


国家能源局甘肃监管办公室文件

甘监能市场〔2021〕72号



甘肃能源监管办关于印发《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》的通知

甘肃省电力市场管理委员会，国网甘肃省电力公司，甘肃电力交易中心有限公司，各有关发电（集团）企业，售电企业，电力用户，储能企业：

为进一步贯彻落实《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）及其配套文件精神，深化甘肃电力辅助市场机制建设，规范电力辅助服务市场秩序，提升甘肃电力系统灵活性和安全稳定水平，挖掘常规电源、储能、用户负荷等各方调节能力，促进可再生能源高质量消纳利用，结合甘肃电力市场建设实际，我办在广泛征求意见的基础上，组织有关单位对《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》（2020年

修订版)(甘监能市场〔2020〕17号)进行了修订,形成《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》。经专员办公会审议通过,现印发你们,请遵照执行。实施过程中,如有重大问题请及时报告。

附件:甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则



抄送: 甘肃省发展和改革委员会、甘肃省工业和信息化厅。

甘肃能源监管办综合处

2021年4月30日印发



附件

甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则

第一章 总则

第一条 为完善电力辅助服务补偿新机制,发挥市场在资源配置中的决定性作用,保障甘肃省电力系统安全、稳定、经济运行,促进风电、光伏等新能源消纳,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)等有关规定,制定本规则。

第二条 本规则所称电力辅助服务市场是指为维护电力系统安全稳定运行,保证电能质量,由并网发电厂、电储能装置、需求侧资源等提供的除正常电能生产、消费以外的市场化辅助服务,包括调峰辅助服务和调频辅助服务。

第三条 本规则适用于甘肃电力辅助服务市场中开展的各项辅助服务交易行为。有偿调峰服务、调停备用服务、AGC贡献电量合格率相关内容按本规则执行。未纳入本规则的部分,按《国家能源局西北监管局关于印发〈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〉的通知》(西北监能市场〔2018〕66号)执行。现货市场运行期间调峰辅助服务按融合后现货市场相关规则执行。甘肃电力辅助服务

市场所有市场成员应当严格遵守本规则。

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督与管理，负责监管本规则的实施。

第二章 市场成员

第五条 本规则所称甘肃电力辅助服务市场成员包括市场运营机构和市场主体。

第六条 市场运营机构包括电力调度机构和电力交易机构。在甘肃电力辅助服务市场，上述机构具体指甘肃电力调度机构及甘肃电力交易机构。

（一）甘肃电力调度机构的主要权利和义务：

1. 管理、运营甘肃电力辅助服务市场；
2. 建设、维护市场交易的技术支持平台；
3. 依据市场规则组织交易、按照交易结果进行调用；
4. 发布实时市场信息；
5. 为保障系统安全运行，紧急情况下，可以依法依规采取市场干预措施；
6. 向能源监管机构报送电力辅助服务调用结果；
7. 评估市场运行状态，对市场规则提出修改意见；

（二）甘肃电力交易机构的主要权利和义务：

1. 与市场主体进行结算；

2. 发布月度结算信息。

第七条 市场主体包括已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，光电等），以及经市场准入的电储能和需求侧资源，新建机组归调后方可提供电力辅助服务。

自备电厂可以自愿参与电力辅助服务市场。

网留电厂暂不参与电力辅助服务市场。

自发自用式分布式光伏、国家核准的光伏扶贫电站、光热电站等暂不参与电力辅助服务市场。

第八条 市场主体的主要权利和义务：

（一）按规则参与辅助服务交易，申报电力辅助服务价格、电力等信息，并按调度指令提供辅助服务；

（二）依据规则承担电力辅助服务有偿分摊费用；

（三）做好机组日常运维，确保电力辅助服务有序开展。

第三章 调峰辅助服务

第九条 本规则所指调峰辅助服务是指并网发电机组或者电储能装置、需求侧资源按照电网调峰需求，平滑、稳定调整机组（设备）出力、改变机组（设备）运行状态、调节负荷所提供的服务。可以分为基本（义务）调峰服务和有偿调峰服务。

第十条 有偿调峰服务在甘肃电力调峰辅助服务市场中的交易，暂包含实时深度调峰交易、调停备用交易、需求侧资源交易、

电储能交易。提供调峰辅助服务（深度调峰、调停备用）的发电机组范围为单机容量 100MW 及以上的燃煤、燃气、垃圾、生物质发电机组，提供有偿调峰服务的市场主体均采取自愿报价的方式进行参与。有偿调峰服务收支平衡，调峰补偿由风电、光伏、水电及平均负荷率大于有偿调峰标准的火电厂分摊支付。

