

云南调频辅助服务市场实施细则

第一章 总 则

第一条 [目的]为建立有效的云南调频辅助服务市场（以下简称“云南调频市场”），充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，保障市场成员合法权益，激励各经营主体提供更优质的调频辅助服务，进一步促进电力系统安全、稳定、经济运行，制定本细则。

第二条 [依据]本细则依据《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、《电力监管条例》（国务院令第432号）、《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》（国能发监管〔2017〕67号）、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）、《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9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）、《电力辅助服务市场基本规则》（发改能源规〔2025〕411号）、《国家能源局综合司关于同意京津唐等14个地区电力辅助服务市场建设实施方案的复函》、《南方区域电力并网运行管理实施细则》《南方区域电力辅助服务管理实施细则》（以下简称“两个细则”）以及国家有关法律法规及行业标准制定。

第三条 [适用范围]本细则适用于云南调频市场的运营

及管理，云南调频市场所有成员必须遵守本细则。

第四条 [调频服务]调频辅助服务（以下简称“调频服务”），是指发电机或独立第三方辅助服务提供者，能够通过自动发电控制装置（AGC）或自动功率控制装置（APC）自动响应区域控制偏差（ACE），按照一定调节速率实时调整有功功率，满足ACE控制要求的服务，其调节效果通过调频里程衡量。本细则将自动发电控制装置（AGC）或自动功率控制装置（APC）统一简称为“AGC”。

第二章 市场成员

第五条 [市场成员]云南调频市场的市场成员包括市场运营机构、经营主体、电网企业。

第六条 [市场运营机构]云南电力调度机构和电力交易机构负责云南调频市场运营，其他电力调度机构按调管范围配合开展云南调频市场相关工作。

第七条 [市场运营机构权利义务]现阶段云南调频市场的市场运营机构为云南电力调度控制中心、中国南方电力调度控制中心和昆明电力交易中心有限责任公司。

云南电力调度控制中心的权利和义务：

（一）组织开展云南调频市场交易；
（二）负责测算云南电网统一调频控制区二次调频容量需求值（以下简称“调频容量需求值”），并按调管范围开展安全校核；

（三）根据相关法律法规、电网调度管理规程及交易出清结果，实施调管范围内调频资源的调用，确保电网运行安

全；

（四）负责发布电网运行和调频市场运营的相关信息；

（五）根据市场交易和执行结果，通过南方电网“两个细则”技术支持系统开展调频服务补偿、考核、分摊、返还等相关费用计算，并将费用计算结果推送至电力交易机构；

（六）负责与其职责相关的技术支持系统的建设和运维；

（七）紧急情况下中止市场运行，保障系统安全运行；

（八）受理经营主体咨询，协调处理市场争议；

（九）法律法规规定的其他权利和义务。

中国南方电力调度控制中心的权利和义务：

（一）配合开展云南调频市场交易，提供调频服务数据；

（二）提供云南电网统一调频控制区二次调频备用要求，并按调管范围开展安全校核，按交易结果调用调频资源，确保电网运行安全；

（三）发布电网运行和调频市场运营的相关信息；

（四）法律法规规定的其他权利和义务。

昆明电力交易中心有限责任公司的权利和义务：

（一）负责提供市场注册、变更和退出以及交易申报等相关服务；

（二）会同电力调度机构按规则进行信息发布；

（三）根据费用计算结果，提供交易结算依据；

（四）负责与其职责相关的技术支持系统的建设和运维；

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第八条 [经营主体权利义务]云南调频市场的经营主体包括：

（一）位于云南电网统一调频控制区范围内的发电侧经营主体，包括省级及以上电力调度机构直接调度的并网发电厂、纳入“两个细则”管理的地市级电力调度机构调度的并网主体等；第三方辅助服务提供者与上述发电厂联合作为调频服务提供者，第三方辅助服务提供者指具体提供调频服务的装置或电站，包括储能装置、储能电站等；

（二）纳入“两个细则”管理的独立第三方辅助服务提供者（以下简称“第三方独立主体”）；

（三）位于云南电网统一调频控制区范围内的市场化电力用户（含直接参与和不直接参与市场交易的购电用户，下同），即符合准入条件、在电力交易机构注册并参与电力市场交易的市场化电力用户。

经营主体的权利和义务：

- （一）服从电力调度机构调度命令，确保电网运行安全；
- （二）提供调频服务的经营主体依据本细则参与云南调频市场，提供调频服务并获得补偿收益；
- （三）按本细则分摊云南调频市场补偿费用；
- （四）提供及获得调频市场交易等相关信息；
- （五）法律法规规定的其他权利和义务。

第九条 [第三方独立主体]第三方独立主体指满足市场相关准入条件，以独立储能电站或直控型可调节负荷形式参

与交易的主体。

独立储能电站指具备调度直控条件，以独立主体身份直接与电力调度机构签订并网调度协议，并与电网企业签订购售电合同，约定各方权利义务的储能电站。

直控型可调节负荷是指具备电力调度机构直接控制条件，以独立经营主体身份直接与电力调度机构签订并网调度协议，并与电网企业签订结算协议，约定各方权利义务的负荷侧调节资源。现阶段，直控型可调节负荷包括直控型电力用户和直控型聚合平台。其中，直控型电力用户是指传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络等负荷侧调节资源；直控型聚合平台是指通过负荷聚合商、虚拟电厂等形式聚合多个负荷侧调节资源的集中控制平台，具备响应调度指令对聚合范围内各类负荷侧资源进行统一控制和运营的能力，包括直控型负荷聚合商、直控型虚拟电厂等。

