

国家能源局西北监管局 陕西省发展和改革委员会

西北监能市场〔2019〕82号

关于印发《陕西电力辅助服务市场运营规则 (试行)》的通知

国家电网公司西北分部，国网陕西省电力公司，陕西省地方电力（集团）有限公司，陕西电力交易中心有限公司，陕西各有关发电企业：

为贯彻《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，落实《国家能源局2019年能源工作指导意见》工作要求，缓解陕西电力

运行中的调峰、供热、新能源消纳等方面存在的问题，西北能源监管局会同陕西省发展改革委在陕西启动了电力辅助服务市场建设工作，并研究制定了《陕西电力辅助服务市场运营规则（试行）》（见附件）。现印发给你们，请遵照执行。

一、请各有关企业高度重视，进一步提高思想认识，认真组织学习《陕西电力辅助服务市场运营规则（试行）》，积极参与电力辅助服务市场，确保电网安全稳定经济运行，有效促进新能源消纳。

二、陕西电力调控中心要按照通知要求，加快技术支持系统建设、调试及功能完善，尽早投入试运行，为正式运行积累经验，创造条件。

三、规则实施过程中如有重大问题，请及时报告西北能源监管局。

附件：陕西电力辅助服务市场运营规则（试行）



国家能源局西北监管局



陕西省发展和改革委员会

2019年12月19日

附件

陕西电力辅助服务市场运营规则 (试行)

第一章 总则

第一条 为规范调峰辅助服务管理，发挥市场在资源配置中的决定性作用，保障陕西电网安全、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 本规则制定依据《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)、《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》(电监市场〔2006〕43号)、《关于印发〈西北区域发电厂并网运行管理实施细则〉及〈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)、《电网运行准则》(GB/T31464-2015)及国家有关法律、法规及行业标准。

第三条 本规则适用于陕西省级及以上调度机构调管的并网发电机组，电力用户及独立辅助服务提供商条件成熟后可参与市场。陕西电力辅助服务市场所有成员必须遵守本规则。

第四条 本规则所称辅助服务是指为维护电力系统的安全稳定运行，保证电能质量，由并网发电厂、电力用户或独立的

辅助服务供应商提供的除正常电能生产以外的市场化辅助服务。本规则中的辅助服务主要包括有偿调峰交易、调停备用交易，条件成熟后开展可调节负荷交易和电储能交易等品种。随着后期现货市场体系逐步建立，推动调峰辅助服务市场与现货市场融合，利用实时市场价格信号引导火电机组参与深度调峰，不断优化市场运行效率。

第五条 电力辅助服务交易以确保电力安全为前提，发电企业、电力用户或独立的辅助服务供应商参与辅助服务市场要严格执行调度指令。

第六条 国家能源局西北监管局（以下简称“西北能源监管局”）、陕西省发展和改革委员会（以下简称“陕西省发展改革委”）负责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

第七条 陕西电力辅助服务市场包括市场运营机构和市场主体。陕西电力辅助服务市场运营机构为陕西电力调度控制中心及陕西电力交易中心有限公司。

第八条 陕西电力调度控制中心主要职责：

- （一）管理、运营陕西电力辅助服务市场；
- （二）建设、维护辅助服务市场的技术支持平台；

(三) 依据市场规则组织辅助服务市场交易，按照交易结果进行调用；

(四) 将辅助服务市场交易结果送达电力交易机构；

(五) 对市场交易执行结果进行统计考核；

(六) 发布市场信息；

(七) 评估市场运行状态，对市场规则提出修改意见；

(八) 紧急情况下中止市场运行，保障系统安全运行；

(九) 向西北能源监管局提交相关市场信息，接受监管。

第九条 陕西电力交易中心有限公司主要职责：

(一) 与市场主体进行结算，出具结算依据；

(二) 发布月度结算信息。

第十条 电力辅助服务市场的市场主体为陕西省级及以上调度机构调管的并网发电厂(包括火电、风电、光伏等)，以及经市场准入的电储能和可调节负荷电力用户。新建并网机组通过整套启动试运行后纳入辅助服务市场范围。

第十一条 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

第十二条 本规则所指调峰辅助服务是指并网发电机组、可调节负荷或电储能装置，按照电网调峰需求，平滑、稳定调整机组出力、改变机组运行状态或调节负荷所提供的服务。

第十三条 调峰辅助服务分为基本（义务）调峰服务和有偿调峰服务。基本（义务）调峰服务是指火电机组运行负荷率在50%以上的发电调节服务，不给予补偿。有偿调峰服务在陕西电力辅助服务市场中交易，暂包含深度调峰交易、调停备用交易，条件成熟后开展可调节负荷交易和电储能交易。

