出清容量上限	$Q_{\text{火}}^U$	5%额定容量
调频容量占总需求比例上限	$Q_{\text{调频容量}}^U$	30%
储能合计中标容量占总需求比例上限	$Q_{\text{储能}}^U$	30%
火电、水电分摊系数	$N_{\text{水电}}$	1
新能源	$N_{\text{新能源}}$	1.2
其他电源分摊系数	$N_{\text{其他电源}}$	1

备注：调频市场参数表定期更新，以调频市场交易系统公布版本为准。