

国家能源局山西监管办公室

晋监能市场函〔2020〕55号

关于征求《山西独立储能和 用户可控负荷参与电力调峰市场交易 实施细则（试行）》意见的函

山西省能源局、国网山西省电力公司、山西地方电力有限公司、山西电力交易中心有限公司、各相关市场主体：

为提升风电、光伏等新能源消纳空间，降低全社会用能成本，规范独立储能和用户可控负荷参与电力调峰市场的组织与实施，山西能源监管办组织起草了《山西独立储能和用户可控负荷参与电力调峰市场交易实施细则（试行）》征求意见稿，请你们认真组织研究，并将反馈意见以正式文件形式于9月11日17:00前反馈至我办，逾期未反馈视为无意见。

联系人：刘国瑞

联系方式：0351-7218490

电子邮箱：76349173@qq.com

附件：山西独立储能和用户可控负荷参与电力调峰市场交易
实施细则（试行）



附件

山西独立储能和用户可控负荷参与 电力调峰市场交易实施细则

(试 行)

第一章 总则

第一条 为提升风电、光伏等新能源消纳空间，降低全社会用能成本，规范独立储能和用户可控负荷参与电力调峰市场的组织与实施，实现源、网、荷、储的深度融合，特制定本细则。独立储能和用户可控负荷参与电力调频市场实施细则另行制定。

第二条 本细则制定依据为《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、《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》（国能发监管〔2017〕67号）、《山西省电力辅助服务市场化建设试点方案》（晋政办发〔2017〕105号）以及国家有关法律、法规及行业标准。

第三条 本细则适用于规范获得准入的独立储能和用户可控负荷市场主体开展的电力调峰交易行为。其中用户可控负荷市场主体包括电力用户、辅助服务聚合商。辅助服务聚合商是指将可控负荷用户聚合集中在一起，作为整体参与电力调峰交易，并代

理相关商务事宜的机构。

第四条 本细则规定的独立储能和用户可控负荷（包括各类用户侧储能，下同）电力调峰交易在市场初期暂定为通过独立储能分时段充放电和引导用户可控负荷调整用能习惯为电网提供深度调峰服务，以促进新能源消纳的市场化交易，优先于省内火电机组深调辅助市场交易开展。

第五条 参与用户可控负荷电力调峰交易市场主体的基线负荷是指假设市场主体不参与电力调峰交易的情况下，参考历史用电情况得出的市场主体用电负荷曲线。

第六条 用户可控负荷市场主体可通过辅助服务聚合商代理参与市场，辅助服务聚合商作为合法市场主体可直接与电网企业交易结算，用户可控负荷市场主体与辅助服务聚合商按照公平合理的原则自行协商结算补偿费用的分配方式。

第七条 山西能源监管办负责山西独立储能和用户可控负荷电力调峰市场交易的监督和管理。

第二章 市场成员

第八条 市场成员包括市场运营机构、电网企业和市场主体。市场运营机构包括电力调度机构、电力交易机构。

第一节 权利与义务

第九条 电力调度机构的权利和义务：

（一）管理、运营山西独立储能和用户可控负荷电力调峰交易市场；

（二）建设和维护独立储能和用户可控负荷电力调峰市场交易技术支持系统，具备信息发布、用户管理、日前申报、交易执行、实时监控、结果认定、评价管理及根据可调节资源性能进行负荷聚合分类管理等功能；