第十一条 调峰辅助服务中用于计算负荷率和交易量的时间单位为 1 分钟。

第十二条 发电机组、需求侧资源、电储能参与调峰辅助服务市场时应严格执行调度指令，以确保电力安全、供热安全为前提，不得以参与调峰辅助服务市场为由，采取拒绝供热、降低供热质量或者其它影响供热和电网安全的行为，确有可能影响电网安全和供热质量时，甘肃电力调度机构有权终止调用。

第十三条 发电机组、需求侧资源等各类市场主体参与深度调峰时，甘肃电力调度机构根据电网运行需要，按照日前竞价结果统一由低到高依次调用，直到满足调峰辅助服务市场需求。对于配置新型储能、采用热电解耦改造等先进技术的市场主体，在参与深度调峰辅助服务市场时可以优先调用。

第四章 火电机组实时深度调峰交易

第十四条 调峰辅助服务市场中的火电机组开机方式依据甘肃电网月度调度（交易）计划及现货市场中的日前机组组合确定。

第十五条 实时深度调峰交易是指火电厂运行机组通过调减

出力，使火电机组平均负荷率小于有偿调峰基准时提供服务的交易。

火电机组提供实时深度调峰服务，应当能够按照甘肃电力调度机构的指令，满足 AGC 调节速率要求，平滑稳定地调整机组出力。

第十六条 负荷率是火电机组发电电力与机组额定容量之比，以 1 分钟为单位统计周期计算机组的平均负荷率。火电机组在深度调峰交易期内平均负荷率小于有偿调峰补偿基准时获得补偿；平均负荷率大于有偿调峰补偿基准时参与分摊调峰补偿费用；平均负荷率等于调峰补偿基准时不参与补偿及分摊。

火电厂机组额定容量以电力业务许可证（发电类）为准。

第十七条 火电机组（含供热机组）有偿调峰基准暂定为其额定容量的 50%，有偿调峰基准点应当是一个体现市场供求关系的动态平衡点，能源监管机构可以根据电网调峰缺口、辅助服务资金补偿情况等适时进行调整。

第十八条 实时深度调峰交易的购买方是风电、光伏、水电以及出力未减到有偿调峰基准的火电机组。

第十九条 下列情况不参与调峰辅助服务市场补偿及分摊：

- （一）机组启停前、后 12 小时不参与补偿；
- （二）火电厂自身原因减出力至有偿调峰基准以下；
- （三）电网安全约束条件限制；
- （四）电网事故处理时。

第二十条 实时深度调峰交易采用“阶梯式”报价方式和价格机制，火电企业分五档浮动报价，具体分档及报价上、下限参见下表：

报价档位	火电厂负荷率	调峰报价（元/千瓦时）	
		报价上限	报价下限
第一档	$40\% \leq \text{负荷率} < 50\%$	0.2	0
第二档	$35\% \leq \text{负荷率} < 40\%$	0.3	0
第三档	$30\% \leq \text{负荷率} < 35\%$	0.4	0
第四档	$20\% \leq \text{负荷率} < 30\%$	0.6	0
第五档	$0\% \leq \text{负荷率} < 20\%$	0.8	0

第二十一条 实时深度调峰交易根据电网调峰需求及网络阻塞情况，编制全网或者区域（河东区域、河西区域、酒泉区域）日前调用预计划，日内由甘肃电力调度机构按电网运行情况，进行全网或者区域（河东区域、河西区域、酒泉区域）调用，调用依据日前竞价结果，与各类调峰资源统一排序，由低价到高价依次执行（竞价相同时按申报深度调峰电力等比例调用），并以日内调用的最后发电机组报价作为市场出清价格。

第二十二条 实时深度调峰交易按照各档有偿调峰电量及对应市场出清价格进行结算。其中，有偿调峰电量是指火电厂在各有偿调峰分档区间内平均负荷率低于有偿调峰基准形成的未发电量，市场出清价格是指单位统计周期内同一档内实际调用到的

最后一台调峰机组的报价。

第二十三条 火电厂获得补偿费用根据开机机组不同调峰深度所对应的出清价格进行统计，计算方式如下：

火电厂实时深度调峰获得费用 = $\sum_{i=1}^3$ (第 i 档有偿调峰电量 × 第 i 档实际出清电价)

第二十四条 实时深度调峰有偿服务补偿费用，由省内负荷率大于深度调峰基准的火电厂、风电场、光伏电站、水电厂共同分摊。因电网阻塞原因，启动区域实时深度调峰时，区域内火电分摊费用仅在区域内各火电厂执行。具体分摊方法如下：

