附件 6

浙江电力调频辅助服务市场交易实施细则

（3.0 版）

2025 年 11 月

PGHZ001 国网浙江省电力有限公司 2025年11月28日 16:3

目 录

1.总 则 1
1.1 总 述 1
1.2 适用范围 1
1.3 引用文件 1
2.术语定义 2
3.市场成员 3
3.1 市场成员定义 3
3.2 权利和义务 4
4.交易要求 5
5.调频市场组织实施 6
5.1 组织方式 6
5.2 调频容量需求发布 6
5.3 市场申报 7
5.4 调频市场出清 8
5.4.1 市场准入 8
5.4.2 报价调整 9
5.4.3 调频组合排序价格 10
5.4.4 调频机组组合 11

PGHZ001 国网浙江省电力有限公司 2025年11月28日 16:3

5.5 调频市场定价 12
5.5.1 调频定价排序价格 12
5.5.2 市场定价 12
5.6 实时运行调整 13
6.辅助服务考核 13
7.计量与结算 14
7.1 调频计量 14
7.2 调频费用 14
8.其他 14
附 录 15
1.综合性能指标计算 15
2.调频市场参数表 16

PGHZ001 国网浙江省电力有限公司 2025年11月28日 16:3

1. 总 则

1.1 总 述

为适应电网调频等辅助服务新要求，建立谁受益、谁承担的辅助服务分担共享机制，构建有效的浙江辅助服务市场，保障市场成员合法权益，激励经营主体提供更优质的辅助服务，保障电力系统安全、优质、经济运行，制定本细则。

1.2 适用范围

本细则适用于浙江调频辅助服务市场的运营及管理。

1.3 引用文件

（1）《电网调度管理条例》（国务院令第 588 号）

（2）《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（国务院令第 599 号）

（3）《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217 号）

（4）《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9 号））

（5）《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）

（6）《长三角电力辅助服务管理实施细则（结算试运行稿）》和《长三角电力并网运行管理实施细则（结算试运行稿）》

（7）《浙江电力市场信息披露实施细则（暂行）》（浙

监能市场〔2023〕4号）

（8）《浙江电力调度交易机构市场运营监管指引（试行）》（浙监能市场〔2023〕5号）

（9）《浙江电力现货市场规则》（浙监能市场〔2024〕4号）

（10）《电网运行准则》（GB/T 31464-2022）

（11）《电力系统安全稳定导则》（GB 38755-2019）

（12）《并网电源一次调频技术规定及试验导则》（GB/T40595-2021）

（13）《国家电网调度控制管理规程》（国家电网调〔2024〕459号）

（14）《浙江省电力系统调度控制管理规程》（浙电调〔2018〕4号）

2.术语定义

（1）调频辅助服务：调频辅助服务提供者二次调频备用中能够通过自动发电控制装置（Automatic Generation Control, AGC）自动响应区域控制偏差（Area Control Error, ACE），按照一定调节速率实时调整发电出力，满足ACE控制要求的服务。

（2）调频里程：调频辅助服务提供者每次响应AGC调频控制指令，对调频有实际贡献的出力调整值（其响应AGC控制指令后结束时刻出力值与响应指令时出力值之差的绝对值）。某时间段内总的调频里程为该时段发电单元响应AGC控制指令的调频里程之和。

（3）调频容量：调频辅助服务提供者能够在短时间内响应 AGC 指令，根据 AGC 指令增加或减少有功功率的可调节容量。

（4）AGC 发电单元：以自动发电控制可编程逻辑控制器（Programming Logic Controller, PLC）装置为单位进行划分，一个 AGC 发电单元指发电厂一套自动发电控制 PLC 装置及其所控制的所有设备的总称，包括分组 AGC（一般用于新能源电站）、单机 AGC 两种类型，以下简称发电单元。

（5）综合调频性能指标：用于衡量发电单元响应 AGC 指令的综合性能表现，包括调节速率 k_{b1}、响应时间 k_{b2} 和调节精度 k_{b3} 三个因子。

