

甘肃省电力辅助服务市场运营规则

第一章 总则

第一条 为保障甘肃电力系统安全、优质、经济运行及电力市场有序运营，促进源网荷储协调发展，建立“谁提供，谁获利；谁受益，谁分担”的电力辅助服务分担共享机制，依据《中华人民共和国能源法》《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》等法律、法规和《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、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）、《发电机组进入及退出商业运营办法》（国能发监管规〔2023〕48号）、《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）等文件，制定本规则。

第二条 电力辅助服务是指为维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，除正常电能生产、输送、使用外，由可调节资源提供的调峰、调频、备用、爬坡、黑启动等服务。电力辅助服务市场是指经营主体通过市场化机制提供辅助服务，并基于市场规则获取相应收益的市场运行机制。

第三条 本规则适用于甘肃电力辅助服务市场中各类辅助服务交易组织、调用、考核、补偿、结算和监督管理。未纳入本规

则的辅助服务，按照《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》和《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》执行。

第四条 国家能源局甘肃监管办公室（以下简称“甘肃能源监管办”）负责甘肃电力辅助服务市场的监管，负责监督本规则的实施。

第二章 市场成员

第一节 市场成员构成

第五条 本规则中甘肃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等。

第六条 本规则中经营主体包括发电企业、售电企业、电力用户和新型经营主体（含储能企业、虚拟电厂、智能微电网、车联网互动运营企业等）。提供电力辅助服务的经营主体是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、水电、新型经营主体等可调节资源。

第七条 本规则中电网企业是指为电力辅助服务市场建设运营提供必要的网架结构及关联服务的主体。本规则电网企业是指国网甘肃省电力公司。

第八条 本规则中市场运营机构是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。本规则市场运营机构是指甘肃电力调度机构和甘肃电力交易机构。

第二节 市场成员权利与义务

第九条 经营主体按照市场规则参与电力辅助服务市场交易、履行电力辅助服务交易结果，获取电力辅助服务收益，承担电力辅助服务费用分摊。

经营主体范围：

(一) 依法取得发电业务许可证（包括豁免范围内）的省内发电企业（包括火电、水电、风电、光伏、光热等），售电公司、电力用户和新型经营主体。

(二) 火电、水电机组自并网发电之日起参与电力辅助服务费用分摊，自完成整套启动试运行时间点起正式纳入电力并网运行和辅助服务管理范畴，参与电力并网运行和辅助服务管理考核、补偿和分摊。水电以外的可再生能源发电机组、独立新型储能自首台机组或逆变器并网发电之日起纳入电力并网运行和辅助服务管理。

(三) 低价保供水电（含网留电厂）义务提供相应辅助服务，暂不参与电力辅助服务市场费用分摊。

第十条 电网企业为经营主体提供输配电和电网接入、计量采集、电费结算等服务。

第十一条 电力调度机构作为电力辅助服务采购方，负责提出满足系统安全运行要求的电力辅助服务需求，统一采购各类电力辅助服务。负责辅助服务交易组织、市场出清、服务调用、费用计算、提出安全约束、开展安全校核等业务，并开展辅助服务市场运营监控工作。负责建设、运行、维护和管理与辅助服务市场相关的技术

支持系统。

第十二条 电力交易机构负责经营主体市场注册、信息变更和退出等相关服务，负责辅助服务市场的申报和信息披露工作，并负责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。

第三节 市场成员注册

第十三条 经营主体原则上应当具有法人资格（或取得法人授权）、依法依规取得电力业务许可证（符合豁免政策除外），财务独立核算、信用资质良好。

第十四条 各类具备提供辅助服务能力的经营主体平等参与辅助服务市场。获得容量电费的经营主体原则上应当参与辅助服务市场申报。

第十五条 各类经营主体必须在电力交易机构完成市场注册程序后，方可参与电力辅助服务市场交易。当市场注册信息发生变更时，应当在5个工作日内向电力交易机构提出变更申请，保持市场注册持续有效。

第十六条 因退役破产、政策调整、系统约束限制等原因无法继续提供电力辅助服务的经营主体，应当结清相关费用，通过转让或终止等方式处理未履约完的合同，由电力交易机构办理注销手续后方可退出电力辅助服务市场。

第三章 新型储能分类及准入

第十七条 新型储能（以下简称“储能”）根据接入电网地点可以分为电网侧储能、电源侧储能、用户侧储能。其中，电网侧储能可以独立主体身份参与辅助服务市场交易；电源侧储能可以与发电机组视为整体，参与辅助服务市场交易。

第十八条 本规则中电网侧储能是指直接接入电网的储能设施，其充电功率应当在1万千瓦及以上、持续充电2小时及以上，具备独立计量和自动发电控制功能（AGC），并以独立主体身份接受电网统一调度，向电网提供辅助服务的储能设施。

第十九条 本规则中电源侧储能是指在电源企业计量出口内建设的储能设施，与发电机组视为整体，向电网提供辅助服务的储能设施。

第二十条 本规则中用户侧储能是指在电力用户计量出口内建设的电储能设施，由电力用户自行进行充、放电管理，暂不允许向电网反向送电。

第四章 调频辅助服务市场交易

第二十一条 本规则中调频辅助服务是指发电机组、新型经营主体通过AGC控制装置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，满足ACE控制要求的服务，其调节效果通过调频里程衡量。

