

国家能源局甘肃监管办公室文件

甘监能市场〔2020〕17号

签发人：仇毓宏

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》(2020年修订版) 的通知

国网甘肃省电力公司，甘肃电力交易中心有限公司，省内有关发电（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，推动辅助服务市场化进程，推进大规模电池储能项目尽快发挥作用，我办在广泛征求各电力企业意见基础上，对《甘肃省电力辅助服务市场运营规则（暂行）》（甘监能市场〔2019〕147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》（2020

年修订版) (以下简称《规则》), 并于 2019 年 12 月 13 日专员办公会审议通过。现将修订后的《规则》印发你们, 请遵照执行, 并将有关事项通知如下:

一、《规则》修订遵循公平公正、安全保障、稳妥推进的基本原则, 充分听取了各方诉求, 尽量贴近地方政府、企业和市场需求。主要修订内容为第七章“电储能资源交易”。依法进入甘肃电力辅助服务市场的储能企业, 均可依据修订后《规则》参与市场竞争。

二、甘肃是全国第一批电力现货市场建设试点之一, 在推进现货市场试点建设中, 部分市场主体反映现货市场和调峰辅助服务市场存在衔接问题, 请有关单位密切关注、深入研究, 做好相关工作。

执行中如遇重大问题, 请及时报告我办。

附件: 《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》(2020 年
修订版)



附件：

甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则 (2020年修订版)

第一章 总则

第一条 为建立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,制定本规则。

第二条 本规则依据《电力监管条例》(国务院令第432号)、《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、《国家能源局关于印发2016年体制改革工作要点的通知》(国能综法改〔2016〕57号)、《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》(电监市场〔2006〕43号)、《国家能源局关于印发完善电力辅助服务补偿(市场)机制工作方案的通知》(国能发监管〔2017〕67号)、《国家能源局关于同意启动宁夏、广东、甘肃电力辅助服务市场试点实施工作的复函》(国能函监管〔2017〕117号)以及国家有关法律、法规及行业标准制定。

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,甘肃电力辅助服务市场所有成员必须遵守本规则。

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 甘肃电力辅助服务市场包括市场运营机构和市场主体。

第六条 甘肃电力辅助服务市场运营机构为甘肃电力调度控制中心及甘肃电力交易中心有限公司。

甘肃电力调度控制中心主要职责是：

- (一) 管理、运营甘肃电力辅助服务市场；
- (二) 建设、维护市场交易的技术支持平台；
- (三) 依据市场规则组织交易、按照交易结果进行调用；
- (四) 发布实时市场信息；
- (五) 评估市场运行状态，对市场规则提出修改意见；
- (六) 紧急情况下中止市场运行，保障系统安全运行；
- (七) 向甘肃能源监管办提交电力辅助服务调用结果。

甘肃电力交易中心有限公司职责：

- (一) 与市场主体进行结算；
- (二) 发布月度结算信息。

第七条 电力辅助服务市场的市场主体为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暂不参与电力辅助服务市场。

第八条 市场主体的职责:

- (一) 按规则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、应急启停）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。

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严格执行调度指令，要以确保电力安全、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，调度有权终止调用。

第十三条 发电机组、需求侧资源、电储能等各类市场主体参与深度调峰时，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。

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在甘肃能源监管办备案的甘肃电网月度调度（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，须能够按照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%，有偿调峰基准点应是一个体现市场供求关系的动态平衡点，甘肃能源监管办可根据电网调峰缺口、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，火电企业分两档浮动报价，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%≤负荷率<50%	0.4	0
第二档	负荷率<40%	1.0	0.4

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，编制全网或区域（河东区域、河西区域、酒泉区域）日前调用预计划，日内由电力调度机构按电网运行情况，进行全网

或区域（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序调峰分档区间内平均负荷率低于有序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阶梯电价进行统计，计算方式如下：

公式：火电厂实时深度调峰获得费用 = $\sum_{i=1}^2$ (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。

（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：

公式：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

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

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：

公式：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:

公式: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 为规范市场交易行为,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 火电应急启停交易的出让对象是风电、光伏、水电及未达到有偿调峰基准的火电厂。

第三十一条 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	50
20	80
30	110
60	200
100	300

