

国家能源局甘肃监管办公室文件

甘监能市场〔2022〕238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规则（试行）》的通知

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

为深入贯彻《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，全面落实《国家能源局关于印发〈电力辅助服务管理办法〉的通知》（国能发监管规〔2021〕61号）等文件要求，不断深化甘肃电力辅助服务市场机制建设，规范电力辅助服务市场秩序，挖掘常规电源、储能、用户负荷等各方面调节能力，提升甘肃电力

系统灵活性和安全稳定水平，逐步推动辅助服务市场费用在发电、用户双侧公平合理分摊，结合甘肃电力市场建设实际和新型电力系统发展需要，甘肃能源监管办在广泛征求市场主体意见的基础上，组织有关单位对《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》（甘监能市场〔2021〕72号）进行修订，现将修订后的《甘肃省电力辅助服务市场运行规则（试行）》印发你们，请遵照执行。执行过程中如遇重大问题，请及时报告甘肃能源监管办。

甘肃能源监管办办公室
2022年12月30日



甘肃省电力辅助服务市场运营规则（试行）

第一章 总则

第一条 为了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》等规范性、政策性文件，制定本规则。

第二条 本规则所称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，促进清洁能源消纳，除正常电能生产、输送、使用外，由火电、水电、风电、光伏发电、光热发电、抽水蓄能、自备电厂等发电侧并网主体，电化学、抽气蓄能、压缩空气、飞轮等新型储能，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能够响应电力调度指令的可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）提供的服务。

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《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、电网企业和市场主体。

第六条 市场运营机构和电网企业

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。

（一）甘肃电力调度机构的主要职责和义务：

1. 组织、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. 发布市场运行相关信息；
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市场运营情况；
7. 评估市场运行状态，对市场规则提出修改建议。

（二）甘肃电力交易机构的主要职责和义务：

1. 发电侧市场费用结算；
2. 发布市场交易相关信息；

3. 发布月度结算信息；
4. 负责市场主体的注册、申报管理。

(三) 电网企业的主要职责和义务：

1. 建设、维护市场运行配套技术支持系统；
2. 发布市场运行相关信息；
3. 负责用户侧市场主体管理，组织用户侧参与市场交易；
4. 用户侧市场费用结算。

第七条 市场主体范围：

(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、光电等），市场化电力用户，以及经市场准入的新型储能、聚合商、虚拟电厂等。

(二) 新建机组、储能设施归调并经性能认定后方可进入市场，提供电力辅助服务。

(三) 自备电厂根据市场准入条件，可自愿参与电力辅助服务市场。

(四) 网留调峰、调频电厂义务提供相应辅助服务，暂不参与电力辅助服务市场。

(五) 分布式光伏、国家核准的光伏扶贫电站、光热电场等暂不参与电力辅助服务市场。

第八条 市场主体的主要职责和义务：

(一) 按规则参与辅助服务交易，申报交易价格、交易标的等信息，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、储能及生产用能设施日常运维, 确保电力辅助服务有序开展。

第三章 新型储能资源交易

第九条 本规则所称新型储能(以下简称“储能”)资源交易, 是指在满足国家有关安全标准要求及市场准入条件下, 可向电网提供辅助服务的交易。储能资源交易包括调峰容量市场交易和调频辅助服务市场交易。

第十条 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网侧储能设施。根据电网侧储能的运营模式和发挥作用, 可将其分为独立储能和独立共享储能。

(一) 独立储能, 是指接入电网侧, 充电功率1万千瓦及以上、持续充电2小时及以上, 具备独立计量和发电自动控制功能(AGC), 并以独立主体身份接受电网统一调度, 向电网提供各类辅助服务的储能设施。独立储能按其额定容量, 参与调峰容量市场、调频辅助服务市场交易。

(二) 独立共享储能(简称“共享储能”), 是指多个新能源场站为满足配建储能功率和充电时间要求, 将新能源内部配建储能, 采取集中建设方式(含自建、合建、购买), 整体接入电网侧的储能设施。共享储能充电功率应在1万千瓦及以上、持续充电2小时及以上, 具备独立计量和发电自动控制功能(AGC), 并以