第十条 [电网企业权利义务]电网企业为云南电网有限责任公司。

电网企业的权利和义务：

- (一) 保障输配电设施的安全稳定运行；
- (二) 按电力调度运行相关管理规定，服从电力调度机构的统一调度，建设、运行、维护和管理电网设备及其配套技术支持系统；
- (三) 按规定提供计量和市场费用结算服务；
- (四) 定期向国家能源局云南监管办公室（以下简称“云南能源监管办”）和省级价格、能源主管部门报送云南调频市

场交易价格、费用及各类经营主体收益和分摊情况；

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第三章 调频辅助服务

第十一条 [AGC发电单元]AGC发电单元，是指以AGC装置为单位进行划分，一个AGC发电单元指电厂或第三方独立主体一套AGC装置所控制的所有机组或其他调节资源的总称（以下简称“发电单元”），包括厂级AGC，单机AGC两种类型。装设厂级AGC的经营主体，以厂级AGC模式参与云南调频市场；装设单机AGC的经营主体，以单机AGC模式参与云南调频市场。现阶段，仅允许火电以单机AGC模式参与云南调频市场。

第十二条 [综合排序性能指标]综合排序性能指标(k)，主要用于比较不同发电单元之间的调节性能差异，包括排序调节速率 k_1 、排序响应时间 k_2 和排序调节精度 k_3 三个因子。综合排序性能指标的计算公式为：

$$k = \lambda_1 \times k_1 + \lambda_2 \times k_2 + \lambda_3 \times k_3$$

式中，排序调节速率 k_1 指发电单元基于云南AGC发电单元平均标准调节速率计算得到的响应AGC指令的速率，排序响应时间 k_2 指发电单元基于标准响应延迟时间计算得到的响应AGC指令的时间延迟，排序调节精度 k_3 指发电单元基于调节允许误差计算得到的响应AGC指令的精准度； λ_1 、 λ_2 、 λ_3 为对应的调频性能指标 k_1 、 k_2 、 k_3 的权重系数。发电单元综合排序性能指标的计算方法见附录1。

第十三条 [综合调频性能系数]综合调频性能系数(m)，用于衡量发电单元响应 AGC 指令的综合性能表现，并作为调频费用计算的依据。包括调节速率系数 m_1 、响应时间系数 m_2 和调节精度系数 m_3 三个因子。综合调频性能系数的计算公式为：

$$m = \mu_1 \times m_1 + \mu_2 \times m_2 + \mu_3 \times m_3$$

式中，调节速率系数 m_1 指发电单元基于云南性能最优煤电机组对应设计参数计算得到的响应 AGC 指令的速率，响应时间系数 m_2 指发电单元基于云南性能最优煤电机组对应设计参数计算得到的响应 AGC 指令的时间延迟，调节精度系数 m_3 指发电单元基于云南性能最优煤电机组对应设计参数计算得到的响应 AGC 指令的精准度； μ_1 、 μ_2 、 μ_3 为对应的调频性能系数 m_1 、 m_2 、 m_3 的权重系数。综合调频性能系数最大值不超过 2。发电单元综合调频性能系数的计算方法见附录 2。

第十四条 [调频里程]调频里程，是指发电单元每次响应 AGC 调频控制指令结束时刻的实际出力值与下发指令时刻出力值之差的绝对值；某一时间段内的总调频里程为发电单元在该时段内响应 AGC 调频控制指令产生的调频里程之和，单位为兆瓦。

第十五条 [发电单元二次调频备用容量]发电单元二次调频备用容量（以下简称“发电单元调频容量”），是指发电单元旋转备用中能够通过 AGC 在 5 分钟内自动调出的有功备用容量，分为向上可调容量和向下可调容量。向上可调容量和向下可调容量应综合考虑减扣运行受限容量、火电机组

最低稳燃负荷、水电机组振动区限值因素；火电调频容量应考虑标准调节速率和 5 分钟调用时间的约束；直控型可调节负荷调频容量应考虑调节速率和最大调节能力的约束。

第十六条 [调频容量需求值]调频容量需求值，云南调频市场调频容量需求值是指在云南二次调频备用容量最低限值的基础上，综合考虑负荷侧和新能源的波动情况，适当留出一定裕度以满足系统频率调控需要的系统二次调频备用容量。云南调频市场调频需求的计算方法详见附录 3。

第十七条 [运行日]运行日，是指市场运行的自然日；竞价日，是指运行日的前一个自然日。工作日，是指不包含国家法定公休日和节假日的标准工作日。

第四章 交易要求

第十八条 [交易技术要求]提供调频服务的发电单元应满足以下条件：

（一）按照国家和行业标准必须具备 AGC 功能且参与云南统一调频控制；

（二）AGC 性能指标以发电单元为单位统计，市场运营机构以截至竞价日零点最近 T_s 个中标时段综合排序性能指标的算术平均值，作为发电单元的综合排序性能评价指标，并在竞价日发布。市场申报时，发电单元的综合排序性能评价指标应大于 0。刚进入市场或超过 6 个月未中标的发电单元，可向所属电力调度机构申请测试综合排序性能指标，测试期间 AGC 投入 AUTOR 调频控制模式应达 T_s 小时；发电单元 AGC 调节性能发生显著变化的，也可向电力调度机构

