

关于发布山西电力现货市场 2026 年 2 月 市场运营费用结算情况的公告

各市场主体：

按照《电力市场规则体系（V16.0）》等相关文件要求，现将 2 月各项市场运营费用及分摊返还情况予以发布，具体如下：

一、总体情况

（一）电量情况

发电侧结算电量 202.71 亿千瓦时，省间日前市场结算电量 1.89 亿千瓦时，省间日内市场结算电量 0.66 亿千瓦时，省内实时市场结算电量 200.11 亿千瓦时，调平电量 0.05 亿千瓦时，省内日前市场结算电量 201.38 亿千瓦时，省间中长期合约电量 32.3 亿千瓦时，政府定价合约电量 9.14 亿千瓦时，省内中长期合约电量 184.16 亿千瓦时，未直接参与市场交易的新能源结算电量 15.52 亿千瓦时。

用户侧月度结算电量 150.30 亿千瓦时。实时市场结算电量 149.26 亿千瓦时，调平电量 1.03 亿千瓦时，日前市场结算电量 126.58 亿千瓦时，中长期合约电量 145.79 亿千瓦时。

(二) 市场运营费用情况

2月对16项市场运营费用开展结算,各项费用在参与现货市场主体间的结算情况如下:

机组启动补偿费用 1858.00 万元;必开机组补偿费用 0 元;调频量价补偿费用 5223.43 万元;独立储能应急调用补偿费用 0 元;市场结构平衡费用-15668.76 万元;阻塞平衡费用 62.26 万元;新能源超额获利回收费用 1579.48 万元;新能源中长期超额回收费用 7094.27 万元;火电侧年度合约缺额回收费用 0 元;用户侧超额获利回收费用 1164.71 万元;用户侧中长期缺额回收费用 1281.65 万元;用户侧中长期超额申报回收费用 0.12 万元;用户侧中长期曲线偏差回收费用 1429.94 万元;用户侧年度合约缺额回收费用 1018.85 万元;并网虚拟电厂计划电量偏差回收费用 14.11 万元;并网虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用 548.84 万元。

二、各项市场运营费用计算及分摊返还情况

(一) 机组启动补偿费用

机组启动补偿费用是指对按照日前现货市场出清结果提供启动服务的机组,按照启动报价的一定比例进行的补偿。具体计算及分摊公式详见《电力市场计量结算实施细则》(以下简称《细则》)中 10.1.1 有关条款。

2月共计产生机组启动补偿费用 1858.00 万元。由火电、新能源、批发市场用户及电网企业代理购电用户按 20%:40%:40%比例分摊。其中,火电分摊 371.60 万元,按月

度上网电量（扣除省间现货电量）比例进行分摊，每兆瓦时分摊 0.291 元；新能源分摊 743.20 万元，按月度上网电量（扣除省间现货电量）比例进行分摊，每兆瓦时分摊 0.969 元；批发市场用户承担 630.48 万元，按月度结算电量比例每兆瓦时分摊 0.505 元；电网企业代理购电工商业用户侧承担 112.72 万元。（个体以实际计算分摊或返还金额为准，下同）

（二）必开机组补偿费用

必开机组成本补偿是指必开机组（不含供热机组）处于必开最小出力时，按照对应成本补偿价格高于该时段实时节点电价的标准，对该时段部分电量进行的补偿。具体计算及分摊公式详见《细则》中 10.1.2 有关条款。

2 月共计产生必开机组补偿费用 0 元。

（三）调频量价补偿费用

调频量价补偿费用分为调频量价补偿费用（煤电）、调频量价补偿费用（储能）。调频量价补偿费用（煤电）分为上调补偿、下调补偿，上调补偿指调频机组实际发电出力（扣除省间现货电量）高于实时现货出清结果，且其实际发电出力（扣除省间现货电量）所在报价段的电能量报价高于实时节点电价时，按照上调补偿价格高于实时节点电价的标准，对该时段机组实际发电超过实时出清结果的电量进行的补偿；下调补偿指调频机组实际发电出力（扣除省间现货电量）低于实时现货出清结果，且其实际发电出力（扣除省间现货

电量)所在报价段的电能量报价低于实时节点电价时,按照其实时节点电价高于下调补偿价格的标准,对该时段机组实际发电低于实时出清结果的电量进行的补偿。调频量价补偿费用(储能)指独立储能因提供二次调频服务,导致当月调频时段的下网费用大于上网费用时,对其按一定比例进行的补偿。具体计算及分摊公式详见《细则》中 10.1.3 有关条款。

2月共计产生调频量价补偿费用 5223.43 万元。由火电、新能源、批发市场用户及电网企业代理购电用户按 20%:30%:50%比例分摊,火电企业分摊 1044.69 万元,按月度上网电量(扣除省间现货电量)比例每兆瓦时分摊 0.818 元;新能源企业分摊 1567.03 万元,按月度上网电量(扣除省间现货电量)比例每兆瓦时分摊 2.044 元;批发市场用户侧承担 2215.60 万元,按月度结算电量比例每兆瓦时分摊 1.774 元;电网企业代理购电工商业用户侧承担 396.11 万元。