（三）按照本细则确定的基线负荷计算方法，计算市场主体基线负荷曲线。

（四）依据独立储能和用户可控负荷电力调峰市场交易规则组织日前市场交易；

（五）披露与发布独立储能和用户可控负荷电力调峰市场信息，并将信息推送至电力交易中心；

（六）开展安全校核；

（七）向交易中心提供结算基础数据；

（八）配合山西能源监管办评估独立储能和用户可控负荷电力调峰市场运行状态，分析交易结果，对规则存在的问题，向山西能源监管办提出修改意见建议；

（九）经山西能源监管办授权，在系统事故等紧急情况下干

预或中止独立储能和用户可控负荷电力调峰市场交易，按照安全第一原则保障系统稳定安全运行，并及时将有关情况上报山西能源监管办。

(十) 按照市场监管需要，向山西能源监管办提交相关市场信息，接受监管。

第十条 电力交易机构的权利和义务：

(一) 负责电力调峰市场主体的注册、管理与注销；

(二) 按运营需要组织中长期电力调峰交易；

(三) 根据调控中心提供的电力调峰交易信息，按运营需要披露与发布市场信息；

(四) 出具电力调峰市场交易结算凭据；

(五) 会同电力调度机构，评估市场运行状态，对规则运行存在的问题，向山西能源监管办提出修改意见；

(六) 按照市场监管需要，向山西能源监管办提交相关市场信息，接受监管。

第十一条 电网企业的权利和义务：

(一) 为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、收费等各类供电服务；

(二) 建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统，服从电力调度机构的统一调度；

(三) 按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供

信息，向市场运营机构提供支撑开展储能和用户可控负荷电力调峰辅助服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定实现与市场运营机构的数据交互；

（四）按时对独立储能和用户可控负荷市场主体电力调峰费用进行结算。

第十二条 独立储能市场主体的权利和义务：

（一）符合市场准入条件，完成并网手续、市场注册手续等相关程序，满足相关技术标准及安全保障要求；

（二）签订和履行《独立储能电力调峰市场交易协议》，按规则参与电力调峰市场，获得市场收益；

（三）加强设备维护，按照规则执行电力调峰指令与调度计划，并按规定接受考核；

（四）按规定披露和提供信息，获得辅助服务市场相关信息，及时反映辅助服务市场中存在的问题，获得公平、公正、公开的处理结果；

（五）其他法律法规所赋予的权利和责任；

（六）电力业务许可证。

第十三条 用户可控负荷市场主体的权利和义务：

（一）按照自主意愿参与市场，自行承担市场风险；

（二）严格遵守市场规则，服从市场管理，维护市场秩序，签订和履行《用户可控负荷电力调峰市场交易协议》；

(三) 按要求完成参与电力调峰市场交易技术支持系统建设;

(四) 按规定披露和提供信息, 获得电力调峰市场交易相关信息。

第十四条 辅助服务聚合商的市场主体权利和义务:

(一) 按照自主意愿参与市场, 自行承担市场风险;

(二) 严格遵守市场规则, 服从市场管理, 维护市场秩序, 履行法律法规规定的权利和义务;

(三) 汇总所代理市场主体相关信息, 参与市场申报;

(四) 按要求完成参与电力调峰市场交易技术支持系统建设;

(五) 严格执行市场出清结果, 并下发市场出清结果至其所代理市场主体;

(六) 按照公平合理的原则与其代理市场主体分配用户电力调峰收益。

第十五条 新能源企业的权利和义务:

(一) 享有发电优先消纳的权利, 按规则参与独立储能和用户可控负荷电力调峰交易, 分摊调峰市场费用;

(二) 加强设备维护, 执行市场交易结果与调度计划, 并按规定接受考核;

(三) 按规定披露和提供信息, 获得市场相关信息;

(四) 及时反映市场中存在的问题, 获得公平、公正、公开的处理结果;

(五) 其他法律法规所赋予的权利和责任。

第二节 准入与退出

第十六条 准入条件:

(一) 基本要求

1. 参加独立储能和用户可控负荷电力调峰市场交易的市场主体应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。内部核算的独立储能、电力用户经法人单位授权, 可参与相应市场交易。

2. 通过电力调度机构技术测试, 与电力调度机构签订相关协议。

(二) 与调度机构数据交互要求

1. 数据类型要求

模型类数据: 独立储能和用户可控负荷市场主体应具备单位中文名称、所聚合的用户类型、地理位置(经、纬度)、容量、关口计量表表号、最大上下调功率、上下调速率、响应频度等基础模型数据交互, 模型类数据交互平台不大于 1 天/次。

运行类数据: 应具备实时有功、无功、电流、电压、遥信等运行类数据交互, 运行类数据交互频次不大于 5 分钟/次。具备

96 点基线负荷曲线、响应计划曲线日前交互能力，逐步具备自动需求响应条件。

2.数据接口要求

独立储能和用户可控负荷市场主体参与电力调峰交易建设系统或平台应支持 IEC60870-5-104、DL476-92 等网络通信协议或 WebService、E 文件等通用接口。