申请 AGC 试验。测试与试验期间，均不支付调频里程补偿费用。

第十九条 [独立储能电站技术要求] 参与云南调频市场的独立储能电站额定功率充电/放电同向指令持续响应时间不小于 L_{ss} 小时，该技术参数根据市场交易情况适时调整。

第二十条 [直控型可调节负荷技术要求] 参与云南调频市场的直控型可调节负荷最大上下调节能力持续响应时间不小于 L_{sv} 小时，该技术参数根据市场交易情况适时调整。以聚合方式参与云南调频市场的，应具有统一的聚合平台，实现聚合平台的有效网络安全管控和数据隔离；应保证聚合平台下分散调节资源执行的真实性和可调能力的准确性，按照相关要求能够实时监控和回溯分散调节资源的调节情况，可回溯期限不少于 6 个月，接受市场运营机构组织的真实性检查。

第五章 交易组织实施

第二十一条 [市场注册] 申请参与云南调频市场的经营主体应当具有法人资格（或取得法人授权）、依法依规取得电力业务许可证（发电类），财务独立核算、信用资质良好，满足云南调频市场的交易技术要求，并在相应的电力交易机构完成市场注册，方可参与云南调频市场交易。注册时应提交参与云南调频市场交易人员注册信息，交易人员的市场申报行为视为所在企业的意愿。

第二十二条 [交易组织方式] 云南调频市场采用集中竞价、边际出清、日前申报和预安排、日内集中统一出清的组

织方式。

第二十三条 [交易标的]云南调频市场以发电单元的调频里程为交易标的。

第二十四条 [云南调频市场与南方区域电力现货电能量市场的衔接]云南调频市场日前预安排、正式出清与南方区域电力现货电能量市场的衔接，按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》执行。

第二十五条 [云南调频市场日前预安排与南方区域跨省电力备用辅助服务市场的衔接]云南调频市场日前预安排结果作为南方区域跨省电力备用辅助服务市场交易的边界条件。

第二十六条 [第三方独立主体自主选择参与云南调频市场]第三方独立主体可在竞价日自主选择是否参与云南调频市场及参与的时段。

第二十七条 [第三方独立主体参与南方区域现货电能量市场和云南调频市场]第三方独立主体可在同一运行日的不同时段参与南方区域现货电能量市场和云南调频市场。第三方独立主体在云南调频市场日前预安排（正式出清）中标后，同时段不再参与南方区域现货电能量市场日前交易（实时交易）出清。

第二十八条 [第三方独立主体参与南方区域跨省备用市场和云南调频市场]第三方独立主体可在同一运行日的不同时段参与南方区域跨省备用市场和云南调频市场。第三方独立主体在云南调频市场日前预安排中标后，同时段不再参

与南方区域跨省备用市场日前交易出清。

第二十九条 [交易流程]云南调频市场具体交易流程：

(一) 竞价日 09:00 前，市场运营机构发布运行日调频市场信息，包括但不限于：各时段调频容量需求值、调频里程报价范围、申报调频容量范围、市场申报开始和截止时间以及其他要求等；

(二) 竞价日 09:00-12:00，经营主体对运行日 24 小时各时段进行调频容量申报、调频里程价格申报；

(三) 竞价日 13:00 开始，电力调度机构进行日前预安排，经安全校核与调整，形成预安排结果；

(四) 在运行日，电力调度机构根据系统实际运行情况组织正式出清，经安全校核与调整，形成正式出清结果；正式出清应不晚于实际运行时段起始时间点的 30 分钟前完成。

第三十条 [申报价格限值]调频里程申报价格设置限值，上、下限设定为 $X_{\text{上}}$ 元/兆瓦、 $X_{\text{下}}$ 元/兆瓦。对于申报价格超出限值范围的，视为无效申报价格，则默认为缺省值。

第三十一条 [申报容量限值]发电单元调频容量申报值上限为调频容量需求值的 A_1 ，以便于维持系统频率稳定，防止拒调和超调，使中标发电单元能够有效动作；同时，满足以一定发电出力为基准，发电单元上调调频容量和下调调频容量均不小于申报的调频容量。

第三十二条 [市场申报要求]经营主体通过云南调频市场技术支持系统申报所属发电单元运行日各时段的调频容量和调频里程价格，以申报截止时间前的最后一次有效申报

作为最终申报。经营主体应对所属发电单元调频里程申报价格设置缺省值，若未设置缺省值则默认为调频里程申报价格下限。申报价格的最小单位是 0.1 元/兆瓦，申报调频容量的最小单位是 1 兆瓦。