第二十二条 经营主体参与调频辅助服务市场，应当具备自动发电控制功能（AGC），其性能应当满足相关技术标准要求并

接入调度机构，接受并响应调度指令，满足调度运行需要。其中虚拟电厂应当满足 GB/T44241-2024 等相关标准，虚拟电厂连续 3 个月未按规定上报数据或不满足电力调度机构要求，视为自行退出。

第二十三条 AGC 控制单元是以 AGC 装置为单位进行划分，一个 AGC 控制单元指发电企业、新型经营主体一套 AGC 装置所控制的所有机组总合。

第二十四条 本规则中调频里程是指某段时间内控制单元响应 AGC 控制指令的调节里程之和。其中，控制单元每次响应 AGC 控制指令的里程是指其响应 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。

总调频里程计算公式为： $D = \sum_{i=1}^n D_i$

其中， D_i 为控制单元第 i 次的调频里程，单位为兆瓦， n 为调节次数。

第二十五条 AGC 综合性能指标 K ，用于衡量控制单元响应 AGC 控制指令的综合性能表现，包括调节速率 (K_1)、响应时间 (K_2) 与调节精度 (K_3)。

AGC 性能指标 $K = (2 \times K_1 + K_2 + K_3) \times 0.25$

调节速率 $K_1 = \text{控制单元实际速率} / \text{省内性能最优煤电机组设计调节速率}$

响应时间 $K_2 = 1 - \text{控制单元响应延迟时间} / 5\text{min}$

控制单元响应延迟时间指控制单元 AGC 动作与控制单元接

到 AGC 命令的延迟时间。

调节精度 $K_3=1$ -控制单元调节误差/控制单元调节允许误差

其中，控制单元调节误差指控制单元响应 AGC 控制指令后实际出力值与控制指令值的偏差量，控制单元调节允许误差为其额定出力的 1.5%。

调频市场 AGC 综合性能指标系数上限暂定为 2.0。

第二十六条 控制单元标准 AGC 容量是指控制单元可以自动调节的向上或者向下的调节范围。

火电（光热）单元标准调频容量=额定容量×1.5%×15

水电机组标准调频容量=额定容量

储能设备标准调频容量=额定容量

虚拟电厂标准调频容量根据虚拟电厂检测调节容量认定。

为防止系统潮流分布大幅度变化影响系统稳定运行，规定单个经营主体的中标控制单元调频容量之和不超过控制区调节容量需求的 20%; 中标控制单元调频容量不超过其标准 AGC 容量。

第二十七条 调频辅助服务市场交易采用日前报价、日内出清模式。

第二十八条 各经营主体以 AGC 控制单元为单位，可以在电力交易平台申报未来一周每日 96 点调频里程报价（价格单位：元/兆瓦），报价上限暂定为 15 元/兆瓦，申报价格的最小单位是 0.1 元/兆瓦。

第二十九条 水电厂参与调频辅助服务市场交易时应当考虑

水库运行情况，各水电厂在申报调频里程报价时，同时上报控制单元出力上、下限。

第三十条 每日 8 时前，有意愿提供调频服务的经营主体完成次日机组调频里程价格申报，水电厂还应当同时申报控制单元出力上、下限。

第三十一条 控制区调频辅助服务需求应当不小于负荷预测功率 3%和新能源预测功率 20%之和，也应当不小于单一元件故障损失的最大功率。

第三十二条 调频辅助服务市场出清时，依据 AGC 投运状态及各经营主体的调频里程价格，从低到高依次进行出清，直至中标经营主体调频总容量之和满足控制区域调频容量需求，最后一个中标的经营主体价格为调频市场该时段的统一出清边际价格，当申报主体价格相同时，优先出清近 5 个运行日内 AGC 综合性能指标平均值高的经营主体。

第三十三条 实际运行中，并网运行煤电机组未参与调频辅助服务市场申报每发生一次，纳入容量电价机制考核一次。

第三十四条 因申报量不足或中标机组性能不满足电网运行实际，导致某一时段系统调频容量、速率不足时，电力调度机构可以依据电网需求，临时调用未申报机组参与该时段调频服务，其调频里程收益按照调频里程出清价格结算。

第三十五条 调频辅助服务市场补偿费用为中标单元在调频市场上提供调频服务获得相应调频里程补偿。计算公式如下：

中标单元调频里程月度补偿= $\sum_{i=1}^n (D_i \times \rho_i \times K_i)$

其中， n 为每月调频市场的交易周期数， D_i 为该中标单元在第 i 个交易周期提供的调频里程， ρ_i 为第 i 个交易周期的里程出清价格， K_i 为控制单元第 i 个交易周期的 AGC 综合性能指标平均值。

调频辅助服务市场补偿费用，由电力用户用电量、电网侧储能下网电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分摊。具体分摊公式如下：