第三十二条 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。

第三十三条 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：

公式：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

第三十四条 需求侧资源为随时可调用的，能够在负荷侧为电网提供调峰辅助服务的用电负荷项目。

第三十五条 需求侧资源用电价格按照国家有关电价政策执行。

第三十六条 参与调峰辅助服务交易的需求侧资源用户最小用电电力须达到 1 万千瓦及以上，且能够将实时用电信息上传至省调，并接受调度机构指挥。

第三十七条 需求侧资源用户在调峰辅助服务平台开展集中交易。

需求侧资源用户向调峰辅助服务平台申报交易时段、15 分钟用电电力曲线、意向价格等内容。市场初期，需求侧资源电力用户申报补偿价格的上限为 0.2 元/千瓦时。

第三十八条 需求侧资源交易模式为日前申报、日内调用。由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。

第三十九条 当需求侧资源用户如约履行合同时，电网企业按以下方式计算需求侧资源用户的补偿费用：

需求侧资源用户获得的调峰补偿费用 = Σ 调用电量 \times 申报价格

需求侧资源用户交易的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支付。具体支付费用按照以下方式计算：

公式：各火电厂、水电厂、风电场、光伏电站支付需求侧用户的费用 = (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) × 需求侧资源用户获得的调峰服务总费用

第七章 电储能资源交易

第四十条 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。

第四十一条 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，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。

第四十二条 在火电企业计量出口内建设的电储能设施，可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。

第四十三条 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，电储能设施与新能源场站视为整体，其电储能充电能力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，储能新能源也可根据电网需要整体参与甘肃电网调峰、调频辅助服务交易。

第四十四条 电力用户计量出口内建设的电储能设施，由用户自行进行充、放电管理，不得上网。

第四十五条 电厂或用户计量出口外的电储能设施，可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，虚拟电厂也可根据电网需要参与电网调峰、调频辅助服务交易。

第四十六条 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，协议签订的电量应满足储能运行需求。

第四十七条 储能新能源及虚拟电厂参与辅助服务市场，其电储能设施应具备发电自动控制功能（AGC），其性能必须满足电网相关要求并接入电力调度机构，实现充、放电等信息实时上传，以满足调度运行指挥需要。

第四十八条 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。由储能新能源或虚拟电厂在调峰辅助服务平台开展集中交易，申报内容包含交易时段、15分钟充电电力、交易价格等内容的交易意向，市场初期申报价格的上限0.5元/千瓦时。

第四十九条 储能新能源、虚拟电厂参与调峰辅助服务市场时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。

第五十条 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。

第五十一条 储能新能源、虚拟电厂存储的电能，可通过参与调频辅助服务市场交易或根据电网需求按调度指令释放。

第五十二条 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 = $\sum_{i=1}^n (\text{第}i\text{次调峰电量} \times \text{第}i\text{次出清价格})$

第五十三条 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)。

第五十四条 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。

第五十五条 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

第五十六条 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。

第五十七条 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。

第五十八条 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。

第五十九条 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%。

第六十条 电储能资源在非弃风弃光时段可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。

第六十一条 提供调频辅助服务的主体应满足以下技术要求:

(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。

第六十二条 发电单元标准调频容量是指发电单元可自动调频的向上或向下的调节范围。

火电单元标准调频容量=额定容量 $\times 1.5\% \times 15$ 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。

第六十三条 调频市场交易采用日前报价、日内出清模式。

第六十四条 各市场主体以 AGC 发电单元为单位, 可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 15 元/兆瓦, 申报价格的最小单位是 0.1 元/兆瓦。

第六十五条 水电厂参与调频市场交易时应考虑水库运行情况, 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。

第六十六条 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。

第六十七条 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。

第六十八条 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:

$$\text{中标单元月度调频里程补偿费用} = \sum_{i=1}^n (D_i \times \rho_i \times K_i)$$

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。

第六十九条 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)

第七十条 调频中标单元出现以下情况之一, 将取消对应中标时段的调频里程补偿。

- (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

第七十一条 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, 最大出力应考虑机组因自身原因造成的受阻电力。

第七十二条 每个工作日 8 时前, 有意愿参与电力调峰服务市场集中交易且满足要求的电储能资源、需求侧资源向电力辅助服务平台申报交易期间意向价格、日用电曲线, 包括用电时段及每 15 分钟用电功率曲线。