第三十三条 [申报信息封存]云南调频市场技术支持系统将竞价日申报信息封存到运行日，运行日以 1 小时为周期集中统一出清。

第三十四条 [综合排序性能指标的归一化]为便于横向比较发电单元的性能差异，将发电单元最近 T_s 个中标时段的综合排序性能指标平均值进行归一化处理。设第 i 个发电单元的综合排序性能指标为 k_i ，所有发电单元的综合排序性能指标中最大值为 k_{\max} ，归一化之后的综合排序性能指标用 P_i 表示，归一化公式：

$$P_i = \frac{k_i}{k_{\max}}$$

归一化之后，综合排序性能指标最大值为 1。

以归一化后的发电单元综合排序性能指标 P_i 将各发电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：

调频里程排序价格=调频里程报价/ P_i

第三十五条 [日前预安排]云南调频市场日前预安排过程：

(一) 根据各发电单元的调频里程排序价格，从低到高依次进行预安排，直至预安排发电单元中标调频容量总和满

足运行日调频容量需求值；

（二）当发电单元调频里程排序价格相同时，优先安排综合排序性能指标大的发电单元；

（三）形成次日发电计划时，为预安排发电单元预留调频容量，经安全校核与调整，形成预安排结果，满足以发电计划曲线为基准，预安排发电单元向上可调容量和向下可调容量均不小于申报的调频容量（或中标调频容量）。若为满足安全校核的要求，电力调度机构调整了发电单元调频容量申报值，则该发电单元向上可调容量和向下可调容量均不小于其调整后的调频容量。电力调度机构应对发电单元调频容量的调整情况进行事后信息发布。

第三十六条 [日内正式出清]云南调频市场正式出清过程：

（一）根据各发电单元的调频里程排序价格，从低到高依次进行正式出清，直至正式出清发电单元中标调频容量总和满足调频容量需求值；

（二）当发电单元调频里程排序价格相同时，优先出清综合排序性能指标大的发电单元；

（三）正式出清时，经安全校核与调整，形成正式出清结果，满足以发电计划曲线为基准，正式出清发电单元向上可调容量和向下可调容量均不小于其申报的调频容量（或中标调频容量）。若为满足安全校核的要求，电力调度机构调整了发电单元调频容量申报值，则该发电单元中标调频容量为调整后的调频容量，该发电单元向上可调容量和向下可调

容量均不小于其调整后的调频容量。电力调度机构应对发电单元调频容量的调整情况进行事后信息发布。

第三十七条 运行日各时段的调频里程出清价格（即调频里程结算价格）为正式出清过程中最后一个中标发电单元调频里程排序价格。市场出清价格设置上限 Q_{max} ，当市场出清价格超过上限时，该时段的调频里程出清价格取市场出清价格上限。

第三十八条 [第三方独立主体中标后的基准功率]独立储能电站在云南调频市场中标后，其基准功率应设定为 0，调频容量原则上为其中标调频容量；直控型调节负荷在云南调频市场中标后，合理设定基准功率，满足向上可调容量和向下可调容量均不小于中标调频容量的要求。

第三十九条 [独立储能电站的日前充放电调度计划与日内正式出清的衔接]独立储能电站选择参与云南调频市场时，其先参与日前预安排，在预安排未中标时段，电力调度机构根据其他市场品种交易结果和运行需要安排独立储能电站的日前充放电调度计划。该充放电调度计划作为独立储能电站在日内参与云南调频市场的边界，即日内正式出清过程中，在有充放电调度计划的时段，独立储能电站不再参与出清。

第四十条 [安全校核]电力调度机构根据系统实际情况，按照调管范围对预安排和正式出清的发电单元序列进行安全校核，校核条件应满足：

（一）发电单元调频容量总和不小于调频容量需求值；

- (二) 发电单元的 AGC 状态要求;
- (三) 电网安全稳定约束;
- (四) 水库调度约束要求, 包括水电机组振动区、上下游水电厂流量匹配约束要求等;
- (五) 符合清洁能源消纳相关政策要求。

第四十一条 [预安排及正式出清调整]在日前预安排及正式出清过程中发电单元的调整:

(一) 不满足安全校核条件的发电单元, 由所属电力调度机构从预安排(正式出清)发电单元序列中移出, 并注明移出原因。因同一原因需移出预安排(正式出清)发电单元序列, 按照调频里程排序价格从高到低的顺序移出; 调频里程排序价格相同的发电单元, 按照综合排序性能指标从小到大的顺序移出;

(二) 若安全校核后预安排(正式出清)发电单元序列调频容量不满足调频容量需求时, 在满足安全约束前提下可调用预安排(正式出清)发电单元序列外的发电单元, 按调频里程排序价格由低到高顺序进行调用, 多个发电单元调频里程排序价格相同时, 优先调用综合排序性能指标大的发电单元;

(三) 若通过调用预安排(正式出清)发电单元序列外的发电单元仍不满足调频容量需求, 在满足安全约束前提下电力调度机构可按调频里程排序价格由低到高顺序调整发电单元调频容量申报值, 多个发电单元调频里程排序价格相同时, 优先调整综合排序性能指标大的发电单元。发电单元