独立主体身份接受电网统一调度。共享储能在与新能源场站协商一致后，可以独立身份参与调频辅助服务市场交易。

第十一条 共享储能，在建设备案文件中应当明确其与相关新能源场站的配套关系。

配建储能（含共享储能）在运行中提供的有效容量，低于新能源场站储能配建容量要求时，按储能运行管理相关条款对新能源场站执行考核。

第十二条 在火电企业计量出口内建设的储能设施，与火电机组视为整体，参与调峰容量市场、调频辅助服务市场交易。

第十三条 在新能源场站计量出口内配建储能设施，应满足新能源场站储能配建功率和充电时间要求，具备独立计量和发电自动控制功能（AGC）的，可自愿选择与新能源场站作为整体或者独立主体（满足独立储能准入条件），参与调频辅助服务市场交易。

第十四条 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，暂不允许向电网反向送电。

第十五条 储能参与辅助服务市场，其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调度机构，实现充、放电等信息实时上传，接受调度指令，满足调度运行需要。

第十六条 储能参与调峰容量市场、调频辅助服务市场交易，按照本规则第四章、第六章的规定执行。

第四章 调峰容量市场交易

第十七条 本规则所称调峰容量市场交易，是指针对火电机组灵活性改造成本和独立储能设施的投资建设成本，按调节容量（能力）进行竞价获取补偿的交易。

第十八条 调峰容量市场成员包括市场运营机构、电网企业、省内 10 万千瓦及以上火电厂、独立储能、水电厂、新能源企业及市场化电力用户。自备电厂不参与调峰容量市场交易，与其自身的用电企业视为整体，以电力用户身份参与需求响应市场交易。

第十九条 市场初期，火电机组 50%以下调峰容量，分档纳入补偿。申报和补偿标准上限见下表：

调峰容量市场补偿标准			
档位	机组出力区间	非供热季补偿标准上限 [元/（MW·日）]	供热季补偿标准上限 [元/（MW·日）]
1	额定容量 40% ≤ 实际出力 < 额定容量 50%	10	300
2	额定容量 35% ≤ 实际出力 < 额定容量 40%	200	500
3	额定容量 30% ≤ 实际出力 < 额定容量 35%	350	700
4	额定容量 25% ≤ 实际出力 < 额定容量 30%	600	1200
5	额定容量 20% ≤ 实际出力 < 额定容量 25%	800	1600
6	额定容量 15% ≤ 实际出力 < 额定容量 20%	1000	2000
7	额定容量 10% ≤ 实际出力 < 额定容量 15%	1200	2400
8	额定容量 5% ≤ 实际出力 < 额定容量 10%	1500	3000
9	额定容量 0% < 实际出力 < 额定容量 5%	1800	3600

其中，供热季是指当年 11 月 1 日至次年 3 月 31 日，纯凝机组全年按非供热季补偿标准执行，纯凝机组认定以省级电力管理部门核准名单为准。

第二十条 独立储能按其额定容量参与调峰容量市场交易，申报和补偿标准上限暂按 300 元/（MW·日）执行。

第二十一条 火电企业依据能源监管机构核定的调峰容量作为市场申报上限，按档位划分参与调峰容量市场，并根据市场出清结果按日获取调峰容量补偿；独立储能按额定容量作为市场申报上限，依据市场出清结果按日获取调峰容量补偿。

火电企业最大补偿范围不超过能源监管机构核定的调峰容量，独立储能设施不超过其建设容量，火电机组完成改造可申请最新调峰容量核定，并根据核定结果认定最新补偿范围。

第二十二条 采取加装电极锅炉、储能设施开展热电解耦改造的火电机组，应分别核定火电机组和电极式锅炉、储能设施的调节容量及档位，火电机组与电极锅炉、储能设施整体联合运行，参与调峰容量市场。原则上，电极锅炉、储能设施与机组对应关系应长期固定。运行中由电极锅炉和储能设施改造提供的调峰容量补偿，其对应档位报价上限按如下公式计算：