3.安全防护要求

独立储能和用户可控负荷市场主体参与电力调峰交易建设系统或平台应满足国网系统要求的信息安全防护措施，满足信息系统安全防护等级要求。

4.响应能力要求

对于具备电网系统四区接入调度安全三区的市场主体，数据交互应加密，不允许明文传输，网络延时不超过 300ms。对于不具备的，可通过独立储能和用户可控负荷市场主体系统或平台进行数据接入，数据交互应加密，网络延时不超过 800ms。

5.计量采集

计量装置应具备约定时刻冻结电能量数据，最小冻结间隔不大于 15 分钟。

第十七条 电力用户准入条件：

电力用户：专变、专线工商业电力用户（售电公司代理的零售用户需符合此条件）；满足参与用户电力调峰交易技术要求，

实现电力、电量数据分时计量和传输；最小调节能力应不低于10MW，单日累计持续响应时间不低于2小时；已参与电力直接交易的市场主体；其他准入条件按《山西省电力中长期交易实施细则》规定执行。

第十八条 辅助服务聚合商准入条件：

聚合用户的总调节能力应不低于20MW，单日累计持续响应时间不低于2小时；应具备和调度端进行数据交互的技术支持系统，并满足系统接入的基本要求，功能需包括但不限于：负荷在线监测、负荷优化调控、负荷聚合分类管理、用户管理、合同管理、执行结果管理、系统管理等。

第十九条 独立储能准入条件：

独立储能需满足《电化学储能系统接入电网技术规定》(GB/T 36547-2018)，直接接入SCADA（数据采集及监视控制）系统，实现电力数据实时采集监视、秒级控制响应，满足省电力调控中心直接调度要求；满足参与电力调峰交易技术基本要求，具备电量数据分时采集上传条件；调节容量不小于40MWh、最大充(用)放电功率不小于20MW；其他准入条件按《山西省电力中长期交易实施细则》规定执行。

第二十条 准入程序：

(一)满足参与独立储能和用户可控负荷电力调峰市场交易的有关准入条件和要求，向电力交易机构提出注册申请，10个

工作日内完成审核，通过后，经山西能源监管办官方网站公示7天后，注册生效后纳入准入目录，可参与独立储能和用户可控负荷电力调峰市场交易。

(二) 在审核、公示环节被驳回的市场主体按照反馈意见补充完善有关资料。

第二十一条 市场主体变更：

参与独立储能和用户可控负荷电力调峰市场交易的市场主体在涉及准入条件相关物理属性、技术参数、企业重要商业信息发生变化时，应在变化之日起5个工作日之内向电力交易中心申请信息变更，完成在交易平台的变更流程。

第二十二条 市场主体退出：

(一) 独立储能和用户可控负荷市场主体可按要求自愿选择退出参与电力调峰交易市场。

(一) 存在以下情形的，强制退出市场：

因情况变化不再符合准入条件（包括依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业等情况）；隐瞒有关情况或者以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场，且拒不整改的；严重违反市场交易规则，且拒不整改的；企业违反信用承诺且拒不整改或信用评级降低为不适合继续参与市场交易的；发生重大安全生产和污染事故法律、法规规定的其他情形。

(二) 经山西能源监管办发现的须强制退市成员，或电力交

易中心上报山西能源监管办后经认定退市的市场成员，列入退市名单，通过山西能源监管办官方网站公示5个工作日，公示通过后退市生效，电力交易平台相应取消注册。

第三章 交易组织

第二十三条 独立储能和用户可控负荷电力调峰市场交易包括双边协商交易、挂牌交易和日前市场交易。市场开展初期，先开展日前市场交易，后期随着市场逐步完善再开展双边协商交易、挂牌交易。

第二十四条 新能源企业同一交易周期仅可选择一家独立储能或用户可控负荷市场主体开展双边协商交易或挂牌交易。

第一节 月度双边协商交易

第二十五条 月度双边协商交易双方为独立储能和用户可控负荷市场主体与风电、光伏新能源发电企业，交易前，交易中心发布独立储能和用户可控负荷调峰交易开市信息，包括但不限于：