(一) 火电厂分摊方法：参与分摊的火电厂根据深度调峰交易期内实际负荷率的不同，分三档依次加大分摊比重，进行“阶梯式”分摊。具体分摊金额按照以下方式计算：

火电厂调峰分摊金额 = [火电厂修正发电量 / (省内参与分摊的所有火电厂总修正发电量 + 省内参与分摊的所有风电场、光伏电站总修正发电量 + 省内参与分摊的所有水电厂总修正发电量)] × 调峰补偿总金额

火电厂修正发电量 = $\sum_{i=1}^3$ (深度调峰交易期间第 i 档实际发电量 × 修正系数 T_i)

其中，火电厂发电量按不同负荷率区间进行分档，负荷率高于有偿调峰基准但小于等于 60% 部分为第一档，负荷率高于 60% 但小于等于 70% 部分为第二档，负荷率高于 70% 部分为第三档，对应三档的修正系数分别为 $T_1 = 1$ 、 $T_2 = 1.5$ 、 $T_3 = 2$ 。

(二) 风电场、光伏电站分摊方法: 参与分摊的风电场、光伏电站按照修正后发电量比例进行分摊, 修正后发电量根据风电场、光伏电站上一年度发电利用小时数与保障性收购小时数之差进行阶梯式修正。具体分摊金额按照以下方式计算:

风电场、光伏电站调峰分摊金额 = [风电场、光伏电站修正发电量 / (省内参与分摊的所有火电厂总修正发电量 + 省内参与分摊的所有风电场、光伏电站总修正发电量 + 省内参与分摊的所有水电厂总修正发电量)] × 调峰补偿总金额

风电场、光伏电站修正发电量 = 风电场、光伏电站月度实际发电量 × 修正系数 p

修正系数 p 以保障性收购利用小时数 (参考《国家发展改革委国家能源局关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》(发改能源〔2016〕1150号) 为基准进行修正 (文件中未提及地区按最低标准计算), 上年度发电利用小时数较保障性收购利用小时数每降低 100 小时 (取整), 分摊电量系数减小 10%。若上年度利用小时数高于等于保障性收购利用小时数, 则 $p=1$ 。

$$p = 0.9^n$$

$$n = \frac{\text{保障性收购利用小时数} - \text{实际利用小时数}}{100}$$

新并网新能源电厂按照上年度新能源平均发电利用小时数进行修正。

(三) 水电厂分摊方法: 参与分摊的水电厂根据修正发电量进行分摊。具体分摊金额按照以下方式计算:

水电厂调峰分摊金额 = [水电厂修正发电量 / (省内参与分摊的所有火电厂总修正发电量 + 省内参与分摊的所有风电场、光伏电站总修正发电量 + 省内参与分摊的所有水电厂总修正发电量)] × 调峰补偿总金额

水电厂修正发电量 = 月度实际发电量 × 修正系数 (11 月 1 日至次年 3 月 31 日修正系数为 0.2, 其余时间修正系数为 0.5)

第二十五条 为规范实时深度调峰交易行为, 对因自身原因导致日内调峰能力低于日前上报深调能力且偏差大于 2MW 的火电厂进行相应的考核:

考核罚金 = 减少的有偿调峰电量 × 出清电价 × 2

减少的有偿调峰电量 = (调度指令 - 实际出力) 的积分电量
考核罚金优先用于辅助服务市场补偿费用。

第五章 火电调停备用交易

第二十六条 火电调停备用交易是指通过停运火电机组为新能源消纳提供调峰容量的交易。包含火电月度计划停备、火电应急启停交易。

第二十七条 火电月度计划停备是指在火电月度机组组合中安排的停机备用或者按调度指令超过 72 小时的停机备用, 按 1 千元/万千瓦·天进行补偿, 补偿时间不超过 7 天。

第二十八条 火电机组在停备期间不得擅自开展检修工作, 否则取消停备所应得补偿资金。

第二十九条 火电应急启停交易是指甘肃电力调度机构按照日内电网安全运行实际需要,按照各机组日前单位容量报价由低价到高价依次主动调停火电机组(24小时<停运时间<72小时,竞价相同时按电厂月度发电计划剩余电量由少及多依次调用),为电网提供的调峰服务。

第三十条 火电企业按照机组额定容量对应的应急启停调峰服务报价区间浮动报价,各级别机组的报价上限见下表:

机组额定容量级别(万千瓦)	日前报价上限(万元/次)
10	25
20	40
30	60
60	100
100	150

第三十一条 应急启停交易根据各级别机组市场出清价格按台次结算,市场出清价格是指当日实际调用到的最后一台应急启停的同容量级别机组的报价。

第三十二条 火电应急启停调峰服务费按照各火电厂、水电厂、风电场、光伏电站月度实时深度调峰有偿服务补偿费用承担比例进行支付。具体支付费用按照以下方式计算:

各火电厂、水电厂、风电场、光伏电站应急启停调峰费支付费用 = (各火电厂、水电厂、风电场、光伏电站月度实时深度调峰支付费用 / 全省月度实时深度调峰总支付费用) × 应急启停总

费用

第六章 需求侧资源交易

第三十三条 需求侧资源交易是指电力用户在正常基准用电基础上增加用电负荷，为清洁能源提升消纳空间的交易。

第三十四条 需求侧资源用电价格按照国家有关电价政策执行。

第三十五条 报装或者代理容量 1 万千瓦及以上电力用户、具备资质的负荷聚合商和售电公司（以下简称“代理商”）均可以直接参与需求侧资源辅助服务市场；报装容量 1 万千瓦以下电力用户应当通过代理商参与需求侧资源市场。

第三十六条 电力用户及代理商参与需求侧资源辅助服务市场前应当在甘肃电力交易平台完成市场成员注册。代理商应当具备信息整合、用电曲线分解、补偿费用分解、负荷控制等能力。

其中，委托代理商代理其参与需求侧资源辅助服务市场的电力用户，代理合同签订后，除代理商退出市场外，原则上一个交易周期内不得更换代理商。本规则交易周期指：一个自然年，截止日期 12 月 31 日。

参与需求侧资源辅助服务市场的电力用户、代理商应当将实时数据上传市场运营机构。

第三十七条 电力用户参与需求侧资源辅助服务市场时，需申报运行日以下信息：

1. 运行日 96 点基准用电曲线;

2. 运行日 96 点调峰曲线;

3. 可以参与需求侧资源辅助服务市场的时间段, 参与市场的最小时长 (min)、维持生产的最低出清下限、负荷爬坡速率 (MW/min)、用电增量范围及特殊要求 (MW);

4. 电力用户申报需求侧资源辅助服务市场时, 一个运行日 (D) 只能申报一个补偿价格, 补偿上限 0.20 元/千瓦时。

第三十八条 电力用户执行调峰辅助服务市场交易的自然日称为运行日 (D), 满足日内申请、日内调用的电力用户可以选择实时申报。不满足日内实时调用的电力用户, 在 (D-1) 10: 00 前, 向甘肃电力调度机构报送需求侧调峰辅助服务市场申报。

(D-1) 12: 00 前, 甘肃电力调度机构发布日前甘肃电网需求侧资源辅助服务市场预出清结果。

(D-1) 15: 00 前, 电力用户向甘肃电力调度机构反馈意见。

(D-1) 17: 00 前, 甘肃电力调度机构发布日前甘肃电网需求侧资源辅助服务市场出清结果。

第三十九条 甘肃电力调度机构应对电力用户申报的 96 点基准曲线进行审核, 电力用户申报调峰区间内基准用电负荷超过基础用电负荷 $\pm 10\%$ 时, 不受理该电力用户申报。基础负荷为申报日前 5 日电力用户未参与辅助服务市场正常生产的用电负荷平均值。

第四十条 甘肃电力调度机构按照新能源受限情况，依据电力用户申报价格由低到高，采用“上车法”依次出清；

1. 甘肃电力调度机构根据电网调峰需要，根据各类调峰资源价格统一排序，按照价格由低到高顺序依次出清。

2. 申报价格一致时，按照申报时间先后顺序出清。

3. 出清调峰时段小于申报调峰时段，经得电力用户同意后，将申报调峰区间内未出清时段修正为基准曲线。市场出清应当满足电力用户生产特性要求，减少负荷波动。

4. 日内实时申报、日内实时调用的电力用户调峰电量按照 0.20 元/千瓦时补偿。

第四十一条 电力用户应严格执行需求侧资源辅助服务市场出清结果，在执行前 1 小时，通过技术支持系统或者调度电话向电力甘肃电力调度机构申请执行交易出清结果，经甘肃电力调度机构同意后，方可执行。

电力用户的调峰电量统计数据以调度侧 SCADA 数据为准，数据采集周期不大于 5s。

电力用户调峰曲线与基准曲线之差的积分电量为该电力用户提供的调峰电量。日内实时调用电力用户调峰电量是按照实时调用起始增量负荷的积分电量。

第四十二条 发生以下情况时，甘肃电力调度机构有权取消出清结果或者中止调用：

1. 因天气变化、电网故障等原因造成新能源弃电预测出现较

大偏差。

2. 电力用户线路故障。
3. 技术支持系统故障等其他情况。

第四十三条 需求侧资源辅助服务补偿费用：

电力用户获得的辅助服务补偿费用 = Σ （日调峰电量 × 出清补偿价格） - Σ 曲线违约费用

补偿费用由各火电厂、水电厂、风电场、光伏电站月度实时深度调峰有偿服务补偿费用承担比例进行支付。具体支付费用按照以下方式计算：

各火电厂、水电厂、风电场、光伏电站支付需求侧资源电力用户的费用 = （各火电厂、水电厂、风电场、光伏电站月度实时深度调峰支付费用 / 全省月度实时深度调峰总支付费用） × 需求侧资源电力用户获得的调峰服务总费用。