由电极式电锅炉、储能设施提供的调峰容量补偿上限=原对应调峰容量档位补偿上限×（电极锅炉、储能设施额定功率运行时长/24）

第二十三条 市场初期，市场运营机构按月组织市场出

清。火电企业和独立储能，每月申报次月调峰容量和补偿价格，其中火电企业申报价格随调峰深度增加单调非递减，市场运营机构按调峰容量需求组织出清。月度需求存在缺口时，允许月内新增调峰容量市场主体作为价格接受者参与市场。

第二十四条 月度调峰容量需求，由电力调度机构依据系统负荷预测、新能源发电预测、联络线外送计划、省内各流域来水情况，考虑新能源投产时序、供热民生等因素，在满足电网安全和电力电量平衡前提下，最大能力保障新能源消纳，计算调峰容量需求，并在市场交易公告中向各市场主体发布。

第二十五条 调峰容量市场，采用“单边竞价，边际出清，分档结算”模式。

（一）按市场主体申报价格由低到高排序，对申报容量依次出清，直至出清容量累加等于调峰容量需求或者申报容量全部出清，对应的申报价格作为边际出清价格，竞价相同时按申报调峰容量等比例出清。

（二）对于配置新型储能、采用热电解耦改造等国家推广先进技术的市场主体，在参与调峰容量市场时优先出清。当调峰需求大于先进技术市场主体申报容量时，申报容量全部出清，接受市场价格。当调峰需求小于等于先进技术市场主体申报容量时，其申报容量竞价，边际出清形成市场价格。

（三）调峰容量市场结算时，边际出清价格高于分档补偿上限时，对应档位按上限结算；边际出清价格低于分档补偿上

限时，该档位按边际出清价格结算。

第二十六条 调峰容量市场，每月底前 5 个工作日组织开市，各市场主体可根据市场运营机构发布次月调峰容量需求，分档申报调峰能力和补偿报价，调峰容量市场出清结果在月度执行前 2 个工作日向市场主体公布，各市场主体根据出清调峰容量，提前做好机组、储能设施的运行准备。

第二十七条 火电企业每日向市场运营机构，申报机组最大发电能力和调峰能力；独立储能每日向市场运营机构，申报储能设施最大充放电能力；调度机构根据电网运行情况开展调用。

第二十八条 调峰容量市场补偿费用计算

(一) 火电单机调峰容量月度补偿费用

$$=\sum_{d=1}^n [\sum_{i=1}^9 (S_{d,i} \times W_i)] \times Q_d$$

其中， $S_{d,i}$ 为月度中标火电机组申报运行日 d 日第 i 档调峰容量， W_i 为第 i 档调峰容量月度补偿价格， Q_d 为运行日 d 日火电机组调峰容量补偿系数。

n =当月火电机组运行或者备用天数之和

$$Q_d=(M_{d1} \times M_{d2})$$

$$M_{d1}=\frac{\text{机组}d\text{日申报发电能力上限}}{\text{机组额定容量}} \quad M_{d2}=\frac{\min[1-d\text{日厂用电率}, 0.95]}{0.95}$$

厂用电率取晚高峰时段最大值（晚高峰时段 18:00-22:00）

(二) 独立储能调峰容量月度补偿费用

$$=\sum_{d=1}^n (C_d \times R \times T)$$

其中， C_d 为月度中标储能设施申报运行日 d 日申报容量， R 为储能调峰容量月度补偿价格， T 为无量纲参数，数值为储能设施额定功率充电时长。

n =独立储能当月运行天数之和

(三) 调峰容量市场月度补偿总费用=全省火电机组调峰容量月度补偿费用+全省独立储能调峰容量月度补偿费用

(四) 停运检修机组(储能设施)、故障跳闸机组(储能设施)，从停运当天开始至启动并网当天，不享受调峰容量补偿费用。参与区域辅助服务市场的火电机组、储能设施，当日不享受调峰容量补偿费用。

第二十九条 调峰容量补偿考核

(一) 火电企业应每日向市场运营机构，申报机组发电能力和最大调峰能力，当机组申报调峰能力大于机组实际调峰能力或者机组实际最大发电能力低于申报最大发电能力(包括但不限于检修、试验、非计划停运等原因)，火电机组当天调峰容量费用不予结算。