调频容量总和应不低于云南二次调频备用要求。

第四十二条 [实时调整]实时运行中，若因电网安全需要，在满足安全约束前提下，电力调度机构可移出中标发电单元、调用未中标发电单元或调整中标发电单元的出清调频容量，按照调频里程排序价格从低到高的顺序依次调用或调增调频容量、从高到低的顺序依次调减调频容量，并进行事后信息发布。当发电单元调频里程排序价格相同时，综合排序性能指标大的优先调用或调增调频容量，综合排序性能指标小的优先调减调频容量。当电网发生事故或紧急情况时，电力调度机构应按安全第一的原则处理，无需考虑经济性。调用未中标发电单元和调整过出清调频容量的中标发电单元，其调频里程补偿按调用时段对应的出清价格结算。

第四十三条 [独立储能电站的实时调整]实时运行中，独立储能电站应严格执行调度计划和云南调频市场交易结果，若中标时段开始前荷电状态不满足正常提供调频服务的电量，需向调度机构申请恢复荷电状态，若无法恢复，需在下个中标时段前向调度机构申请调减中标容量。因未申请或其他原因导致独立储能电站提供调频服务过程频繁出现电量充满/耗尽导致无法正常参与调节的，电力调度机构可视情况调整该储能电站的中标容量，并进行事后信息发布。

第四十四条 [直控型可调节负荷的实时调整]实时运行中，直控型可调节负荷需要严格执行需求侧响应计划（若有）和云南调频市场交易结果，因可调节空间不足造成下个中标时段调频能力不足时，需在下个中标时段前向调度机构申请

调减中标容量。因未申请或其他原因导致直控型可调节负荷无法正常参与调节的，电力调度机构可视情况调整该直控型可调节负荷的中标容量，并进行事后信息发布。

第六章 结算与计量

第四十五条 [市场结算]现阶段，云南调频市场结算纳入南方电网“两个细则”技术支持系统进行管理。云南调频市场结算费用采用收支平衡、日清月结的方式结算。云南调频市场补偿为调频里程补偿，只有 AGC 投 AUTOR 调频控制模式的发电单元方可获得相应调频里程补偿。

第四十六条 [调频里程补偿]中标或因电网安全需要被调用的发电单元调频里程补偿按日统计、按月进行结算，其月度调频里程补偿计算公式如下：

$$R_{\text{月度调频里程补偿}} = \sum_{i=1}^n (D_i \times Q_i \times m_i)$$

其中， n 为每月云南调频市场总的交易周期数， D_i 为该发电单元在第 i 个交易周期提供的调频里程， Q_i 为第 i 个交易周期的调频里程结算价格， m_i 为发电单元在第 i 个交易周期的综合调频性能系数算术平均值。

第四十七条 [电力现货市场未连续运行时市场补偿费用分摊]电力现货市场未连续运行时，云南调频市场补偿费用由发电侧经营主体按当月上网电量（含调试运行期应分摊的上网电量）比例分摊。位于云南电网统一调频控制区内，以“点对网”方式向其他省（区）送电的经营主体，按其当月上网电量的 50% 在云南缴纳调频市场补偿费用，其实际获得月

度调频里程补偿费用按 50%计算。发电侧经营主体的分摊费用的计算公式如下：

$$J_h = R_{\text{月度调频里程补偿}} \times \frac{E_h}{\sum_{h=1}^s E_h}$$

其中， J_h 为第 h 个发电侧经营主体的当月分摊费用， E_h 为第 h 个发电侧经营主体当月上网电量， $R_{\text{月度调频里程补偿}}$ 为云南调频市场当月调频里程补偿费用， s 为参与分摊的发电侧经营主体个数。

第四十八条 [电力现货市场连续运行时市场补偿费用分摊]电力现货市场连续运行时，云南调频市场补偿费用由发电侧经营主体和市场化电力用户按照分摊系数共同分摊，发电侧经营主体分摊系数为 F ，市场化电力用户分摊系数为 $(1-F)$ 。发电侧经营主体的分摊费用为发电侧经营主体按当月未参与电能量市场交易的上网电量（含调试运行期应分摊的上网电量）比例缴纳的资金；市场化电力用户的分摊费用为市场化电力用户按当月用电量比例缴纳的资金。发电侧经营主体的分摊费用的计算公式如下：

$$J_h = R_{\text{月度调频里程补偿}} \times F \times \frac{C_h}{\sum_{h=1}^s C_h}$$

其中， J_h 为第 h 个发电侧经营主体的当月分摊费用， C_h 为第 h 个发电侧经营主体当月未参与电能量市场交易的上网电量， $R_{\text{月度调频里程补偿}}$ 为云南调频市场当月调频里程补偿费用， F 为发电侧经营主体分摊系数， s 为参与分摊的发电侧经营主

体个数。

以“点对网”方式向其他省（区）送电的发电侧经营主体，补偿费用分摊按其当月未参与电能量市场交易的上网电量的 50%在云南缴纳调频市场补偿费用，其获得的调频补偿费用按 50%计算。

市场化电力用户的分摊费用的计算公式如下：

$$Y_i = R_{\text{月度调频里程补偿}} \times (1-F) \times \frac{U_i}{\sum_{i=1}^w U_i}$$

其中， Y_i 为第 i 个市场化电力用户的当月分摊费用， U_i 为第 i 个市场化电力用户当月用电量， R 月度调频里程补偿为云南调频市场当月调频里程补偿费用， $(1-F)$ 为市场化电力用户分摊系数， w 为参与分摊的市场化电力用户个数。