3.市场成员

3.1 市场成员定义

浙江电力辅助服务市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构。浙江电力辅助服务市场的运营机构为浙江电力调度机构与浙江电力交易机构。

辅助服务市场的经营主体为在电力交易平台完成注册，满足并网技术标准等相关要求的省调并网火电企业和独立辅助服务提供者，统称为辅助服务提供者。

辅助服务提供者必须履行市场准入、市场注册的相关程序，应当满足调频辅助服务的技术标准和能力要求，并具备以下基本条件：

（1）由电力调度机构调管的发电企业，其机组接入浙江电网统一调频控制区，具备符合国家和行业标准的 AGC

功能，由省级调度机构调管的并网发电单元。

（2）火储联合以发电主体身份参与调频市场。

（3）具备独立计量、控制等技术条件，接入调度自动化系统可被电网监控和调度，且由省电力调度机构调管的独立储能电站，以独立储能身份参与调频市场。

（4）虚拟电厂、负荷聚合商等新型经营主体待条件具备后参与调频市场。

3.2 权利和义务

经营主体的权利和义务包括:

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

（2）按规则参与辅助服务市场，提供优质的调频辅助服务，获得辅助服务市场收益，并支付（分摊）辅助服务市场费用;

（3）加强设备维护，按照规定执行调度指令，并按规定接受考核;

（4）承担基本辅助服务义务;

（5）按规定披露和提供信息，获得辅助服务市场相关信息;

（6）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;

（7）其他法律法规所赋予的权利和责任。

电力调度机构的权利和义务包括:

（1）管理、运营调频辅助服务市场;

（2）建立、运行和维护调频辅助服务市场技术支持系统;

（3）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;

（4）披露与发布辅助服务市场信息，并按市场运营需要将信息推送至交易平台;

（5）评估辅助服务市场运行状态，分析市场交易结果，提出完善市场交易规则/细则和调整市场参数的建议;

（6）经政府主管部门授权，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政府主管部门;

（7）按照市场监管需要，向政府主管部门提交相关市场信息，接受监管。

电力交易机构的权利和义务包括:

（1）负责辅助服务经营主体的注册、管理与注销;

（2）根据电力调度机构提供的辅助服务市场信息，按运营需要披露与发布市场信息;

（3）出具辅助服务市场交易结算凭据;

（4）会同电力调度机构，评估市场运行状态，分析市场交易结果，提出完善市场交易规则/细则和调整市场参数的建议;

（5）按照市场监管需要，向政府主管部门提交相关市场信息，接受监管。

4.交易要求

参与调频市场的经营主体须满足以下条件:

（1）按并网管理有关规程规定装设 AGC 装置，并完成与调度自动化系统调试，具备接收远方控制指令的能力。

（2）AGC 综合性能指标按照发电单元为单位统计，且历史综合调频性能指标不小于 C。

（3）参与调频市场的独立储能电站应符合储能相关并网技术标准，通过并、涉网试验，具备向调度机构实时反馈电池 SOC 状态、上下调频能力等信号的条件。

5.调频市场组织实施

5.1 组织方式

采用“日前报价、时前出清”的模式组织调频市场交易。

调频服务提供者在竞价日（D-1）申报调频里程价格和调频容量，系统将报价信息封存到运行日（D），市场运营机构根据系统调频需求、机组调频报价信息、机组综合调频性能指标和预估调频机会成本，按照调频组合排序价格由低到高进行调频市场出清，形成调频中标机组及中标容量，调频市场每小时出清一次，每次出清未来 1 小时的调频结果。

5.2 调频容量需求发布

电力调度机构根据系统运行实际需要，综合考虑负荷波动及新能源渗透率，测算调频市场容量需求。竞价日（D-1）组织交易前，电力调度机构向经营主体发布调频市场容量需求 A 及储能调频容量上限 E。运行日（D）实时运行中，电力调度机构可根据系统运行需要，对调频市场容量需求及储

