

附件 2

虚拟电厂运营管理规范

市场建设初期，“负荷类”虚拟电厂参与中长期、现货及辅助服务市场，“一体化”虚拟电厂参与现货及辅助服务市场。虚拟电厂参与现货市场时，仅参与日前现货市场，实时现货市场中作为固定出力机组参与出清，待条件具备后，再参与实时现货市场。

一、“负荷类”虚拟电厂运营模式

“负荷类”虚拟电厂作为独立的市场主体（批发市场用户）参与批发市场交易，执行我省电力市场相关交易规则。按照虚拟电厂的调节能力，适当放宽其中长期交易成交量约束和金融套利约束。虚拟电厂运营商按照零售市场相关规则及本方案相关规定提供购售电服务。战略性新兴产业用户暂不作为“负荷类”虚拟电厂可调节负荷资源。

（一）鉴于“负荷类”虚拟电厂在全天 24 小时内刚性负荷及调节响应能力变化较大，按照多个交易时段开展交易。按交易时段分别测试确定调节容量等技术指标，各交易时段按照技术指标适用不同的中长期交易成交量约束、金融套利约束，申报现货市场运行上、下限以及量价曲线，保证虚拟电厂出清功率曲线的可执行性。

（二）根据“负荷类”虚拟电厂各交易时段的技术指标，分级分类放宽中长期交易成交量约束、金融套利约束，具体交

易规则在山西电力市场规则体系中明确。

1.中长期交易缺额回收费用。根据各交易时段核定调节容量与最大用电负荷的比例，相应放宽该交易时段虚拟电厂中长期分时段交易缺额回收约束。

2.中长期交易超额申报回收费用。虚拟电厂每个时段的月（旬）分时交易集中竞价申报超额回收电量，以按照当月（旬）该时段日前申报运行上限平均值计算的积分电量代替实际用电量进行考核计算。

3.用户侧超额获利回收费用。鉴于虚拟电厂以“报量报价”模式参与现货市场，取消“负荷类”虚拟电厂的用户侧超额获利回收费用约束。

4.用户侧中长期曲线偏差回收费用。按照“负荷类”虚拟电厂在现货运行日每个时段中长期净合约电量与日前申报运行上、下限的偏差进行考核。

（三）“负荷类”虚拟电厂以“报量报价”方式参与现货市场。每日各交易时段分别申报用电负荷上下限以及递减的3-10段用电电力-价格曲线，按照“负发电”模式参与现货市场出清，形成现货运行日用电计划曲线。其他批发市场用户按照“报量不报价”方式参与市场交易。

（四）“负荷类”虚拟电厂与聚合资源按照现行零售市场分时段交易规则参与月度、旬交易，双方共同确定各时段交易电量及交易价格并约定偏差责任。亦可按照“固定价格+红利分享”的方式约定零售结算方案。其中，零售用户可分享红利=（虚拟电厂运营商中长期市场结算均价-现货市场结算均价）

× 零售用户红利分享系数 ($0 \leq \text{红利分享系数} \leq 1$)。由于零售用户电费结算早于红利计算,零售用户红利分享结果次月向零售用户传导。待虚拟电厂运行逐步成熟后,虚拟电厂与聚合资源可参与日前和日内 96 点零售市场分时段交易,将分时价格信号在日前或日内及时传导至终端零售电力用户。

(五) 市场运营初期,“负荷类”虚拟电厂参照批发市场用户的结算细则参与成本补偿类费用、市场平衡类费用计算和分摊,按照本方案规定参与中长期分时段交易缺额/超额申报回收费用、用户侧中长期曲线偏差回收费用的回收、分摊,暂不参与其他市场调节类费用的回收、分摊,不参与独立储能和用户可控负荷电力调峰交易费用的分摊。后期视市场运行情况进行规则完善。

(六) “负荷类”虚拟电厂采用统一结算点电价结算。

(七) “负荷类”虚拟电厂按照辅助服务市场规则参与各类辅助服务的共享与分摊。

二、“源网荷储一体化”虚拟电厂运营模式

按照“一体化”虚拟电厂建设要求,“一体化”虚拟电厂应具备自平衡和调节能力,初期暂不参与批发市场中长期交易,全电量参与现货市场进行电力电量平衡,后期视市场运行情况进行规则完善。

(一) “一体化”虚拟电厂参照火电机组报价模式报价,需申报运行日用电负荷与发电负荷的最大值,以用电负荷最大值的负值作为运行下限,以发电负荷的最大值作为运行上限,申报 3-10 段发电递增量价曲线,作为全天 24 小时参与现货市

场的出清依据。市场初期，申报用电负荷最大值应小于等于“一体化”项目用户侧负荷的 50%，申报发电负荷的最大值应小于等于“一体化”项目发电侧规模的 50%。

（二）“一体化”虚拟电厂作为平衡责任方，在内部为其聚合的各类资源提供购售电服务。与负荷类聚合资源参照“负荷类”虚拟电厂的零售市场相关交易规则开展售电服务，与电源侧及储能等资源的结算方案由双方自主协商确定并提交山西电力交易中心备案。

（三）“一体化”虚拟电厂暂不参与市场运营费用的回收与分摊，后期视电力市场规则修订情况确定是否参与。

（四）市场运营初期，“一体化”虚拟电厂暂定采取发、用电分别计量、分别结算的方式，发电状态采用分时节点电价结算，用电状态采用统一结算点电价结算。

（五）“一体化”虚拟电厂按照辅助服务市场规则参与各类辅助服务的共享与分摊。

三、虚拟电厂运营过程管理

为确保虚拟电厂高质量发展和运营，省电力公司负责开展虚拟电厂过程管理和效果跟踪评估，按季度出具评估报告，并为结算提供数据支撑。

（一）虚拟电厂聚合资源要相对固定，原则上与负荷资源的绑定关系不得低于 6 个月。虚拟电厂调节能力发生较大变化时，应向省电力公司提出测试申请，省电力公司应在 15 个工作日内完成聚合资源能力、调节响应能力测试，核定相关技术指标，经山西省能源局同意后，调整该虚拟电厂相关约束条件。

虚拟电厂运营商通过电力交易平台提交信息变更确认资料及支撑材料，经确认无误后予以变更。

（二）并网虚拟电厂应严格跟踪执行电力调度机构下达的功率计划曲线。由于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偏差回收，具体按照现货市场相关政策规则执行。

（三）每月按照交易时段对“负荷类”虚拟电厂的调节容量的可用率进行考核。依据该虚拟电厂全月申报调节容量（运行上限与下限的差值）的算术平均值占测试认定调节容量的比例，相应收紧当月按照本方案规定放宽的中长期交易成交量约束、金融套利约束。若发生超过两个交易时段连续两个月、全年累计三个月不满足最小调节容量的 50%时，取消其虚拟电厂交易资格。

（四）为确保电力系统安全运行，在省级公共电网已无调节能力时，电力调度机构可优先对“一体化”虚拟电厂在运行上下限范围内采取出力控制，“一体化”项目运营商应严格落实，在执行调度指令过程中导致的清洁能源弃限电量及有序用电情况，不计入全省弃限电统计范围及有序用电统计范围，由此产生的后果由项目主体承担。