第四十九条 [AGC 考核费用返还] 云南调频市场并网发电单元 AGC 考核费用按发电侧经营主体当月上网电量比例返还，并进行独立平衡结算。位于云南电网统一调频控制区内，以“点对网”方式向其他省（区）送电的经营主体，其月度 AGC 考核电量按 50%计算，月度 AGC 考核费用按其当月上网电量的 50%返还。

第五十条 [第三方独立主体参与分摊和返还] 独立储能、虚拟电厂等“发用一体”主体，在结算时段内按上网（下网）电量参与发电侧（用户侧）辅助服务费用分摊或分享。

第五十一条 [计量依据] 调频服务计量的依据为电力调度命令，调度运行控制系统（OCS）等调度自动化系统采集

的实时数据，以及计量自动化及营销信息系统的电量数据等。

第五十二条 [扣除补偿情形]云南调频市场中标发电单元或因电网安全需要被调用发电单元，出现某交易周期内因自身原因退出 AGC 装置或因自身原因无法继续提供调频服务，且累计时长超过 5 分钟的情况时，将扣除对应交易周期的调频里程补偿。

第五十三条 [差错退补]因计量电量、市场出清结果、价税调整、有关技术支持系统错误或其他原因造成云南调频市场结算费用发生差错时，需重新对结算费用进行计算，并及时向市场成员发布。月度结算前发生的差错退补，重新计算后并入当月结算；月度结算后发生的差错退补，在后续最近一次结算时一同进行差错退补，并在后续报送最近一次月度云南调频市场运营情况时将差错退补情况向云南能源监管办进行报告。差错退补工作需在 1 个月内完成，差错退补追溯期原则上不超过 6 个月。

第七章 信息披露与报送

第五十四条 [信息披露原则]市场运营机构进行信息披露时，应当遵循真实、及时、透明的原则，公平对待经营主体，无歧视披露公开信息。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。市场成员的工作人员未经许可不得公开发表可能影响市场成交结果的言论。

第五十五条 [市场信息分类]市场信息按公开对象分为公众信息、公开信息和特定信息。公众信息是指向社会公众披露的信息；公开信息是指向有关市场成员披露的信息；特

定信息是指根据电力市场运营需要向特定市场成员披露的信息。

第五十六条 [市场信息披露途径]市场运营机构应通过云南调频市场技术支持系统向经营主体披露云南调频市场除结算信息外的其他信息，云南调频市场结算相关信息通过南方电网“两个细则”技术支持系统进行披露。电力调度机构应将云南调频市场月度信息推送至电力交易机构，再由电力交易机构向经营主体披露。

第五十七条 [日信息与月度信息]调频市场交易相关信息包括日信息和月度信息：

(一) 日信息，日信息分为事前信息和事后信息，事前信息在交易申报前，由市场运营机构发布提供调频服务的经营主体名单（公开信息）、运行日各时段调频容量需求（公开信息）、市场限价（公开信息）、申报开始和截止时间（公开信息）、发电单元的综合排序性能指标（特定信息）；市场出清的事后信息由电力调度机构在完成交易出清后，下一个工作日 12 时前，发布经营主体出清结果（特定信息）、市场出清价格（公开信息）、提供调频服务的各时段综合排序性能指标（特定信息）、综合调频性能系数（特定信息）、调节速率指标（特定信息）、响应时间指标（特定信息）、调节精度指标（特定信息）以及其他按有关规定应当发布的信息；实时调整的事后信息（特定信息，主要包括移除、调用、调整发电单元的情况及原因），应事后 5 个工作日内完成发布。各经营主体如对日信息有异议，应在 5 个工作日内

向电力调度机构提出核对要求；

（二）月度信息，包括云南调频市场月度运营总体情况（公开信息，含市场月度结算总补偿费用、发电侧经营主体总分摊费用、市场化电力用户总分摊费用）及发电侧经营主体月度结算信息（公开信息，含补偿费用、分摊比例、分摊费用、净收入）等。各经营主体如对月度信息有异议，应在5个工作日内向电力调度机构提出核对要求。

第五十八条 [市场运营情况报送]市场运营机构应以月度为周期，次月（遇法定节假日顺延）向云南能源监管办报送月云南调频市场运营情况。

第八章 市场监管、干预、监测及应急处置

第五十九条 [市场监管]云南能源监管办对本细则实施情况进行监管，对市场成员违反有关规定的情形，按照《电力监管条例》第三十一条、三十三条、三十四条等有关规定进行处理。

第六十条 [争议调解与处理]市场运营机构负责云南调频市场争议日常协调，受理并答复经营主体咨询。经协调无法达成一致时，经营主体可通过云南电力市场管理委员会调解，也可提交云南能源监管办调解处理；调解不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