1.可参与储能和用户可控负荷电力调峰辅助服务交易的市场成员；

2.申报的交易序列，申报的注意事项；

3.市场申报开始、截止时间，价格上限，执行期限。

第二十六条 公告发布后，交易双方就交易价格、调峰能力进行协商。

第二十七条 独立储能和用户可控负荷调峰交易开市后，独立储能和用户可控负荷市场主体通过交易平台录入交易价格、调峰能力等信息，新能源发电企业进行确认。

第二十八条 交易平台自动对所有申报进行无约束出清，并提交调控中心。

第二十九条 交易结束后，电力交易机构于 16 点前通过电力交易平台向市场主体发布双边协商交易结果。

第三十条 各市场主体按规定的权限获取相关信息。对发布结果存在异议的，应于当日 17:00 前进行申诉。

第二节 月度挂牌交易

第三十一条 参与挂牌交易的供应方为独立储能和用户可控负荷市场主体，参与挂牌交易的购买方为风电、光伏新能源发电企业。

第三十二条 新能源发电企业和独立储能、用户可控负荷市场主体均可挂牌、摘牌。

第三十三条 挂牌信息应包括挂牌价格、调峰能力等内容。摘牌方确认后摘牌。

第三十四条 挂牌交易根据电力调峰市场建设情况，随月度双边协商交易一并组织。

第三十五条 挂牌交易的成交价格为挂牌价格。

第三节 日前市场交易

第三十六条 D-1 日上午 9:30 前，由电力调度机构通过技术支持系统统一发布次日 96 点调峰市场需求曲线、交易电量约束及用户可控负荷市场主体基线负荷。

第三十七条 D-1 日上午 10:30 前，独立储能和用户可控负荷市场主体在各自技术支持系统申报次日 96 点调峰量价曲线。

第三十八条 D-1 日上午 12:00 前，电力调控中心进行独立储能和用户可控负荷电力调峰市场出清计算，以每 15 分钟为一个电量出清时段。

第三十九条 日前市场出清次序为：优先出清参与月度双边协商和挂牌交易的成分；其次按照独立储能和用户可控负荷市场主体申报补偿价格由低到高进行市场出清，直至满足电力调峰市场需求或独立储能和用户可控负荷市场主体申报资源已全部调用。

第四十条 D-1 日下午 15:00 前，电力调控中心通过独立储能和用户可控负荷电力调峰辅助服务市场交易技术支持系统发布日前市场出清结果。

第四十一条 D日00:00-23:59, 独立储能和用户可控负荷市场主体按日前市场出清结果执行。

第四十二条 待现货市场连续结算试运行开始后, 相应时序根据现货市场要求进行调整。

第四十三条 执行峰谷电价用户可控负荷市场主体在参与电力调峰交易时, 平段原则上申报价格上限不高于火电机组深度调峰交易第一档价格区间的下限值, 即供热期, 申报价格区间为0-300元/MWh, 非供热期, 申报价格区间为0-200元/MWh, 峰、谷段申报价格上限按现有峰平谷比价计算。非峰谷电价用户可控负荷市场主体在参与电力调峰交易时, 申报价格上限不高于火电机组深度调峰交易第一档价格区间的下限值。

第四十四条 独立储能市场主体申报价格参考现货期间火电机组深度调峰第4档区间750-950元/MWh。

第四十五条 对于独立储能市场主体, 电力调度机构在下次深调充电调用前, 视电网运行情况安排放电。

第四十六条 独立储能市场主体充放电过程中产生的损耗由独立储能企业自行承担, 损耗电量电价按照政府确定燃煤标杆电价向电网企业支付。

第四十七条 在现货市场运行期间, 用户可控负荷市场主体因参与电力调峰的响应电量不纳入中长期缺额电费及用户侧偏差电费计算。

第四章 计量与执行结果认定

第一节 计量依据

第四十八条 电网企业应按照结算要求定期抄录电力用户电能计量装置数据，并将计量数据提交电力调度机构，作为基线负荷认定、交易结算的基础数据。采集数据不完整时，由电能计量采集管理信息系统根据拟合规则补全。