第七十三条 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机组应急启停价格。

第七十四条 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机组调频里程价格。

第七十五条 电力辅助服务平台每个工作日 16 时前发布经安全校核后的次日深度调峰申报电力、调频里程及价格汇总结果。

第十章 计量与结算

第七十六条 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。

第七十七条 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。

第七十八条 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。

第七十九条 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。

第八十条 风电厂、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厂、光伏电站、水电厂和火电厂通过分摊办法计算得出的应承担费用大于分摊金额上限时，按分摊金额上限进行支付。

公式：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 $\times 0.15$

风电场、光伏电站分摊金额上限 = 电厂实际发电量 \times 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） $\times 0.25$

水电厂分摊金额上限 = 水电厂实际发电量 \times 水电厂当月平
均上网电价 $\times 0.15$

每月发电厂分摊费用最高不超过当月结算电费。

第八十一条 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：

公式：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) \times 辅助服务补偿费用总缺额

第八十二条 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中心有
限公司。

第八十三条 甘肃电力调度控制中心每月第 10 个工作日内
向西北电力调控分中心、甘肃电力交易中心有限公司提交全省各
电厂上月辅助服务补偿（分摊）电量及价格。

第八十四条 甘肃电力交易中心有限公司第 12 个工作日内
向甘肃电力调度控制中心返回全省上月辅助服务补偿及分摊结
果。

第八十五条 甘肃电力调度控制中心每月第 12 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甘肃能源监管办审核，同时报送西北电力调控分中心。

第八十六条 国网甘肃省电力公司财务部、营销部，甘肃电力交易中心有限公司依据甘肃能源监管办审核结果进行结算。

第十一章 信息发布

第八十七条 电网企业应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。

第八十八条 市场信息分为日信息、月度信息以及季（年）度信息，内容应体现所有市场主体的辅助服务补偿和分摊情况，包括且不限于补偿/分摊对象、时段、电力、电量、价格、费用等信息。

第八十九条 当日信息由甘肃电力调度控制中心在下一个工作日 12 时前发布。各市场主体如对日信息有异议，应于发布之日的 15 时前向甘肃电力调度控制中心提出核对要求。甘肃电力调度控制中心每日 17 时前发布确认后的统计结果。

第九十条 甘肃电力调度控制中心、甘肃电力交易中心有限公司应在每月开始的 12 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，应于发布之日起 24 小时内向甘肃电力调度控制中心、甘肃电力交易中心有限公司提出核对要求。甘肃电力调度控制中心、甘肃电力交易中心有限公司于次日 17 时前发布确认后的统计结果。

第九十一条 甘肃电力调度控制中心、甘肃电力交易中心有

限公司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

第九十二条 甘肃能源监管办对辅助服务市场运行进行监督管理。

第九十三条 甘肃电力调度控制中心、甘肃电力交易中心有限公司应按照甘肃能源监管办要求报送相关信息。

第九十四条 甘肃能源监管办可采取现场或非现场方式对本规则实施情况开展检查，对市场主体和市场运营机构违反有关规定的行为依法依规进行处理。

第九十五条 发生以下情况时，甘肃能源监管办可对市场进行干预，也可授权市场运营机构进行临时干预：

（一）市场主体滥用市场力、串谋及其他严重违约等情况导致市场秩序受到严重扰乱；

（二）电力系统或调峰服务平台发生故障，导致市场无法正常进行时；

（三）其他必要情况。

第九十六条 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。

第九十七条 因辅助服务交易、调用、统计及结算等情况存在争议的，由甘肃能源监管办调解处理。

第十三章 附则

第九十八条 本规则由甘肃能源监管办负责解释。

第九十九条 甘肃能源监管办根据市场实际运行情况，组织对相关标准和条款进行修改。

第一百条 本规则与《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》相衔接，有偿调峰服务、调停备用服务、AGC 贡献电量合格率相关内容不重复补偿和分摊，未纳入本规则部分，仍按西北区域“两个细则”执行。

第一百〇一条 本规则自印发之日起执行，原《甘肃省电力辅助服务市场运营规则（暂行）》（甘监能市场〔2019〕147号）同时废止。

抄送：甘肃省发改委、甘肃省工信厅

甘肃能源监管办综合处

2020年1月20日印