第六十一条 [市场干预情形]发生以下情况时，云南能源监管办可授权市场运营机构进行临时调整：

（一）电力系统故障或技术支持系统不能正常运行影响云南调频市场运营时；

（二）电网出现电力平衡紧张、调峰困难、断面约束矛盾严重等其他情况时；

（三）经营主体滥用市场力、串谋或出现其他严重违约情况等，严重扰乱市场秩序时；

（四）其他影响云南调频市场正常运行的情况。

第六十二条 [市场干预手段]市场调整的主要手段包括：

（一）根据电网实时备用等情况调整调频容量需求及中标发电单元调频容量，可移出中标发电单元，调用未中标发电单元；

（二）调整市场限价；

（三）调整发电单元参与市场资格标准；

（四）暂停市场交易，处理和解决问题后重新启动。市场暂停期间所对应的结算时段，经营主体的补偿费用以最近一个交易日相同时段的云南调频市场出清价格作为结算价格；

（五）市场运营机构为保证电力系统安全运行而采取的必要措施。

第六十三条 [市场运营监测]市场运营机构应按要求履行市场运营、市场监控和风险防控等职责，及时发布风险预警，防范市场风险，保障市场平稳运行。在市场监测中发现以下情形时，可启动市场异常交易行为判定程序：

（一）擅自改变机组设备运行参数；

（二）机组出力高于或低于调度指令允许的偏差范围，在调频市场获得不正当利益；

（三）无故退出机组 AGC 功能，增加调频市场运行成本；

（四）发布信息引导市场价格走向，干扰市场正常运行；

（五）其他涉嫌扰乱市场秩序的行为。

第六十四条 [异常交易行为处理]市场运营机构应当充分利用市场监测相关指标对经营主体行为进行深入分析，判定第六十三条中所述情形是否涉嫌异常交易行为。必要时，市场运营机构可以通过电话和书面函询的方式要求当事人或者相关方进行解释说明。判定经营主体存在涉嫌异常交易行为的，市场运营机构应当在一定期间内予以重点监测，并可以按照本细则或电力调度规程有关规定采取问询并要求提交书面解释、市场内公开通报、暂停调频市场交易资格、限期整改、强制停机等处置措施。

第六十五条 [异常交易行为移交处理]对于判定为涉嫌异常交易行为，符合以下情形之一的，市场运营机构应当将有关线索移交云南能源监管办调查处理：

（一）相关异常交易行为造成影响较小，但经市场运营机构提醒后仍不纠正的；

（二）相关异常交易行为对市场造成较大影响的；

（三）相关经营主体通过异常交易行为获得不当得利的；

（四）相关异常交易行为造成恶劣社会影响的；

（五）当事人曾经因存在异常交易行为被云南能源监管办采取了监管约谈、监管通报、责令整改等监管措施或行

政处罚的。

第六十六条 [市场应急处置]市场运营机构应编制云南调频市场运行风险处置预案，经云南能源监管办和省级价格、能源主管部门审定后执行，保障云南调频市场平稳有序开展。市场风险发生时，应按照安全第一的原则对市场进行应急处置，如实记录实施原因、范围、持续时间及影响，及时向经营主体通报，并及时报告云南能源监管办及省级价格、能源主管部门。

第九章 附 则

第六十七条 [细则修订]云南能源监管办可根据市场实际运行情况，组织对本细则和条款进行修订。

第六十八条 [与“两个细则”的衔接]云南调频市场正式运行期间，按本细则有关条款开展调频服务补偿，暂停执行“两个细则”中 AGC 调节电量有关条款，继续按“两个细则”AGC 考核标准开展考核，涉及 AGC 考核电量分摊方式及考核返还费用分摊方式按本细则执行。

第六十九条 [参数管理]本细则中云南调频市场相关参数表详见附录 4，市场运营机构可根据国家有关政策要求、市场运行情况及经营主体意见建议适时对相关参数提出调整建议，经云南电力市场管理委员会审议通过后，报云南能源监管办和省级价格、能源主管部门同意后执行。

第七十条 [解释与执行]本细则由云南能源监管办负责解释，自印发之日起执行，有效期五年。《云南调频辅助服务市场运营规则（2023 版）》（云监能市场〔2023〕151 号）

同步废止。国家另有规定的，从其规定。

附录 1

发电单元综合排序性能指标计算方法

综合排序性能指标 k 从排序调节速率、排序响应时间、排序调节精度三方面对发电单元响应 AGC 指令后的动作情况进行评价衡量，主要用于比较不同发电单元之间的调节性能差异。具体如下所示。

一、排序调节速率 k_1

指发电单元基于云南 AGC 发电单元平均标准调节速率计算得到的响应 AGC 指令的速率指标，计算公式如下：

$k_1 = \text{发电单元实测速率} / \text{云南电网统一调频控制区范围内 AGC 发电单元平均标准调节速率}$

其中，云南电网统一调频控制区范围内 AGC 发电单元平均标准调节速率 = 燃煤机组标准速率 \times 控制区内燃煤装机占比 + 循环流化床机组标准速率 \times 控制区内循环流化床装机占比 + 水电机组标准速率 \times 控制区内水电装机占比 + 其它类型机组标准速率 \times 控制区内其它类型机组装机占比。

燃煤机组标准调节速率为额定容量的 1.5%/分钟，循环流化床机组标准调节速率为额定容量的 1%/分钟，常规水电机组标准调节速率为额定容量的 20%/分钟，其它类型机组按并网协议规定的标准调节速率。