第四十四条 电力用户当月电费冲抵或者增加调峰辅助服务市场补偿费用和违约费用后据实结算。电力用户违约考核费用优先从需求侧资源市场获利中冲抵，当电力用户月度违约考核费用大于当月辅助服务市场收益时，按零结算。

第四十五条 电力用户参与甘肃电网需求侧资源辅助服务市场运行日，调峰期间实际用电曲线与出清曲线偏差超过 ±10% 时，电力用户应当承担考核。

1. 电力用户实际用电曲线大于 10% 以上的积分电量，按照现行电价结算，不额外进行考核。

2. 电力用户实际用电曲线小于 10% 以下的积分电量, 按照该电力用户辅助服务市场申报价格进行考核。

$$W(t_1) = \begin{cases} g(t_1) - f(t_1), & g(t_1) - f(t_1) > g(t_1) \times 10\% \\ 0, & g(t_1) - f(t_1) < g(t_1) \times 10\% \end{cases}$$

调峰违约费用 = $\int_0^{t_1} W(t) dt \times$ 电力用户出清价格

t_1 为调峰时段, $g(t_1)$ 为出清的电力用户调峰曲线, $f(t_1)$ 为电力用户实际执行的调峰负荷曲线, $w(t_1)$ 为电力用户 t_1 时段内的违约曲线。

第四十六条 电力用户参与甘肃电网需求侧资源辅助服务市场运行日, 非调峰时段内, 实际用电负荷与基准用电负荷偏差超过 $\pm 10\%$ 时, 电力用户应当承担违约考核。

1. 电力用户实际用电负荷大于基准曲线 10% 以上的积分电量, 按照该电力用户申报调峰辅助服务市场价格 10% 进行考核。

$$W(t_0) = \begin{cases} z(t_0) - g(t_0), & z(t_0) - g(t_0) > g(t_0) \times 10\% \\ 0, & z(t_0) - g(t_0) < g(t_0) \times 10\% \end{cases}$$

计划执行偏差违约费用 = $\int_0^{t_0} W(t) dt \times$ 电力用户申报价格 $\times 10\%$

t_0 为电力用户运行日除参与辅助服务市场调峰外用电时段, $g(t_0)$ 为电力用户申报的基准曲线, $z(t_0)$ 为用户实际执行的负荷曲线。

2. 电力用户申报日实际用电曲线小于基准曲线 10% 的积分电量, 按照该电力用户申报调峰辅助服务市场价格进行考核。

$$W(t_0) = \begin{cases} g(t_0) - z(t_0), & g(t_0) - z(t_0) > g(t_0) \times 10\% \\ 0, & g(t_0) - z(t_0) < g(t_0) \times 10\% \end{cases}$$

计划执行偏差违约费用= $\int_0^n w(t)dt$ × 电力用户申报价格

第四十七条 发生以下影响电力用户正常生产的事件，电力用户可以申请免考核。

（一）因不可抗力；

（二）政府部门特殊管控；

（三）电网故障；

（四）甘肃电力调度机构下令采取限电或者取消/中止调峰交易执行等。

第四十八条 市场运行机构应当在每月第 10 个工作日内发布上月需求侧辅助服务市场月度信息。各市场主体如对信息有异议，应当在信息发布后 5 个工作日内向市场运行机构提出核对要求。

第七章 电储能资源交易

第四十九条 电储能资源交易是指电储能设施在系统发生弃风弃光时段吸收电力，在其它时段释放电力，根据电网需要参与电网调峰、调频辅助服务的交易。参与电储能资源交易的电储能设施需满足国家有关安全标准要求。

第五十条 鼓励发电企业、售电企业、电力用户、辅助服务提供商等投资建设电储能设施，参与电网侧调峰的电储能设施要

求充电功率在 1 万千瓦及以上、持续充电时间 4 小时以上。

第五十一条 在火电企业计量出口内建设的电储能设施，可以与机组联合参与调峰、调频辅助服务，按火电机组实时深度调峰交易和调频辅助服务规则执行。

第五十二条 在新能源场站计量出口内建有储能设施的新能源场站称为储能新能源，其充电功率在 0.5 万千瓦及以上、持续充电时间 2 小时及以上可以与新能源场站作为整体，参与电力调峰、调频辅助服务市场。