第十四条 辅助服务市场中的火电机组开机基准方式根据陕西电网月度机组组合确定。

第十五条 有偿调峰辅助服务电量，不影响发电企业已取得的电量计划。

第十六条 调峰辅助服务在调度机构调用后方产生费用和补偿，机组自身原因需带低负荷运行及机组启停期间负荷率较低等情况均不计为调峰辅助服务。

第十七条 调峰辅助服务应遵循“提供者受益，享用者承担”的原则，因电网阻塞导致的局部电网范围内的调峰辅助服务调用，应在局部电网内进行分摊结算。

第四章 深度调峰交易

第十八条 深度调峰交易是指火电厂开机机组通过调减出

力，使火电机组平均负荷率小于有偿调峰基准（额定容量的50%）时提供服务的交易。火电机组提供深度调峰服务，需能够按照电力调度机构的指令，满足调节速率要求，随时平滑稳定地调整机组出力。

第十九条 火电机组（含供热机组）有偿调峰基准为其额定容量的50%。

第二十条 深度调峰交易的购买方是风电、光伏以及出力未减到有偿调峰基准的火电机组。

第二十一条 负荷率是机组发电电力与机组额定容量之比，以15分钟为单位统计周期，计算机组的平均负荷率。平均负荷率小于有偿调峰基准时获得补偿，平均负荷率大于等于有偿调峰补偿基准时参与分摊调峰补偿费用。

火电厂机组容量以电力业务许可证（发电类）上容量为准。

第二十二条 在新能源出力为零且电网存在调峰缺口的时段，所有火电机组负荷率均已低于或等于有偿调峰基准（额定容量的50%），将有偿调峰基准临时调整为该时段内所有火电机组的平均负荷率，火电机组平均负荷率小于临时有偿调峰基准时获得补偿，平均负荷率大于或等于临时有偿调峰基准时参与分摊调峰补偿费用。该时段结束后，有偿调峰基准恢复至额定容量的50%。

第二十三条 单位计量周期（15分钟）是交易量计算的基本时间单位，在每个计量周期中计算调峰服务购、售双方收支

费用。

第二十四条 下列情况不参与调峰辅助服务市场补偿及分摊

(一) 机组并网后 6 小时、停机前 3 个小时不参与补偿。机组并网后 6 小时出力仍未增加至最小技术出力的，取消该机组当天辅助服务市场所应得补偿资金；

(二) 火电机组自身原因减出力至有偿调峰基准以下；

(三) 电网事故处理时。

第二十五条 深度调峰交易采用“阶梯式”报价方式和价格机制，发电企业分两档浮动报价，具体分档及报价上、下限见下表：

报价档位	火电厂负荷率	报价下限 (元/kWh)	报价上限 (元/kWh)
第一档	$40% < \text{负荷率} < 50\%$	0.1	0.32
第二档	$\text{负荷率} \leq 40\%$	0.32	0.75

第二十六条 深度调峰交易方式为日前组织、日内调用。电力调度机构根据电网运行需要在次日编制计划时，按照日前竞价结果由低到高依次进行预调用。日内根据电网运行及新能源发电情况按日前竞价结果由低到高依次调用（竞价相同时按等比例调用），作为深度调峰交易正式出清结果。

第二十七条 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，档内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。

第二十八条 火电厂获得补偿费用根据开机机组不同时段调峰深度所对应的阶梯电价进行统计，计算方式如下：

$$\text{公式：火电厂深度调峰获得费用} = \sum_{i=1}^2 (\text{第}i\text{档有偿调峰电量} \times \text{第}i\text{档实际出清电价})$$

第二十九条 深度调峰有偿服务补偿费用由省内负荷率大于有偿调峰基准的火电厂、风电场、光伏电站按照调用时段共同分摊。

(一) 火电厂分摊方法：参与分摊的火电厂根据实际负荷率的不同，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：调峰分摊金额 = 【火电厂修正后发电量 / (区内参与分摊的所有火电厂修正后总发电量 + 区内参与分摊的所有风电场、光伏电站总发电量)】 × 调峰补偿总金额

$$\text{火电厂修正后发电量} = \sum_{i=1}^3 (\text{第}i\text{档实际发电量} \times \text{修正系数}k_i)$$