(二) 独立储能，应每日向市场运营机构申报储能设施最大充放电能力，当其申报充放电能力大于实际充放电能力时(包括但不限于检修、试验、非计划停运等原因)，独立储能当天调峰容量费用不予结算。

(三) 火电机组或者独立储能，一月内出现3次申报调峰能力大于机组实际调峰能力或者机组实际最大发电能力低于申报最

大发电能力情况时，火电机组或者独立储能调峰容量补偿费用当月不予结算。一年内出现 6 次申报调峰能力大于机组实际调峰能力或者申报最大发电能力低于机组实际最大发电能力情况时，火电机组和独立储能当前年度已经支付的调峰容量补偿费用予以收回，回收后的补偿费用优先结算后续月份调峰容量费用。

第三十条 火电机组当月并网运行天数小于 7 天时，当月机组备用时间的调峰容量费用不予结算。

第三十一条 调峰容量市场分摊原则

调峰容量市场补偿费用在调峰能力未降至额定容量 50% 以下的火电机组或者未中标调峰容量市场交易的火电机组、新能源场站、水电厂、市场化电力用户之间进行分摊，其中市场化电力用户按当月实际用电量比例分摊，发电侧按当月修正电量比例分摊，具体分摊公式如下：

各水电厂、新能源场站、水电厂、市场化电力用户调峰容量补偿费用分摊金额 = [各水电厂、新能源场站、水电厂月度修正电量、市场化电力用户月度电量 / (省内参与分摊的所有水电厂修正电量 + 省内参与分摊的所有新能源场站修正电量 + 省内参与分摊的所有水电厂修正电量 + 省内参与分摊的所有市场化电力用户月度用电量)] × 调峰容量市场月度补偿总费用

火、水电厂月度修正电量 = 火、水电月度省内结算电量 × $N_{\text{省内电量修正系数}}$ + 火、水电月度跨省区结算电量 × $W_{\text{跨省区电量修正系数}}$

新能源场站月度修正电量 = (新能源场站月度省内结算电量

$\times N_{\text{省内电量修正系数}} + \text{新能源场站月度跨省区结算电量} \times W_{\text{跨省区电量修正系数}})$
 $\times (\text{新能源场站装机容量} - \text{配建储能设施功率}) / \text{新能源场站装机容量}$

其中各类型电源省内、省外电量修正系数计算公式如下：

$$N_{\text{省内电量修正系数}} = \text{MAX} \left[\frac{\text{火、水、新能源电厂月度省内平均电价}}{\text{火、水、新能源电厂月度跨省区平均电价}}, 1 \right]$$

$$W_{\text{跨省区电量修正系数}} = \text{MAX} \left[\frac{\text{火、水、新能源电厂月度跨省区平均电价}}{\text{火、水、新能源电厂月度省内平均电价}}, 1 \right]$$

第五章 需求响应市场交易

第三十二条 本规则所称需求响应市场交易，是指电力用户以报量报价方式竞价参与需求侧资源调节，通过改变其固有用电模式，在正常用电基础上减少或者增加用电负荷，促进电力供需平衡的交易。

根据电网运行需要，需求响应可以分为削峰响应和填谷响应；按照响应时间，需求响应分为约定响应和应急响应（即日前响应和日内响应）。

第三十三条 负荷调节能力在 1000 千瓦及以上的市场化电力用户、负荷调节能力在 5000 千瓦及以上的负荷聚合商可直接参与需求响应市场交易。

参与需求响应市场交易的电力用户应具备响应负荷申报、负荷调节等能力；负荷聚合商视为单个用户参与需求响应市场

交易，应具备信息整合、负荷曲线分解、补偿费用分解、负荷控制与监测等能力。电力用户及负荷聚合商参与需求响应市场交易前应当完成市场成员注册，与电网企业签订需求响应合作协议，按时将用电数据信息上传至电网企业和市场运营机构。

代理电力用户选择的负荷聚合商应与电能量市场的售电公司保持一致。代理电力用户与负荷聚合商签订代理合同后，除负荷聚合商退出市场外，原则上一个交易周期内不得更换负荷聚合商。