第五十三条 储能新能源其电储能设施，充电能力可以由新能源场站在弃风弃光时优先使用，此部分电储能设施充电电量视为该新能源场站增量电量，也可以根据电网需要整体参与甘肃电网调峰、调频辅助服务交易。

第五十四条 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，不得上网。

第五十五条 电厂或者电力用户计量出口外的电储能设施，可以与同一控制区域的新能源电厂签订双边协议形成虚拟电厂，其充电能力由虚拟电厂中新能源电厂在弃风弃光时优先使用，此部分电储能设施充电电量视为该新能源电厂增量电量，虚拟电厂也可以根据电网需要参与电网调峰、调频辅助服务交易。

第五十六条 虚拟电厂中的电储能设施通过与新能源电厂签订双边协议组织充电电量，协议应当明确充电电量、充电电价、储能转换损耗分摊、网损分摊、辅助服务费用分配原则及费用结

算方式等条款，协议需送市场运营机构，协议签订的电量应当满足储能运行需求。

第五十七条 储能新能源及虚拟电厂参与辅助服务市场，其电储能设施应当具备发电自动控制功能（AGC），其性能应当满足电网相关要求并接入甘肃电力调度机构，实现充、放电等信息实时上传，以满足调度运行指挥需要。

第五十八条 储能新能源及虚拟电厂参与电网调峰辅助服务市场交易模式为日前申报、日内调用。由储能新能源或者虚拟电厂在调峰辅助服务平台开展集中交易，申报内容包括交易时段、15分钟充电电力、交易价格等内容的交易意向，非现货市场运行期间申报价格的上限0.5元/千瓦时，现货市场运行期间申报价格上限0.3元/千瓦时。

第五十九条 储能新能源、虚拟电厂参与调峰辅助服务市场时甘肃电力调度机构根据电网运行需要，根据日前竞价结果与各类调峰资源统一排序，由低价到高价在日内依次调用（竞价相同时按申报调峰电力等比例调用），并以当日实际调用的最后储能资源报价作为储能资源市场出清价格。

第六十条 储能新能源、虚拟电厂参与调频辅助服务市场交易，按调频辅助服务规则执行。

第六十一条 储能新能源、虚拟电厂存储的电能，可以通过参与调频辅助服务市场交易或者根据电网需求按调度指令释放。

第六十二条 储能新能源、虚拟电厂参与调峰的基准值为发

电计划，调峰值为实际出力低于基准值的电储能充电电力。

电网调峰补偿费用计算方式为：储能新能源、虚拟电厂参与
电网调峰补偿费用 = \sum_i (第 i 次调峰电量 × 第 i 次出清价格)

第六十三条 储能新能源及虚拟电厂参与电网调峰补偿费用按照各火电厂、水电厂、风电场、光伏电站月度实时深度调峰有偿服务补偿费用承担比例进行分摊支付。具体支付费用按照以下方式计算：

各火电厂、水电厂、风电场、光伏电站支付费用 = (各火电厂、水电厂、风电场、光伏电站月度实时深度调峰支付费用 / 全省月度实时深度调峰总支付费用) × (储能新能源及虚拟电厂参与电网调峰补偿总费用)。

第六十四条 储能新能源、虚拟电厂参与电网调峰、调频辅助服务市场交易，按照实际调用结果与储能新能源、虚拟电厂结算相应辅助服务费用。

第六十五条 储能新能源、虚拟电厂参与电网调峰、调频辅助服务考核，参照调峰、调频辅助服务市场考核规则执行。

第八章 调频辅助服务

第六十六条 调频辅助服务指发电机、电储能设施通过 AGC 控制装置自动响应区域控制偏差 (ACE)，按一定调节速率实时调整发电出力，以满足 ACE 控制要求，其调节效果通过调频里程衡量。

第六十七条 AGC 发电单元是以 AGC 装置为单位进行划分，

一个 AGC 发电单元指电厂一套 AGC 装置所控制的所有机组的总称。

第六十八条 调频里程指某段时间内发电单元响应 AGC 控制指令的调频里程之和。其中，发电单元每次响应 AGC 控制指令的调频里程是指其响应 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：
$$D = \sum_{i=1}^n D_i$$

式中， D_i 为发电单元第 i 次的调频里程，单位为兆瓦， n 为调节次数。

第六十九条 AGC 综合性能指标 K ，用于衡量发电单元响应 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 $K_1 = \text{发电单元实际速率} / \text{标准调节速率}$