(四)独立储能应急调用补偿费用

独立储能应急调用补偿费用是指独立储能被应急调用后按照充放电价差不低于应急调用补偿价差的原则进行补偿。具体计算及分摊公式详见《细则》中 10.1.4 有关条款。

2月共计产生独立储能应急调用补偿费用 0 元。

(五)市场结构平衡费用

市场结构平衡费用主要指在计划和市场双轨制下,由于非市场化用户用电量与其对应的发

电侧上网电量不匹配等原因，导致电网企业出现的偏差费用，与我省代理购电机制保持衔接。具体计算及分摊公式详见《细则》中 10.2.1 有关条款。

2月共计产生市场结构平衡费用-15668.76万元，（含第三方运行监测费用，金额为负表示分摊）。冲抵省间应急调度购电损益电费、省间现货购电损益电费后为-15647.92万元。其中，该项费用的50%共计7823.96万元，按发电企业16:00-21:00晚高峰期间上网电量（剔除省间现货）与中长期合约电量的正偏差每兆瓦时承担44.445元，其中，供热期的非供热机组按照上述电量的1.5倍确定，非供热期各煤电机组按照上述电量确定。50%由发电企业与批发市场用户按6:4比例分摊，发电企业承担4694.38万元，按月度上网电量（扣除省间现货电量）比例分摊，每兆瓦时分摊2.282元；批发市场用户承担3129.58万元，按月度结算电量比例每兆瓦时分摊2.47元。

（六）阻塞平衡费用

阻塞平衡费用是指现货市场中，发电侧以节点电价进行电能量电费结算，用户侧以统一结算点电价进行电能量电费结算，由此导致的应收批发市场用户费用和应付发电企业费用之间的偏差费用。具体计算及分摊公式详见《细则》中 10.2.2 有关条款。

2月共计产生阻塞费用62.26万元（金额为正表示返还，金额为负表示分摊，下同）。其中，日前市场阻塞平衡费用

-436.48 万元，在发电企业之间按月度所有时段省内日前市场出清电量等比例承担，每兆瓦时分摊 0.228 元。实时市场阻塞平衡费用-165.13 万元，由发电企业，与批发市场用户及电网企业代理购电用户按 1:1 比例承担，其中，发电企业承担 82.56 万元，按月度上网电量（扣除省间现货电量）比例每兆瓦时分摊 0.04 元；批发市场用户承担 70.20 万元，按月度结算电量比例每兆瓦时分摊 0.055 元；电网企业代理购电工商业用户侧承担 12.37 万元。省间合约阻塞平衡费用 663.86 万元，由发电企业按照当月省间合约电量比例每兆瓦时返还 2.055 元。

（七）新能源超额获利回收费用

新能源超额获利回收费用是指新能源项目实际上网电量（扣除省间现货电量）与申报电量的偏差超过允许范围时，对相关收益进行回收。具体计算及分摊公式详见《细则》中 10.3.1 有关条款。

2 月共计回收新能源超额获利回收费用 1579.48 万元。该项费用的 50%在新能源企业之间按月度上网电量（扣除省间现货电量）比例每兆瓦时返还 1.292 元；30%在省调电厂中已完成灵活性改造且已经验收的机组间按月返还，按照灵活性改造试验验收报告中的新增调节容量比例（30%以下的新增调节容量按 2 倍计算）每兆瓦返还 2055.808 元；20%在虚拟电厂中根据虚拟电厂纳入电力市场灵活性调节能力按

月进行返还。

（八）新能源中长期超额回收费用

新能源中长期超额回收费用是指新能源项目中长期合约电量与实际上网电量（扣除机制比例及省间现货电量）的偏差超过允许范围时，对相关收益进行回收。具体计算及分摊公式详见《细则》中 10.3.2 有关条款。

2月共计回收新能源中长期超额回收费用6150.67万元。该项费用按照当月全月市场化中长期合约电量比例在燃煤发电企业间进行返还，每兆瓦时返还3.752元。

对2026年1月新能源中长期超额回收费用开展追退补，追补回收费用943.60万元，退补金额大于差错发生月的30%，按照1月燃煤发电企业全月市场化中长期合约电量比例返还，每兆瓦时返还0.468元。

（九）火电侧年度合约缺额回收费用

火电侧年度合约缺额回收费用是指发用两侧整体签约比例未达到年度合同签约电量要求时，对火电侧集中竞价年度合同签约电量缺额部分进行费用回收。具体计算及分摊公式详见《细则》中 10.3.3 有关条款。