本规则中的交易周期指：1月1日至12月31日，一个自然年。

第三十四条 市场初期，须建立需求响应资源库，资源库内的削峰响应总量应达到当年预计响应负荷的150%及以上，作为需求响应能力储备。原则上，约定削峰响应的时间段为7:00-9:00、18:00-23:00，约定填谷响应的时间段为11:00-17:00；应急响应时段根据电网实际运行情况发布。

第三十五条 每月底3个工作日内，按照预估的次月负荷余缺信息，电力用户提前申报次月每日削峰或者填谷交易信息，作为次月默认缺省申报参数。当电力用户用电情况发生较大变动时，市场主体应及时更新已申报的当月剩余自然日削峰或者填谷交易信息，若未按期更新，则按照缺省申报参数进行市场出清。

第三十六条 电力用户和负荷聚合商申报交易信息包括：

（一）所参与的市场类型：仅参与约定削峰或者填谷需求响应市场，仅参与应急削峰或者填谷需求响应市场，同时参与约定和应急削峰或者填谷需求响应市场；

(二) 削峰或者填谷可响应负荷, 单位为 MW;

(三) 削峰或者填谷可响应时段, 包括开始和结束时间, 按小时为单位申报;

(四) 削峰或者填谷最小持续响应时间, 单位为小时;

(五) 削峰或者填谷每个时段响应价格, 单位为元/MW·h。其中约定削峰响应价格上下限为 0-1000 元/MW·h; 约定填谷响应价格上下限为 0-500 元/MW·h。应急削峰响应价格上下限为 0-1500 元/MW·h; 应急填谷响应价格上下限为 0-750 元/MW·h。

当市场主体同时参与约定和应急削峰需求响应时, 市场主体申报的约定和应急响应负荷调节资源应为不同可调节资源, 同一日、同一时段参与约定与应急可调节负荷之和应小于等于其最大响应能力; 申请参与应急削峰响应的负荷应具备可立即中断或者可快速中断的特性, 以自动响应为主, 在接收到指令后, 实时确认参与并响应到位。

第三十七条 需求响应负荷应为电网实际运行负荷缺口的 1.2 倍, 负荷缺口曲线应符合电网爬坡条件。电力用户执行需求响应市场交易结果的自然日称为响应日 D, 执行时序如下:

D-2 日 18:00 前, 调度机构确定是否启动约定需求响应, 预发布 D 日需求响应区域、时段和负荷缺口信息。

D-1 日 12:00 前, 电力用户更新 D 日的申报信息, 若未更新则以缺省参数作为申报信息。

D-1 日 14:30 前, 调度机构根据最新电力供需平衡情况,

确定 D 日最终需求响应区域、时段和负荷缺口信息。

D-1 日 16:00 前，边际出清形成 D 日需求响应中标结果，并向电力用户进行结果发布，同时短信通知。

D-1 日 17:00 前，电力用户确认中标结果并按约定准备执行。D 日，调度机构提前 4 小时确定是否启动应急需求响应，发布响应区域、时段和负荷缺口信息。

D 日，需求响应技术支持系统提前 3 小时依据电力用户在月度或者日前申报的应急响应信息进行边际出清。

D 日，提前 2 小时向电力用户发布应急响应中标时段、响应负荷、边际价格。电力用户按中标信息执行响应。

第三十八条 需求响应市场出清价格采用边际价格，按照各时段申报价格由低到高排序进行边际出清，申报价格相同时，依据申报响应负荷由大到小依次出清，直至满足缺口或者出清完毕，最后一个中标用户按照剩余缺口负荷出清。

对于削峰响应负荷出清不足的时段，按照需求响应资源库中未申报对应时段削峰响应负荷的电力用户剩余响应能力等比例分摊，补偿价格按照正常申报用户边际价格的 50% 结算。

第三十九条 响应日 D，电力用户按照中标结果在对应时段调减或者增用电负荷。出现下列情形之一的，调度机构、电网企业有权在组织或者调用 4 小时前取消约定需求响应或者中止调用，并向电力用户发布；应急需求响应发布后不可取消或者中止。