其中标准调节速率按西北能监局印发的《两个细则》规定执行。

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

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

调节精度 $K_3 = 1 - \text{发电单元调节误差} / \text{发电单元调节允许误差}$

其中，发电单元调节误差指发电单元响应 AGC 控制指令后实际出力值与控制指令值的偏差量，发电单元调节允许误差为其额

定出力的 1.5%。

第七十条 电储能资源在非弃风弃光时段可以参与调频辅助服务市场，参与调频辅助服务期间不能从系统吸收电能。

第七十一条 提供调频辅助服务的主体应当满足以下技术要求：

(一) 按并网管理规定安装 AGC 装置，AGC 性能满足电网管理规定。

(二) 厂级 AGC 电厂，以全厂为一个发电单元参与调频市场。

第七十二条 发电单元标准调频容量是指发电单元可以自动调频的向上或者向下的调节范围。

火电单元标准调频容量=额定容量×1.5%×15 分钟

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

为防止联络线调频造成系统潮流分布大幅度变化影响系统稳定运行，规定单个电厂的中标发电单元调频容量之和不超过控制区调频容量需求的 20%；中标发电单元调频容量不超过其标准调频容量。

第七十三条 调频市场交易采用日前报价、日内出清模式。

第七十四条 各市场主体以 AGC 发电单元为单位，可以在电力辅助服务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 12 元/兆瓦，申报价格的最小单位是 0.1 元/兆瓦。

第七十五条 水电厂参与调频市场交易时应当考虑水库运行情况，各水电厂在电力辅助服务平台申报调频里程报价时，同时上报次日水库水位运行上、下限及发电单元出力上、下限。

第七十六条 日内正式出清以负荷预测和新能源预测偏差之和及全网单机最大出力为约束条件，依据 AGC 投运状态及各市场主体的调频里程价格，从低到高依次进行出清，直至中标市场主体调频总容量之和满足控制区域调频容量需求，最后一个中标的市场主体价格为调频市场该时段的统一出清价格，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市场主体。

实际运行中，因市场主体未申报原因导致系统调频容量不足时，甘肃电力调度机构可以按电网需求临时调用未申报机组提供调频服务，其参与调频市场收益，按此时段调频里程出清价格结算；当市场主体全部未申报时，其被调用参与调频市场收益，按调频里程报价上限 50% 结算。

第七十七条 中标市场主体单元在对应中标时段的起始（结束）时刻，自动化系统自动切换 AGC 调频模式。

第七十八条 调频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：

$$\text{中标标月度调频里程补费用} = \sum_{i=1}^n (D_i \times \rho_i \times K_i)$$

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 为发电单元第*i*个交易周期的 AGC 综合性能指标平均值。

第七十九条 调频市场辅助服务补偿费用，先使用现货市场中执行偏差考核费用进行平衡，不足部分按全网当月运行机组发电量进行分摊，分摊费用按月统计，按月结算。

调频辅助服务分摊费用 = (各机组当月发电量/全网当月总发电量) × (全网月度调频里程补偿总费用-全网月度现货市场执行偏差考核费用)

第八十条 调频中标单元出现以下情况之一，中标时段调频里程不予补偿。

(一) 因自身原因 AGC 退出。

(二) 中标时段内提供调频服务期间的 AGC 综合性能指标 K 值小于 0.5。

第九章 市场组织与竞价

第八十一条 每个工作日 8 时前，有意愿提供实时深度调峰服务的火电厂申报次日报价及机组有功出力可调区间。其中，最大出力应当考虑机组因自身原因造成的受阻电力。

第八十二条 每个工作日 8 时前，有意愿提供调峰服务的电储能资源向电力辅助服务平台申报次日调峰价格、最大充电电力等信息。

第八十三条 每个工作日 8 时前，有意愿提供应急启停调峰

服务的火电厂向电力辅助服务平台申报次日机组应急启停价格。

第八十四条 每个工作日 8 时前，有意愿提供调频服务的火电厂、水电厂、电储能资源向电力辅助服务平台申报次日机组调频里程价格。

第十章 计量与结算

第八十五条 在现货市场结算期间，因参与辅助服务市场，影响电厂月度发电量无法完成时，将不予追补。

第八十六条 辅助服务结算按“日清月结”原则执行，在次月电量结算时统一兑现。

第八十七条 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、电量数据，月度电量结算数据等。

第八十八条 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。

第八十九条 风电场、光伏电站、水电厂和火电厂辅助服务分摊金额均设置上限，当单位统计周期内风电场、光伏电站、水电厂和火电厂通过分摊办法计算得出的应当承担费用大于分摊金额上限时，按分摊金额上限进行支付。