2月共计回收火电侧年度合约缺额回收费用 0 元。

（十）用户侧超额获利回收费用

用户侧超额获利回收费用是指用户实际用电量与日前申报电量的偏差超过允许范围时，对相关收益进行回收。具

体计算及分摊公式详见《细则》中 10.3.4 有关条款。

2月共计回收用户侧超额获利回收费用1164.71万元。该项费用的50%在批发市场用户侧（不含“负荷类”虚拟电厂）按月度结算电量比例每兆瓦时返还0.494元；30%在省调电厂中已完成灵活性改造且已经验收的机组间按月返还，按照灵活性改造试验验收报告中的新增调节容量比例（30%以下的新增调节容量按2倍计算）每兆瓦返还1515.953元；20%在虚拟电厂中根据虚拟电厂纳入电力市场灵活性调节能力按月进行返还。

（十一）用户侧中长期缺额回收费用

用户侧中长期缺额回收费用指对用户侧交易电量与申报电量之和低于实际结算电量一定比例时，对低于下限要求的电量进行缺额费用回收。具体计算及分摊公式详见《细则》中 10.3.5 有关条款。

2月共计回收用户侧中长期缺额回收费用1281.65万元。该项费用在发电侧和批发市场用户侧平均分配。发电企业按其当月省内旬及以上中长期普通用户交易总净成交电量比例每兆瓦时返还0.538元；用户侧按其当月省内旬及以上中长期普通用户交易总净成交电量比例每兆瓦时返还0.538元。

（十二）用户侧中长期超额申报回收费用

用户侧中长期超额申报回收费用指对用户侧交易电量与申报电量之和高于实际结算电量一定比例时，对高于上限要求的电量进行超额费用回收，按月、按旬分别进行回收。

具体计算及分摊公式详见《细则》中 10.3.6 有关条款。

2月共计回收用户侧中长期超额申报回收费用0.12万元。该项费用在批发市场用户侧单侧返还，按照月度结算电量比例每兆瓦时返还0.0001元。

（十三）用户侧中长期曲线偏差回收费用

用户侧中长期曲线偏差回收费用是指对用户侧每小时中长期合约电量与实际结算电量的偏差超过允许范围时，对相关收益进行回收。具体计算及分摊公式详见《细则》中 10.3.7 有关条款。

2月共计回收用户侧中长期曲线偏差回收费用1429.94万元。该项费用在发电侧和批发市场用户侧平均分配。发电侧按照月度上网电量（扣除省间现货电量）比例每兆瓦时返还0.379元；批发市场用户之间按照月度结算电量比例每兆瓦时返还0.573元。

（十四）用户侧年度合约缺额回收费用

用户侧年度合约缺额回收费用是指发用两侧整体签约比例未达到年度合同签约电量要求时，对用电侧集中竞价年度合同签约电量缺额部分进行费用回收。具体计算及分摊公式详见《细则》中 10.3.8 有关条款。

2月共计回收用户侧年度合约缺额回收费用915.21万元，对历史月份用户侧年度合约缺额回收费用开展追退补，追补回收费用103.64万元；合计金额1018.85万元。该项费用在火电侧按上网电量（扣除省间现货电量）比例返还，每兆

瓦时返还 0.798 元。

（十五）并网虚拟电厂计划电量偏差回收费用

并网虚拟电厂计划电量偏差回收费用是指因并网虚拟电厂自身原因，造成实际功率曲线偏离电力调度机构下达的功率计划曲线，偏离量超过调节精度允许偏差时，按照偏差量对并网虚拟电厂进行考核。具体计算及分摊公式详见《细则》中 10.3.9 有关条款。

2 月共计回收并网虚拟电厂计划电量偏差回收费用 14.11 万元。该项费用按照月度上网电量（扣除省间现货电量）比例返还发电企业，每兆瓦时返还 0.007 元。

（十六）并网虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用

并网虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用是指将参与现货市场的在运虚拟电厂纳入电力市场灵活性调节能力补偿范围，根据虚拟电厂灵活性调节能力按月进行返还。具体计算公式详见《细则》中 10.3.10 有关条款。

2 月共计产生并网虚拟电厂灵活性调节能力补偿费用 548.84 万元，按照并网虚拟电厂有效调节容量每兆瓦补偿 3409.525 元。

三、其他

（一）2 月用户侧价差调整电费 0 元。

（二）2 月省间应急调度送电损益电费 0 元。

（三）2 月省间应急调度购电损益电费 0 元。追补结算历史月份省间现货购电损益电费 20.84 万元（金额为正表示

返还)，冲抵当月市场结构平衡费用。

（四）2月第三方运行监测费用0元。

四、核对意见反馈时间和方式

请各市场主体认真核对2月结算单中市场运营费用明细情况，如有异议，请于2026年3月20日前书面反馈意见（以收到邮件时间为准）。书面反馈意见请加盖本单位公章扫描后发送至 sxjyzxjsc2020@163.com。

联系人：李婉莹 0351-8572264

李泽斌 0351-8572266

王睿乾 0351-8572269

山西电力交易中心有限公司

2026年3月17日