第四十九条 对计量数据存在疑义时，由具有相应资质的电能计量检测机构确认并出具报告，由电网企业组织相关市场成员协商解决。

第五十条 辅助服务聚合商以其所代理用户关口计量数据的叠加值作为基线负荷认定和交易结算的基础数据。

第二节 基线负荷计算

第五十一条 用户可控负荷参与电力调峰市场交易基线负荷通过对其历史用电负荷进行滚动平均计算得出。

第五十二条 基线负荷曲线以自然日为一个计算周期，以 15 分钟为一个计算时段，按照时间顺序依次计算每个计算时段的基线负荷。

第五十三条 针对某计算时段，选取用户市场主体该时段未参与用户电力调峰交易的最近 10 个自然日对应时段的数据作为

历史用电负荷，通过算术平均计算后得到该计算时段的基线负荷。

第五十四条 辅助服务聚合商的基线负荷为所聚合各用户基线负荷的算术和。

第五十五条 基线负荷计算：

针对某计算时段，选取用户可控负荷市场主体该时段未参与电力调峰交易的最近 10 个自然日对应时段的数据作为历史用电负荷。季节性用户参照上一年度同期数据计算。

$$\overline{P_r(k)} = \frac{\sum_{d=1}^{N=10} P_d(k)}{N}$$

其中：

$\overline{P_r(k)}$ 为 r 日第 k 个时段的基线负荷值；

$P_d(k)$ 为满足条件的 10 天中，第 d 天第 k 个时段的实际负荷值。

第三节 执行结果认定

第五十六条 独立储能和用户可控负荷电力调峰市场交易执行、计量与结果认定及结算的基本时段均为 15 分钟。

第五十七条 电力调度机构按日对独立储能和用户可控负荷市场主体的交易执行结果进行事后认定，并将认定结果推送至

电力交易机构。

第五十八条 独立储能和用户可控负荷市场主体每 15 分钟时段的有效调峰负荷采用以下方法认定：

$$P_{\text{有效调峰负荷}} = \min(P_{\text{实际调峰负荷}}, P_{\text{中标调峰负荷}})$$

$$P_{\text{实际调峰负荷}} = P_{\text{实际运行负荷}} - P_{\text{基线负荷}}$$

其中：

$P_{\text{实际运行负荷}}$ 为电网企业提供的独立储能和用户可控负荷市场主体该 15 分钟实际负荷数据；

$P_{\text{基线负荷}}$ 为根据基线负荷计算方法计算得出的该 15 分钟基线负荷；

$P_{\text{中标调峰负荷}}$ 为独立储能和用户可控负荷市场主体该 15 分钟中长期交易和日前市场交易的总中标调峰负荷。

辅助服务聚合商的 $P_{\text{实际运行负荷}}$ 为所聚合各个用户实际运行负荷的叠加值。

第五十九条 独立储能和用户可控负荷每 15 分钟时段的调峰完成系数采用以下方法认定：

$$\lambda = P_{\text{有效调峰负荷}} / P_{\text{日前中标调峰负荷}}$$

1. 当 $\lambda \geq 0.6$ 时，认定该 15 分钟时段完成调峰任务；

2. 当 $\lambda < 0.6$ 时，认定该 15 分钟时段未完成调峰任务。

第六十条 独立储能和用户可控负荷市场主体在 1 个自然日

当中参与电力调峰的所有 15 分钟时段，完成调峰任务的时段达到 50%以上时，当日完成调峰时段参与结算。完成调峰任务的时段不足 50%时，当日所有调峰时段均视为未完成调峰任务，不参与结算。

第五章 结算与分摊

第一节 交易结算

第六十一条 电力交易中心负责出具结算依据，由电网企业负责费用结算。用户独立储能和用户可控负荷电力调峰市场交易费用随月度电费一并结算。

第六十二条 独立储能和用户可控负荷电力调峰市场采用收支平衡、日清月结的结算模式，以 15 分钟作为基本计算时段，以月度为周期发布正式结算依据。

第六十三条 独立储能和用户可控负荷市场主体参与电力调峰市场的补偿费用包括中长期交易补偿费用和日前市场交易补偿费用，优先结算中长期交易补偿费用。

第六十四条 某个 15 分钟时段，采用以下方式计算中长期交易和日前市场交易的结算调峰电量：

$$Q_{t,中长期} \text{ 结算调峰电量} = \begin{cases} Q_{t,中长期}, Q_{t,有效} \geq Q_{t,中长期} \\ Q_{t,有效}, 0 < Q_{t,有效} < Q_{t,中长期} \\ 0, Q_{t,有效} \leq 0 \end{cases}$$

$$Q_{t,日前} \text{ 结算调峰电量} = \begin{cases} Q_{t,日前}, Q_{t,有效} \geq Q_{t,总} \\ Q_{t,有效} - Q_{t,中长期}, Q_{t,中长期} < Q_{t,有效} < Q_{t,总} \\ 0, Q \leq Q_{t,中长期} \end{cases} \quad \text{其}$$