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 60% 部分为第一档，负荷率在 60% 至 70% 之间部分为第二档，负荷率高于 70% 部分为第三档，对应三档的修正系数分别为 $k_1 = 1$ 、 $k_2 = 2$ 、 $k_3 = 3$ 。

(二) 风电场、光伏电站分摊方法：参与分摊的风电场、光伏电站根据实际发电量比例进行分摊。具体分摊金额按照以下方式计算：

公式：调峰分摊金额 = 【风电场、光伏电站发电量 / (区内参与分摊的所有火电厂修正后总发电量 + 区内参与分摊的所有风电场、光伏电站总发电量)】 × 调峰补偿总金额

第三十条 所有参与调峰的发电企业深度调峰分摊金额均设置上限，当每个结算周期内风电场、光伏电站和火电厂通过上述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：火电厂支付上限 = 火电厂实际发电量 × 本省燃煤机组标杆电价 × 0.25

风电场、光伏电站分摊金额上限 = 风电场、光伏电站实际发电量 × 本省燃煤机组标杆电价 × 0.5

第三十一条 因某发电企业支付费用达到上限，导致深度调峰分摊费用存在缺额时，缺额部分由其余未达到支付上限的发电企业按其修正后发电量比例承担，按如下方法循环计算：

公式：未达到支付上限各发电企业承担的费用缺额 = (发电企业修正后发电量 / 未达到支付上限发电企业总修正后发电量) × 深度调峰费用总缺额

第三十二条 全部参与分摊的发电企业支付费用均达到上

限后，深度调峰费用仍存在缺额时，缺额部分由负荷率低于有偿调峰基准的火电厂在其获得费用中消减，消减费用按如下方法计算：

公式：各火电厂的缺额消减费用 = （各火电厂获得深度调峰费用 / 深度调峰总费用） × 深度调峰费用总缺额

第三十三条 火电企业在计量关口出口内建设的储能设施，由电力调度机构监控、记录其实时充放电状态，视为深度调峰设施，在深度调峰交易中抵减机组发电出力进行费用计算及补偿，最多可抵减至出力为零，对抵减后出力为负的部分不予补偿。储能调峰设施不影响机组最小运行方式核定，不影响机组上网电量合同执行。

第五章 调停备用交易

第三十四条 调停备用交易是指通过机组启停为新能源消纳提供调峰容量的交易。包含火电停备和火电应急启停交易。

第三十五条 火电停备是指未在月度机组组合中安排但因新能源消纳等原因按调度指令超过 72 小时的停机备用。按机组额定容量 0.1 万元/万千瓦·天进行补偿，补偿时间不超过 7 天。

第三十六条 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，并纳入两个细则考核。

第三十七条 火电停备补偿费用按照各未达到有偿调峰基准的火电厂、风电场、光伏电站月度深度调峰补偿费用的承担比例进行支付。具体支付费用按照以下方式计算：

公式：各火电厂、风电场、光伏电站火电停备支付费用=(各未达到有偿调峰基准火电厂、风电场、光伏电站月度深度调峰支付费用/月度深度调峰总支付费用) × 月度计划停备总费用

第三十八条 火电应急启停交易是指电力调度机构根据电网安全运行实际需要，按照日前各机组单位可释放容量价格由低到高依次调停火电机组（不超过 72 小时），为电网提供的调峰服务。单位可释放容量价格相同的，优先安排发电能力受限较多、电煤库存较少、电网支撑作用较小的机组参与应急启停交易。

第三十九条 多台机组同时参与应急启停调峰交易但不能同时恢复运行时，优先安排发电能力受限较少、调峰能力较强、电煤库存较多、电网支撑作用较大的机组恢复。

第四十条 火电机组应急启停交易可释放容量是指火电机组日前申报的最低出力（包含深度调峰部分）。单位可释放容量价格为应急启停调峰报价与可释放容量之比。

第四十一条 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）	启停容量费用报价上限（万元/次）
10	50
20	80
30	110
60	200
100	300

第四十二条 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。

第四十三条 当应急启停调峰交易申报机组台数不能满足电网调峰安全需要时，申报应急启停调峰交易的机组按照市场出清价格结算。未申报应急启停调峰交易的机组由电力调度机构对各机组按照距上次应急启停调峰时间、机组发电能力受限、电煤库存等情况进行综合排序，优先安排距离上次启停调峰时间较长、发电能力受限较多、电煤库存较低的机组参与应急启停调峰，应急启停调峰交易的启停容量费用为各级别机组报价上限的 30%。