二、排序响应时间 k_2

指发电单元基于标准响应延迟时间计算得到的响应 AGC 指令的时间延迟指标，计算公式如下：

$k_2=1$ - (发电单元响应延迟时间/标准响应延迟时间)

发电单元响应延迟时间是指发电单元 AGC 动作与发电单元接到 AGC 命令的延迟时间。

三、排序调节精度 k_3

指反映发电单元基于调节允许误差计算得到的响应 AGC 指令的精准度指标，计算公式如下：

$k_3=1$ - (发电单元调节误差/发电单元调节允许误差)

发电单元调节误差指发电单元响应 AGC 指令后实际出力值与指令值的偏差量。

四、综合排序性能指标 k

衡量发电单元响应 AGC 指令的综合性能表现，为其排序调节速率 k_1 、排序响应时间 k_2 、排序调节精度 k_3 的加权平均值。

综合排序性能指标的具体计算规范另行明确。

附录 2

发电单元综合调频性能系数计算方法

综合调频性能系数 m 从调节速率、响应时间、调节精度三方面对发电单元响应调节对电网的贡献进行衡量，并作为市场结算的依据。具体如下所示。

一、调节速率系数 m_1

指反映发电单元基于云南性能最优煤电机组对应设计参数计算得到的响应 AGC 指令的速率指标，计算公式如下：

$m_1 = \text{发电单元实测速率} / \text{云南性能最优煤电机组调节速率设计值 } m_{1\text{ 设}}$

现阶段，设置 m_1 最大值不超过 4。

二、响应时间系数 m_2

指反映发电单元基于云南性能最优煤电机组对应设计参数计算得到的响应 AGC 指令的时间延迟指标，计算公式如下：

$m_2 = 1 - (\text{发电单元响应延迟时间} / \text{云南性能最优煤电机组响应延迟时间设计值 } m_{2\text{ 设}})$

发电单元响应延迟时间是指发电单元 AGC 动作与发电单元接到 AGC 命令的延迟时间。

三、调节精度系数 m_3

指反映发电单元基于云南性能最优煤电机组对应设计参数计算得到的响应 AGC 指令的精准度指标，计算公式如下：

$m_3 = 1 - (\text{发电单元调节误差} / \text{云南性能最优煤电机组调节误差})$

误差设计值 $m_{3\text{ 设}}$)

发电单元调节误差指发电单元响应 AGC 指令后实际出力值与指令值的偏差量。

四、综合调频性能系数 m

衡量发电单元响应调节对电网的贡献，为其调节速率系数 m_1 、响应时间系数 m_2 、调节精度系数 m_3 的加权平均值。

发电单元实测速率、发电单元响应延迟时间及发电单元调节误差的具体计算规范另行明确。

附录 3

云南调频市场调频容量需求值计算方法

根据有关国家标准和系统运行实际需要，综合考虑云电异步电网负荷波动及新能源波动情况测算云南调频市场调频容量需求值。即在云南异步电网二次调频备用容量最低限值的基础上，按照负荷水平、新能源发电水平设定的比例系数计算调频容量需求值。

$$C_i = C_{min} + R_1 \times L_i + R_2 \times D_i$$

式中：

C_i ——运行日对应各时段的调频容量需求值，单位为兆瓦（MW）

C_{min} ——云南异步电网二次调频备用容量最低限值，单位为兆瓦（MW）

R_1 ——负荷比例系数，根据负荷波动情况动态调整，典型取值为 0.2-1%

L_i ——运行日对应各时段系统负荷预测的最大值，单位为兆瓦（MW）

R_2 ——新能源比例系数，根据新能源发电波动情况动态调整，典型取值为 0.2%-1%

D_i ——运行日对应各时段新能源预测的最大值，单位为兆瓦（MW）

附录 4

云南调频市场参数表

市场参数名称	细则中对应符号	参数取值
发电单元综合排序性能评价指标计算周期	T_s	8
独立储能电站额定功率持续响应时间准入下限	L_{ss}	1 小时
直控型可调节负荷最大调节能力持续响应时间准入下限	L_{sv}	1 小时
调频里程申报价格上限	$X_{\text{上}}$	8 元/兆瓦
调频里程申报价格下限	$X_{\text{下}}$	3 元/兆瓦
发电单元调频容量申报值上限占调频容量需求值的百分比	A_1	50%
市场出清价格上限	Q_{\max}	15 元/兆瓦
调频补偿费用发电侧经营主体分摊系数	F	0.5
综合排序性能指标中调节速率权重系数	λ_1	1/3
综合排序性能指标中响应时间权重系数	λ_2	1/3
综合排序性能指标中调节精度权重系数	λ_3	1/3
综合调频性能系数中调节速率权重系数	μ_1	1/3
综合调频性能系数中响应时间权重系数	μ_2	1/3
综合调频性能系数中调节精度权重系数	μ_3	1/3
云南性能最优煤电机组调节速率设计值	$m_{1\text{ 设}}$	1.50%/分钟
云南性能最优煤电机组响应延迟时间设计值	$m_{2\text{ 设}}$	60 秒
云南性能最优煤电机组调节误差设计值	$m_{3\text{ 设}}$	1.0%
云南异步电网二次调频备用容量最低限值	C_{min}	450 兆瓦