能调频容量上限进行调整，并按要求进行信息披露。

5.3 市场申报

调频服务提供者在竞价日（D-1）10:15 前进行调频市场申报，包括调频容量、调频里程报价。已获得容量电费的经营主体，应当参加辅助服务市场报价。申报调频容量单位为兆瓦，保留两位小数；申报调频里程价格单位为元/兆瓦，保留整数。

（1）火电机组申报

调频服务提供者申报的调频容量范围要求如下:

火电机组调频容量申报上限=火电机组额定有功功率×4.5%

火电机组调频容量申报下限=火电机组额定有功功率×3%

交易平台按上述要求对调频辅助服务提供者的申报进行限制，电力调度机构可根据电网运行情况对调频容量申报上下限进行调整。

当出现系统一次调频能力不足情况时，电力调度机构可设置独立储能调频容量申报上限或调整储能调频容量需求值。

调频里程报价最小单位为 1 元/兆瓦，最高限价为 B 元/兆瓦。

（2）储能申报

满足市场准入条件及技术要求,且已在市场中完成注册的储能电站可按日选择是否参与调频市场。储能电站应在竞价

日（D-1）10：15 前申报是否参与调频市场。选择参与调频市场的，应同步完成调频市场申报，包括调频里程报价和调频容量申报，其中有一项未申报的视为放弃 D 日参与调频市场的资格。储能电站申报的调频容量不得低于自身装机容量的一定比例 I，也不得高于自身的实际充放电最大功率。根据储能电站调整后的调频里程报价从低到高依次排序；调整后的调频里程报价相同时依次按性能指标（kb、kb1、kb2）从高到底排序；性能指标相同时，按申报时间先后顺序排序，选出 D 日可参与调频市场的储能电站，入选的储能电站调频容量之和不超过储能调频容量上限，该部分储能电站不再参与电能量市场，其余储能电站按申报的自计划曲线参与电能量市场。电力调度机构可根据系统需要对储能电站入选结果进行调整。

（3）常设报价

火电机组需在现货首次申报 2 个工作日前完成调频市场常设报价申报，可根据实际情况自行调整，若火电机组未按时在调频市场中进行申报，则采用常设报价参数进行出清。常设申报应满足本条款（1）（2）的规定。储能电站无调频市场常设报价。

5.4 调频市场出清

5.4.1 市场准入

（1）综合性能指标发布

电力调度机构计算调频服务提供者的历史综合调频性

能指标，并向市场成员进行发布。浙江调频市场的准入门槛为历史综合调频性能指标不小于C。市场运营机构可根据系统调频资源供应情况调整准入门槛值，并在竞价日发布。

（2）新建机组准入

新并网的且已完成AGC联调试验的发电单元向所属电力调度机构提交接入市场和综合调频性能指标测试申请。电力调度机构完成审核后确定测试时间。测试期间，电力调度机构安排发电单元AGC 连续Ts小时投入自动调频模式；测试期间该发电单元不参与结算，测试结果作为参与调频市场初始参数。

（3）异常机组测试

历史综合调频性能指标小于C而无法参与调频市场的发电单元，可向电力调度机构提交综合调频性能指标测试的申请。同一发电单元在一个自然月内开展性能指标测试不得超过1次。

电力调度机构完成审核后确定测试时间。测试期间，电力调度机构安排发电单元不小于Ts 小时连续投入调频模式，期间该发电单元不参与调频市场结算；测试完成后，电力调度机构向发电企业发布正式测试结果，作为重新参与调频市场初始参数。若历史综合调频性能指标依旧小于C，则按照此条规则流程重新申请。测试与试验期间，调频里程与调频容量均不支付费用。