（一）因天气变化、电网故障等原因造成新能源预测出现

较大偏差；

（二）因用户线路故障；

（三）因相关技术支撑平台故障等其他情况。

第四十条 基线负荷，是指电力用户正常用电的小时净平均负荷，基线中出现的最大负荷为基线最大负荷，最小负荷为基线最小负荷，根据基线计算出的算术平均负荷称为基线平均负荷。基线负荷分为参考基线和结算基线，参考基线是申报响应负荷的参考依据，结算基线用于计算实际响应负荷。按照工作日、非工作日和节假日类型，以正常用电日负荷数据为准分别计算结算基线负荷。

第四十一条 负荷响应率，为实际响应负荷占出清负荷的百分比。实施削峰需求响应时，响应时段最大负荷低于基线最大负荷、平均负荷低于基线平均负荷、持续时长不低于1小时且负荷响应率大于等于80%为有效响应，否则视为无效响应；实施填谷需求响应时，响应时段最小负荷高于基线最小负荷、平均负荷高于基线平均负荷、持续时长不低于1小时且负荷响应率大于等于80%为有效响应，否则视为无效响应。

第四十二条 电力用户的结算基线负荷与实际用电负荷之差的积分电量为需求响应补偿电量。按照各时段约定响应与应急响应的中标负荷占比，对约定与应急响应补偿电量进行分割，分别计算响应补偿费用。

电力用户参与需求响应市场的补偿收益，扣减考核费用之后，按月度形成待分摊的削峰、填谷总费用。当电力用户参与

削峰或者填谷需求响应时，其负荷响应率在 80%-120%之间时获取补偿，当负荷响应率低于 80%时纳入考核。具体公式如下：

响应补偿费用=Σ（日有效响应电量×出清价格×折算系数）-Σ（日中标响应电量×80%-实际响应电量）×出清价格×考核系数。其中，负荷响应率大于等于 80%且小于 90%，折算系数取 0.8；负荷响应率大于等于 90%且小于 100%，折算系数取 0.9；负荷响应率大于等于 100%且小于等于 120%，折算系数取 1；若负荷响应率大于 120%，有效响应负荷计为中标负荷的 120%，折算系数取 1。考核系数暂设置为 0.5。

第四十三条 削峰响应补偿费用由发用两侧按月分摊支付，具体分摊公式如下：

各火电厂、新能源场站、水电厂、市场化电力用户分摊削峰响应补偿费用 = [各火电厂、新能源场站、水电厂月度修正电量，市场化电力用户月度电量 / （省内参与分摊的所有火电厂修正电量 + 省内参与分摊的所有新能源场站修正电量 + 省内参与分摊的所有水电厂修正电量 + 省内参与分摊的所有市场化电力用户月度用电量）] × 月度削峰需求响应补偿总费用。

用户度电分摊费用按照分摊总费用与上月代理购电、市场化电力用户实际用电量相除得到。

第四十四条 填谷响应补偿费用由发电侧按照月度上网电量分摊支付，具体分摊方式如下：

各火电厂、水电厂、新能源场站分摊填谷响应补偿费用

=[各火电厂、新能源场站、水电厂月度修正电量/（省内参与分摊的所有火电厂修正电量+省内参与分摊的所有新能源场站修正电量+省内参与分摊的所有水电厂修正电量）]×月度填谷需求响应补偿总费用。

第四十五条 发生下列情形之一的，参与需求响应市场交易的电力用户可以申请免除考核。

（一）因电网临时检修、故障检修、电网约束等原因引起公用输配电设备受限或者电网运行方式调整较大，影响电力用户用电的情况；

（二）因电力用户受环保、能耗、限产、停产等政府主管部门特殊管控政策限制，导致用户无法正常参与需求响应的情况；

（三）因调度机构按规则中止需求响应交易执行的情况；

（四）因重大自然灾害、重大安全事件、社会异常事件等不可抗力导致电力用户设备停运的情况。

第四十六条 市场主体因计量等原因造成的结算费用差错，需按照修正后的计量数据重新计算补偿与分摊费用，在后续月份进行费用退补，差错退补追溯期原则上不超过3个月。

第六章 调频辅助服务市场交易

第四十七条 本规则所称调频辅助服务，是指发电机组、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。

第四十八条 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总合。

第四十九条 调频里程，是指某段时间内发电单元响应 AGC 控制指令的调节里程之和。其中，发电单元每次响应 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： $D = \sum_{i=1}^n D_i$