月度调频补偿费用分摊金额 = [各电力用户月度用电量、电网侧储能月度下网电量、未参与电能量市场交易的发电企业上网电量 / (电力用户月度总用电量+电网侧储能月度总下网电量+未参与电能量市场交易的发电企业总上网电量)] × 调频市场月度里程补偿总费。

第三十六条 调频中标单元出现下列情形之一的，中标时段 AGC 里程不予补偿。

- (一) 因自身原因 AGC 退出。
- (二) 中标时段内提供 AGC 服务期间的 AGC 综合性能指标 K 值小于 0.5。

第五章 计量与结算

第三十七条 提供辅助服务产生的电能量，按照电能量市场规则处理。

第三十八条 辅助服务结算按照“日清月结”原则执行，在

电量结算时统一兑现。

第三十九条 辅助服务计量计算的依据为：电力调度指令、智能电网调度控制系统采集的实时电力及电量数据、月度电量结算数据等。

第四十条 辅助服务费用按照收支平衡原则，在全省范围内统一进行结算。

第四十一条 西北区域辅助服务市场产生的分摊费用，未确定省内分摊原则的，由纳入省内电力电量平衡的新能源企业按照上网电量分摊。未按照独立控制区运行的直流配套电源，其新能源纳入省内电力电量平衡，应当同权参与西北区域辅助服务费用分摊。

第四十二条 调试运行期的发电机组和电网侧储能，以及退出商业运营但仍然可以发电上网的发电机组（不含煤电应急备用电源）和电网侧储能分摊费用不超过当月调试期电费收入的 10%。分摊费用超过当月调试期电费收入 10% 的部分，省内辅助服务市场费用按照其他电力用户用电量、电网侧储能下网电量、未参与电能量市场交易的上网电量分摊，西北区域辅助服务市场费用由其他纳入省内电力电量平衡的新能源企业上网电量（含未按照独立控制区运行的直流配套新能源电量）分摊。

第四十三条 电网企业向电力调度机构、交易机构提供非省级结算新能源企业总上网电量；电力交易机构向电力调度机构提供省级结算新能源企业上网电量（含未按照独立控制区运行的直

流配套新能源电量），同时提供发电机组、储能电站调试期电费、西北区域辅助服务市场相关费用，调度机构在收到上述所有数据后的3个工作日内，完成费用分摊，并推送至电力交易机构、电网企业。

第四十四条 电力用户、发电企业在当月电费中冲抵或者增加辅助服务市场补偿或者分摊费用，在电费清单和电量结算单中各品种辅助服务补偿、分摊费用应当单独计算、并在结算单中单独列示，据实结算。

第四十五条 因计量、电价差错等原因需要进行追退补的费用，由市场运营机构在问题确认后1个月内完成费用追退补工作，追退补费用计算电量按确认当月电量执行。

第六章 信息披露

第四十六条 电网企业、市场运营机构应当根据《电力市场信息披露基本规则》要求，开展信息披露工作，按要求及时发布辅助服务市场相关信息。

第四十七条 经营主体对披露的信息有异议的，应当在5个工作日内提出复核申请。电力交易机构在接到复核申请5个工作日内，会同电力调度机构进行核实并予以答复。

第七章 风险防控

第四十八条 建立健全辅助服务市场风险防控机制，防范市

场风险，保障电力系统安全和市场平稳运行，维护社会公共利益和经营主体合法权益。

第四十九条 市场运营机构负责履行市场监测和风险防控职责，市场成员应当共同遵守并按规定落实辅助服务市场风险防控职责。

第五十条 辅助服务市场风险类型主要包括：

(一) 辅助服务供需风险，指辅助服务供应紧张，较难满足辅助服务需求的风险。

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

(三) 辅助服务市场价格异常风险，指部分时段或局部地区辅助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) 辅助服务市场技术支持系统风险，指支撑辅助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。

第五十一条 市场运营机构按照有关程序对市场风险进行预警，并报告电力监管机构和省级价格、能源主管部门等有关部门。

第五十二条 市场运营机构负责编制各类风险处置预案，包

括风险级别、处置措施、各方职责等内容，并滚动修编。风险处置预案经电力监管机构和省级价格、能源主管部门等有关部门同意后执行。

第五十三条 市场风险发生时，各方按照事前制定的有关预案执行，电力调度机构应当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，并报告电力监管机构和省级价格、能源主管部门。

第八章 市场监管及干预

第五十四条 电力监管机构对市场成员按照本规则开展各项辅助服务交易的行为进行监管。对市场成员违反本规则的行为，依据《电力监管条例》《电力市场监管办法》等法律、法规进行处理。

第五十五条 电网企业应当按月向电力监管机构和省级价格、能源主管部门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。

第五十六条 市场运营机构应当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。

第五十七条 经营主体对辅助服务交易存在争议时，可以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，可以通过市场管理委员会调解，也可以提交电力监管机构依法协调；协调不成的可以

通过仲裁、司法等途径解决争议。

第九章 附则

第五十八条 本规则由甘肃能源监管办、甘肃省发展和改革委员会负责解释。

第五十九条 本规则自 2026 年 1 月 1 日起施行。《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则(试行)》(甘监能市场〔2022〕238 号) 同时废止。