5.4.2 报价调整

（1）预估机会成本计算

调频市场的机会成本主要为调频服务提供者为了提供调频而损失的电能市场的潜在收益。根据预估实时市场节点边际电价（LMP）和调频服务提供者成本曲线，计算该调频服务提供者预估调频机会成本。

$$C^{OC}=\left|P_{lmp}-P_{ed}\right|$$

其中，C^{OC} 为调频服务提供者的预估机会成本，储能的预估机会成本为 0；P_{lmp} 为调频服务提供者所在的节点边际电价；P_{ed} 为调频服务提供者实时市场预计划所在出力段对应的申报电能价格；

（2）报价调整

按照历史综合调频性能指标对调频服务提供者调频里程报价及预估机会成本进行调整。

$$P_{bm,i}=P_{bm,i}^{0}/K_{b,i}^{0}$$

$P_{bm,i}^{0}$ 为调频服务提供者的调频里程报价，$K_{b,i}^{0}$ 为历史综合调频性能指标，$P_{bm,i}$ 为调整后的调频里程报价。

按照历史综合调频性能指标对调频服务提供者调频市场预估机会成本进行调整。

$$P_{Loc,i}=P_{Loc,i}^{0}/K_{b,i}^{0}$$

$P_{Loc,i}^{0}$ 为调频服务提供者该小时的预估机会成本，$P_{Loc,i}$ 为调整后的预估机会成本。

5.4.3 调频组合排序价格

根据调整后调频里程报价及预估机会成本，计算每个交易时段调频服务提供者的调频组合排序价格。

调频组合排序价格=调整后里程报价×系统历史单位容量小时里程+调整后的预估机会成本

其中，系统历史单位容量小时里程原则上为上上季度系统每小时实际调频里程与系统每小时调频容量之比的平均值。

5.4.4 调频机组组合

市场运营机构基于系统调频需求、调频服务提供者申报的调频容量，按照调频服务提供者调频组合排序价格由低到高进行调频市场出清，若排序价格相同，按照综合性能指标k_b、k_{b1}、k_{b2}，以及申报时间依次排序，形成调频出清结果。为防止调频造成关键断面潮流越限，影响系统稳定运行，电力调度机构可对特定机组(群)调频中标容量设置上限约束，作为调频市场出清的约束条件。除上限约束外，在出清时还应考虑:

（1）调频服务提供者中标容量应满足运行时段其可调范围约束;

（2）调频服务提供者中标的调频总容量应满足系统调频需求;

（3）调频服务提供者的 AGC 投运状态应满足中标调频容量的预留要求;

（4）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，规定单个电厂的中标发电机组调频容量之和不超过系统调频容量需求值的 20%。

5.5 调频市场定价

5.5.1 调频定价排序价格

根据调整后调频里程报价及实际机会成本（储能的实际机会成本为 0）计算每个交易时段调频服务提供者的调频定价排序价格。

调频定价排序价格=调整后里程报价×系统历史单位容量小时里程+调整后的实际机会成本

其中，系统历史单位容量小时里程原则上为上上季度系统每小时实际调频里程与系统每小时调频容量之比的平均值，实际机会成本为中标小时内每 5 分钟实际机会成本的平均值。

5.5.2 市场定价

调频市场原则上采用基于调频里程的单一制价格机制。按照调频服务提供者调频定价排序价格由低到高进行排序，最后一台调频服务提供者的调频定价排序价格为该交易时段调频市场出清价格。

中标的调频服务提供者中最高的调整后里程报价为该交易时段调频里程出清价格;

交易时段内调频机会成本补偿价格=调频市场出清价格-调频里程出清价格×系统历史单位容量小时里程

调频市场每小时定价一次，每次形成上一小时的调频市场出清价格。

调频里程出清价格上限为 15 元/MW。

5.6 实时运行调整

实际运行中，若所有已中标的调频资源仍不满足系统调频容量需求时，电力调度机构可人工征调未中标的调频资源，相关收益按该小时调频出清价格结算。当系统发生或预判即将发生下列情况之一时，电力调度机构可调整调频机组组合，指定机组退出调频模式或人工征调调频未中标机组以及调试（试验）机组投入调频模式等。包括但不限于以下调整情形:

（1）电力系统频率、电压、区域控制偏差（ACE）超过规定范围时;

（2）电力系统调频容量、备用容量无法满足系统安全运行要求时;

（3）电网输送断面或输变电设备潮流发生重载、越限时;

（4）电力系统发生一、二次设备缺陷或电网故障，可能影响电网安全时;

（5）市场技术支持系统及外围自动化通信设备发生缺陷或故障，导致短时间内无法正常出清或结果无法正确下发执行时;

（6）为保证电网安全运行而需要进行调整的其他情形。

6.辅助服务考核

调频辅助服务提供者在中标时段内未按照调度指令擅自退出 AGC 远控模式的，取消对应中标时段的调频里程费用。其他情况参考两个细则进行考核。

7. 计量与结算

7.1 调频计量

调频市场统计的依据为：调度自动化系统采集的实时数据，具体包括：实测有功功率、AGC 下发指令等。调频里程由调度自动化系统根据机组参与调频情况自动计算获得。

7.2 调频费用

月度调频里程费用计算公式为：

$$S_{bm}=\sum_{i=1}^{n}(K_{b,i}\times Q_{bm,i}\times \pi_{bm,i}\times t)$$

其中，n 为每月市场总的交易周期数，t 为交易周期对应的时长，一般取 1（小时）；$Q_{bm,i}$ 为该调频服务提供者在第 i 个交易周期的实际调频里程（MW），$\pi_{bm,i}$ 为第 i 个交易周期的调频里程出清价格（元/MW）；$K_{b,i}$ 为调频服务提供者在第 i 个交易周期的实际调频性能指标。

8.其他

调频市场运行期间，参与调频交易的市场主体，不再参与“两个细则”调频辅助服务补偿，其他辅助服务品种的考核、补偿机制按现行的《长三角电力辅助服务管理实施细则（结算试运行稿）》和《长三角电力并网运行管理实施细则（结算试运行稿）》及其补充规定执行。

如政府有关部门、监管机构后续出台有关规定、规则另有规定的，从其规定。

附 录

1.综合性能指标计算

综合调频性能指标（k_b），包括调节速率 k_{b1}、响应时间 k_{b2} 和调节精度 k_{b3} 三个因子。

（1）调节速率 k_{b1}，指辅助服务提供者响应 AGC 控制指令的速率，K_{b1} 最大值为 3，计算公式为：

$$K_{b1}=\frac{\text{辅助服务提供者实测速率(MW/min)}}{12(\text{MW/min})}$$

（2）响应时间 k_{b2}，指辅助服务提供者响应 AGC 控制指令的时间延迟，K_{b2} 最小值为 0，计算公式为：

$$K_{b2}=1-\frac{\text{辅助服务提供者响应时间}(s)}{60(s)}$$

（3）调节精度 k_{b3}，指辅助服务提供者响应 AGC 控制指令的精度，计算公式为：

$$K_{b3}=1-\frac{\text{辅助服务提供者调节误差}}{\text{辅助服务提供者额定功率}\times 1.5\%}$$

其中，辅助服务提供者调节误差指发电机组响应 AGC 控制指令后实际出力值与控制指令指的偏差量，K_{b3} 最小值为 0。

辅助服务提供者调频的综合性能指标的计算公式为：

$$k_b=0.25\times\left(2\times k_{b1}+k_{b2}+k_{b3}\right)$$

综合调频性能指标最大值为 2。

2.调频市场参数表

序号	市场参数名称	细则中对应符号	参数取值
1	调频容量需求	A	100 万千瓦
1	调频里程报价最高限价	B	15 元/兆瓦
2	历史综合调频性能指标准入门槛	C	0.4
3	测试单元 AGC 连续投入自动调频模式时长	Ts	12
4	储能调频容量上限	E	20 万千瓦
5	储能调频容量申报比例	I	80%