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。

第五十条 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源监管局印发的《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%。

调频市场 AGC 综合性能指标系数上限暂定为 1.5。

第五十一条 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。

第五十二条 发电单元标准 AGC 容量是指发电单元可以自动调节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

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节容量需求的 20%；中标发电单元调频容量不超过其标准 AGC 容量。

第五十三条 调频辅助服务市场交易采用日前报价、日内出清模式。

第五十四条 各市场主体以 AGC 发电单元为单位，可以在电力运营机构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。

第五十五条 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，同时上报发电单元出力上、下限。

第五十六条 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市场主体。

实际运行中，因市场主体未参与调频辅助服务市场申报，导致某一时段系统调频容量不足时，电力调度机构可依据电网需求，临时调用未申报机组参与该时段调频服务，其调频里程收益按调频里程报价上限 50% 结算。

第五十七条 中标市场主体单元在对应中标时段的起始（结束）时刻，技术支持系统自动切换 AGC 模式。

第五十八条 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：

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

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 为发电单元第 i 个交易周期的 AGC 综合性能指标平均值。

第五十九条 调频辅助服务市场补偿费用，在全网当月运行机组和市场化电力用户之间进行分摊，具体分摊公式如下：

各火电厂、新能源场站、水电厂、市场化电力用户调频补偿费用分摊金额 = [各火电厂、新能源场站、水电厂月度修正电量、市场化电力用户月度电量 / (省内参与分摊的所有火电厂修正电量 + 省内参与分摊的所有新能源场站修正电量 + 省内参与分摊的所有水电厂修正电量 + 省内参与分摊的所有市场化电力用户月度用电量)] × 调频市场月度里程补偿总费

第六十条 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。

第七章 市场组织与竞价

第六十一条 每个工作日 8 时前，中标月度调峰容量市场的火电机组申报次日最大调峰能力和发电能力。

第六十二条 每个工作日 8 时前，中标月度调峰容量市场的独立储能申报次日最大充放电电力等信息。

第六十三条 每个工作日 8 时前，有意愿提供调频服务的市场主体申报次日机组调频里程价格。

第六十四条 电网企业每年组织排查更新需求响应资源

库，按月组织电力用户申报需求响应交易信息。

第八章 计量与结算

第六十五条 因参与辅助服务市场，影响电厂发电量，按电能量市场有关规则处理。

第六十六条 辅助服务结算按“日清月结”原则执行，在电量结算时统一兑现。

第六十七条 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。

第六十八条 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。跨省调峰费用，根据省内调峰容量市场分摊比例执行。

第六十九条 新能源场站、水电厂和火电厂辅助服务分摊金额均设置上限，当月度统计周期内新能源场站、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。

火电厂分摊金额上限=火电厂实际发电量×全省火电厂当月平均上网电价×修正系数

新能源场站分摊金额上限=新能源场站实际发电量×全省新能源场站当月平均上网结算电价（不含补贴部分）×新能源修正系数

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

其中，火电厂的修正系数为 0.15，新能源场站修正系数为 0.25，水电厂的修正系数为 0.15；每月发电厂分摊费用最高不超过当月结算电费。

第七十条 市场初期，暂设市场化电力用户月度辅助服务市场分摊电费上限为 0.01 元 / kw · h，超出部分不再进行分摊。

第七十一条 当发电企业、市场化电力用户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，消减费用按如下公式计算：

各发电企业、市场化电力用户的缺额消减费用 = (各发电企业、市场化电力用户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