第四十四条 火电机组应急启停费用按照各未达到有偿调峰基准的火电厂、风电场、光伏电站应急启停期间深度调峰补偿费用的承担比例进行支付。具体支付费用按照以下方式计算：

公式：各火电厂、风电场、光伏电站应急启停支付费用 = （各未达

到有偿调峰基准的火电厂、风电场、光伏电站应急启停期间深度调峰支付费用/应急启停期间深度调峰总支付费用) × 应急启停总费用

第六章 市场组织与竞价

第四十五条 有关发电企业、可调节负荷用户、电储能等将双边协商达成的可调节负荷交易、电储能交易意向提前3个工作日提交辅助服务平台，由电力调度机构校核通过后执行。

第四十六条 每日8时前，有意愿提供深度调峰服务的火电厂向辅助服务平台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。

第四十七条 每日8时前，有意愿提供应急启停调峰服务的火电厂向辅助服务平台申报机组应急启停报价。

第四十八条 辅助服务平台每交易日16时前发布经安全校核后的次日深度调峰申报电力及价格汇总结果等市场信息。

第七章 交易结果执行

第四十九条 在保障电网安全运行前提下，根据“价格优先、按需调度”的原则，对辅助服务不同交易品种，优先调用无偿及低价的辅助服务资源。在省内辅助服务市场和跨省辅助

服务市场高度融合后，应根据辅助服务交易价格由低到高依次调用跨省或省内辅助服务交易。

第五十条 为保证电网安全运行，电力调度机构在特殊情况下可根据电网调峰需求采取临时增加或中止运行机组调峰资源、安排机组应急启停调峰等措施。

第五十一条 火电发电企业负责厂内设备运行与维护，确保能够根据电力调度机构指令提供符合规定标准的调峰服务。

第五十二条 为规范市场运行机制，避免各发电企业盲目逐利的行为，对因自身原因导致日内调峰能力与日前上报竞价情况不符的火电厂进行相应的考核：

$$\text{考核罚金} = \text{减少的有偿调峰电量} \times \text{出清电价} \times 2$$

获得的考核罚金优先补充深度调峰服务基金，以弥补因火电厂或风电场、光伏电站分摊的深度调峰费用达到分摊金额上限，导致深度调峰补偿金额存在的缺额。

第八章 计量与结算

第五十三条 电网企业按照调度管辖范围记录所辖并网发电厂辅助服务交易、调用、计算和结算等情况。

第五十四条 辅助服务计量的依据为：电力调度指令、系统采集的实时数据、电量数据等。

第五十五条 辅助服务费用实行专项管理，按照收支平衡原则，统一进行结算。

第五十六条 调峰服务费用的结算方式采用日清月结的方式。

第九章 信息发布

第五十七条 电力调度机构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。辅助服务市场信息分为日信息及月度信息，内容包括调度管辖范围内所有发电企业的调峰服务补偿和分摊对象、时段、电力、电量、价格、费用等。

第五十八条 当日信息由电力调度机构在下一个工作日 12 时前发布。各发电厂如对日信息有异议，应于发布之日的 14 时前向电力调度机构提出核对要求。电力调度机构每日 17 时前发布确认后的统计结果。

第五十九条 电力调度机构应在每月第 8 个工作日内发布上月辅助服务市场月度信息，报送西北能源监管局和上级调度机构。

第十章 市场监管

第六十条 西北能源监管局、陕西省发展改革委对辅助服务市场运行进行监督管理。

第六十一条 市场运营机构应将辅助服务交易情况等信息报西北能源监管局、陕西省发展改革委备案。

第六十二条 西北能源监管局会同陕西省发展改革委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依法依规进行处理。

第六十三条 发生以下情况时，西北能源监管局会同陕西省发展改革委可对市场进行干预，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）电力系统或辅助服务平台发生故障，导致市场无法正常进行时；

（三）其他必要情况。

第六十四条 市场干预的主要手段包括：

（一）调整有偿调峰基准；

（二）调整市场限价；

（三）制定或调整市场临时交易机制；

（四）暂停市场交易，处理和解决问题后重新启动。

第六十五条 因辅助服务交易、调用、统计及结算等情况

存在争议的，由西北能源监管局会同陕西省发展改革委裁决。

第十三章 附则

第六十六条 本规则由西北能源监管局、陕西省发展改革委负责解释，并根据市场实际运行情况，对相关标准和条款进行修改。

第六十七条 陕西实施的《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》、《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》中与本规则内容有关的规定停止执行。

第六十八条 本规则自印发之日起实施。