中：

$Q_{t,有效}$ 为该 15 分钟时段的有效调峰电量；

$Q_{t,中长期}$ 为该 15 分钟时段的中长期交易出清调峰电量；

$Q_{t,日前}$ 为该 15 分钟时段的日前市场交易出清调峰电量；

$Q_{t,总}$ 为该 15 分钟时段的中长期交易与日前市场交易的出清调峰电量总和。

第六十五条 独立储能和用户可控负荷市场主体参与电力调峰市场的结算补偿费用计算方式如下：

$$R_{\text{月}} \text{ 结算补偿费用} = \sum_{d=1}^N (R_{d,中长期} \text{ 交易补偿费用} + R_{d,日前} \text{ 交易补偿费用})$$

$$R_{d,中长期} \text{ 交易补偿费用} = \sum_{i=1}^{96} (Q_{i,中长期} \text{ 结算调峰电量} \times p_{i,中长期})$$

$$R_{d,日前} \text{ 交易补偿费用} = \sum_{i=1}^{96} (Q_{i,日前} \text{ 结算调峰电量} \times p_{i,日前})$$

其中：

$p_{i,中长期}$ 为该 15 分钟时段的中长期交易成交价格；

$p_{i, \text{日前}}$ 为该 15 分钟时段的日前市场交易成交价格；

N 为对应月份的自然日天数。

第二节 费用分摊机制

第六十六条 独立储能和用户可控负荷参与电力调峰交易月度总费用等于月内所有独立储能和用户可控负荷市场主体的补偿收益之和，由新能源企业、火电企业、批发侧用户市场主体（含售电公司和批发大用户）进行分摊。

第六十七条 独立储能和用户可控负荷参与电力调峰交易月度总费用在发电侧和用户侧按比例进行分摊。由新能源企业按上网电量比例承担发电侧分摊责任；由批发侧市场主体（含售电公司和批发大用户）按用电量比例承担用户侧市场化电量分摊责任，由火电企业、新能源企业按基数电量比例承担用户侧非市场化电量分摊责任。

独立储能和用户可控负荷参与电力调峰交易月度总费用在发电侧（新能源企业）和用户侧的分摊比例按以下规则确定：

（一）用户侧分摊比例：

$$\mu_{\text{用户侧分摊比例}} = \begin{cases} (Q_{l, \text{total}} \times \lambda) / Q_{l, \text{new, total}}, (Q_{l, \text{total}} \times \lambda) / Q_{l, \text{new, total}} < 1 \\ 1, (Q_{l, \text{total}} \times \lambda) / Q_{l, \text{new, total}} \geq 1 \end{cases}$$

其中：

$Q_{l, \text{total}}$ 为上一年度全社会总用电量；

$Q_{l.new.total}$ 为上一年度新能源实际总消纳电量；

λ 为上一年度山西省非水可再生能源消纳权重目标。

(二) 发电侧（新能源企业）分摊比例：

$$\mu_{\text{发电侧分摊比例}} = 1 - \mu_{\text{用户侧分摊比例}}$$

第六十八条 新能源企业、火电企业、批发侧用户市场主体（含售电公司和批发大用户）分摊计算规则如下：

(一) 新能源企业分摊计算公式如下：

$$C_{\text{某新能源企业分摊费用}} = \frac{Q_{i.new.gen}}{Q_{new.gen.total}} \times C_{m.total} \times \mu_{\text{发电侧分摊比例}} + \frac{Q_{i.new.basic}}{Q_{basic.total}} \times \frac{Q_n}{Q_{m.total}} \times C_{m.total} \times \mu_{\text{用户侧分摊比例}}$$