第七十二条 每月第 8 个工作日前，电网企业推送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。

第七十三条 甘肃电力调度机构于每月第 12 个工作日前，向区域电力调度机构、甘肃电力交易机构、电网企业提供全省发电侧上月辅助服务调用结果、出清价格。

第七十四条 甘肃电力交易机构、电网企业每月第 15 个工作日前，向甘肃电力调度机构返回全省上月发电企业、市场化电力用户辅助服务补偿及分摊结果。

第七十五条 甘肃电力调度机构，每月第 18 个工作日前，将上月辅助服务补偿及分摊结果向各市场主体进行公示，并将各

电厂确认后执行结果报送能源监管机构和区域电力调控机构。

第七十六条 甘肃电力交易机构和电网企业依据公示并经市场主体确认后的辅助服务市场执行结果进行结算。

第七十七条 市场化电力用户、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单行列支，据实结算。

第九章 信息发布

第七十八条 电网企业、市场运营机构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。

第七十九条 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。

第八十条 当日信息由甘肃电力调度机构、电网企业在3个工作日内进行发布。各市场主体如对日信息有异议，应当于发布后次日的15时前向甘肃电力调度机构提出核对要求。

第八十一条 甘肃电力调度机构、甘肃电力交易机构、电网企业应当在每月开始的18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3个工作日内向信息发布机构、单位提出核对要求。

第八十二条 市场运营机构在厂网联席会上发布辅助服务

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。

第十章 市场监管及干预

第八十三条 能源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》等法律、法规相关规定进行处理。

第八十四条 有下列情形之一的，能源监管机构可对市场进行干预，也可授权市场运营机构对市场进行临时干预，临时干预情况报送能源监管机构，并向市场主体公布。

（一）电力系统发生重大事故危及电网安全的情况；

（二）市场主体滥用市场力、恶意串通操纵市场及其他严重影响交易结果的情况；

（三）市场交易平台、技术支持系统发生故障，或者因不可抗力，导致市场化交易无法正常开展的情况；

（四）市场未按照规则运行和管理，市场运营规则不适应市场运行需要，必须进行重大修改的情况；

（五）其他必要情况。

第八十五条 市场干预的主要手段包括以下方式：

（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）调整折算系数及惩罚因子；

(四) 暂停市场交易，处理和解决问题后重新启动。

第八十六条 干预市场期间，甘肃电力调度机构应当采取措施保证电力系统安全，记录干预过程，并向能源监管机构报告。能源监管机构负责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。

第八十七条 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，可以采取以下方式处置：

- (一) 自行协商解决；
- (二) 协商无法达成一致时，可以申请能源监管机构调解；
- (三) 直接向人民法院提起诉讼。

第十一章 附则

第八十八条 本规则由甘肃能源监管办负责解释。

第八十九条 本规则自 2023 年 2 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〔2021〕72 号）同时废止。

需求响应市场名词解释

1. **基线负荷定义**。基线负荷指未实施需求响应和有序用电时电力用户的小时平均用电负荷。电力需求响应市场基于基线负荷和实际用电情况计算响应负荷，分为工作日、非工作日和节假日三种类型。

2. **基线负荷分类**。基线中出现的最大负荷称为基线最大负荷，出现的最小负荷称为基线最小负荷，根据基线计算出的算术平均负荷称为基线平均负荷。

3. **参考基线制定**。选取每月 25 日之前 30 个正常用电日作为参考日，将参考日的小时平均用电负荷作为次月每日基线负荷曲线。负荷聚合商的基线负荷为其所代理用户的基线叠加。月度基线仅作为用户每月申报次月每日削峰或者填谷响应负荷曲线的参考依据，不作为需求响应效果评价计算的依据。

4. **工作日结算基线制定**。选取邀约日（D-1 日）前，通过用电信息采集系统可获取计量数据的 5 个正常用电工作日作为参考日，剔除日电量低于 5 个参考日平均电量 25% 或者高于 5 个参考日平均电量 200% 的样本，形成参考日的小时平均用电负荷作为结算基线。负荷聚合商的基线负荷为其所代理用户的基线叠加。

正常用电日指未实施需求响应、有序用电、或者其他限电管控措施的自然日。

5. **非工作日或者国家法定节假日结算基线制定。**选择邀约日（D-1日）前，通过用电信息采集系统可获取计量数据的5个正常用电的非工作日或者国家法定节假日作为参考日。具体基线计算方法与工作日相同。

6. **结算基线的更新。**工作日、非工作日、国家法定节假日结算基线负荷作为需求响应市场出清、响应效果评价的依据，每日滚动更新计算结算基线负荷曲线。

抄送：国家发展改革委。

甘肃能源监管办综合处

2022年12月30日印发