火电单厂分摊金额上限=该厂实际发电量×全省火电厂当月平均上网电价×修正系数

风电场、光伏电站分摊金额上限=电厂实际发电量×全省风

电场、光伏电站当月平均上网结算电价（不含补贴部分）×修正系数

水电厂分摊金额上限 = 水电厂实际发电量 × 水电厂当月平均上网电价 × 修正系数

每月发电厂分摊费用最高不超过当月结算电费。其中，火电厂的修正系数为 0.15，风电场、光伏电站的修正系数为 0.25，水电厂的修正系数为 0.15。

第九十条 当发电企业辅助服务支付费用达到上限后，辅助服务费用仍存在缺额时，缺额部分由辅助服务提供方在其获得费用中消减，消减费用按如下方法计算：

各厂的缺额消减费用 = （各厂获得辅助服务补偿费用 / 全省辅助服务补偿费用） × 辅助服务补偿费用总缺额

第九十一条 每月第 5 个工作日，各市（州）供电公司上报由其负责结算电费的电厂上月结算电量至甘肃电力交易机构有限公司。

第九十二条 甘肃电力调度机构每月第 12 个工作日内向区域电力调度机构、甘肃电力交易机构有提交全省各电厂上月辅助服务补偿（分摊）电量及价格。

第九十三条 甘肃电力交易机构第 13 个工作日内向甘肃电力调度机构返回全省上月辅助服务补偿及分摊结果。

第九十四条 甘肃电力调度机构每月第 14 个工作日内，将上月辅助服务补偿及分摊结果向各市场主体进行预公告，并将各电

厂确认后结果提交能源监管机构审核，同时报送区域电力调控机构。

第九十五条 电网企业和甘肃电力交易机构依据能源监管机构审核结果进行结算。

第十一章 信息发布

第九十六条 电网企业应当建立辅助服务市场技术支持系统，发布辅助服务市场相关信息。

第九十七条 市场信息分为日信息、月度信息以及季（年）度信息，内容应当体现所有市场主体的辅助服务补偿和分摊情况，包括但不限于补偿/分摊对象、时段、电力、电量、价格、费用等信息。

第九十八条 当日信息由甘肃电力调度机构在下一个工作日 12 时前发布。各市场主体如对日信息有异议，应当于发布之日的 15 时前向甘肃电力调度机构提出核对要求。甘肃电力调度机构每日 17 时前发布确认后的统计结果。

第九十九条 甘肃电力调度机构、甘肃电力交易机构应当在每月开始的 14 个工作日内发布上月市场月度信息。各市场主体如对月度信息有异议，应当于发布之日起 24 小时内向甘肃电力调度机构、甘肃电力交易机构提出核对要求。甘肃电力调度机构、甘肃电力交易机构于次日 17 时前发布确认后的统计结果。

第一百条 甘肃电力调度机构、甘肃电力交易机构在每季度

厂网联席会上发布上一季度和年内辅助服务市场分析报告,针对各类辅助服务交易的执行、补偿、分摊以及市场情况进行信息披露。

第十二章 市场监管及干预

第一百零一条 能源监管机构可以根据履行监管职责的需要采取具体监管措施,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》(国务院令 第 432 号)等相关规定进行处罚。

第一百零二条 有下列情形之一的,甘肃电力调度机构可以进行市场干预,并向市场主体公布干预原因:

- (一) 电力系统内发生重大事故危及电网安全的;
- (二) 发生恶意串通操纵市场的行为,并严重影响交易结果的;
- (三) 市场技术支持系统发生重大故障,导致交易无法进行的;
- (四) 因不可抗力电力市场化交易不能正常开展的;
- (五) 能源监管机构做出暂停市场交易决定的;
- (五) 市场发生其他严重异常情况。

第一百零三条 市场干预的主要手段包括:

- (一) 调整各市场限价;
- (二) 调整有偿调峰基准负荷率及修正系数;

(三) 暂停市场交易，处理和解决问题后重新启动。

第一百零四条 有下列情形之一的，能源监管机构可以做出中止电力市场的决定，并向市场主体公布中止原因：

(一) 电力市场未按照规则运行和管理的；

(二) 电力市场运营规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改的；

(三) 电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；

(四) 电力市场技术系统、自动化系统、数据通信系统等发生故障导致交易无法进行的；

(五) 因不可抗力不能竞价交易的；

(六) 能源监管机构规定的其他情形。

第一百零五条 干预或者中止市场期间，甘肃电力调度机构应当采取措施保证电力系统安全，记录干预或者中止过程，并向能源监管机构报告。能源监管机构可以定期对市场干预行为进行监管，保证市场干预行为的公平性。

第一百零六条 市场运营机构和市场主体因辅助服务交易、调用、统计及结算等情况发生争议时，可以自行协商解决，协商无法达成一致时也可以选择提交能源监管机构调解，也可以直接向人民法院提起诉讼。

第十三章 附则

第一百零七条 本规则由甘肃能源监管办负责解释。

第一百零八条 本规则自 2021 年 4 月 1 日起施行。《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》（甘监能市场〔2020〕17 号）同时废止。