其中：

$C_{m.total}$ 为独立储能和用户可控负荷参与电力调峰交易月度总费用；

$Q_{i.new.gen}$ 为该新能源企业当月上网电量；

$Q_{new.gen.total}$ 为所有新能源企业当月上网电量总和；

$Q_{i.new.basic}$ 为该新能源企业当月基数电量；

$Q_{basic.total}$ 为该月所有新能源、火电企业基数电量之和；

Q_n 为当月全社会非市场化电量；

$Q_{m.total}$ 为当月全社会总用电量。

(二) 火电企业分摊计算公式如下：

$$C_{\text{某火电企业分摊费用}} = \frac{Q_{i.\text{basic}}}{Q_{\text{basic.total}}} \times \frac{Q_n}{Q_{m.\text{total}}} \times C_{m.\text{total}} \times \mu_{\text{用户侧分摊比例}}$$

其中：

$Q_{i.\text{basic}}$ 为该火电企业当月基数电量。

（三）批发侧市场主体（含售电公司和批发大用户）分摊计算公式如下：

$$C_{\text{某批发侧市场主体分摊费用}} = \frac{Q_{i.c}}{Q_{m.\text{total}} - Q_n} \times \frac{Q_{m.\text{total}} - Q_n}{Q_{m.\text{total}}} \times C_{m.\text{total}} \times \mu_{\text{用户侧分摊比例}}$$

其中：

$Q_{i.c}$ 为该批发侧市场主体（含售电公司和批发大用户）当月累计用电量。

第六十九条 山西能源监管办将根据山西省内风电与光伏装机容量增长变化，对分摊情况进行测算，适时调整市场主体的分摊比例。

第六章 信息披露与报送

第七十条 市场信息分为公众信息、公开信息和私有信息。公众信息是指向社会公众发布的数据和信息，公开信息是指向所有市场成员公开提供的数据和信息，私有信息是指特定的市场成员有权访问且不得向其他市场成员公布的数据和信息。

第七十一条 市场运营机构应当遵循及时、真实、准确、完

整的原则在交易平台披露相关市场信息。

第七十二条 用户电力调峰辅助服务市场成员如对披露的相关信息有异议及疑问，可向市场运营机构提出，解释或处理仍有争议时可向山西能源监管办反映。

第七十三条 市场运营机构按照监管要求将独立储能和用户可控负荷电力调峰市场交易情况、执行情况等信息按月报送山西能源监管办。

第七章 市场干预

第七十四条 山西能源监管办对独立储能和用户可控负荷电力调峰市场各类交易的实施情况进行监督管理，按照市场监管需要，构建辅助服务市场监管指标体系。

第七十五条 发生以下情况时，山西能源监管办有权对山西电力调峰市场进行干预：

（一）市场主体滥用市场力、串谋及其它严重违约等情况导致储能和用户可控负荷电力调峰辅助服务市场秩序受到严重扰乱；

（二）储能和用户可控负荷电力调峰辅助服务市场交易技术支持系统发生故障，导致储能和用户可控负荷电力调峰辅助服务市场无法正常进行时；

(三) 市场成员频繁、严重违约，对电网安全稳定运行造成一定影响；

(四) 电力行业重大政策调整需市场进行衔接，或交易规则不适应储能和用户可控负荷电力调峰辅助服务市场交易需要，必须进行重大修改的；

(五) 其它必要情况。

第七十六条 储能和用户可控负荷电力调峰辅助服务市场干预的主要措施包括：

(一) 调整市场准入或退出条件，包括储能和用户可控负荷电力调峰辅助服务市场的市场主体参与各类辅助服务交易的权限；

(二) 改变储能和用户可控负荷电力调峰辅助服务市场或某类型储能和用户可控负荷电力调峰辅助服务交易的信息发布、申报、出清、结果发布等交易时间；

(三) 设置或调整市场限价或补偿标准；

(四) 调整、撤销辅助服务市场交易结果；

(五) 暂停其参与电力调峰交易。

第八章 其他

第七十七条 本细则由山西能源监管办负责解释。

第七十八条 山西能源监管办将根据储能和用户可控负荷电力调峰辅助服务市场实际运行情况,对相关细则和条款进行修改。

第七十九条 本细则自印发之日起实施,有效期3年。

