

山西省能源局      国家能源局山西监管办公室  
室

关于印发《虚拟电厂建设与运营管理暂行办法》的通知

晋能源规〔2025〕4号

各市能源局，国网山西省电力有限公司、山西地方电力有限公司，山西电力交易中心有限公司，各有关经营主体：

为培育能源行业转型发展新动能，推动虚拟电厂高质量发展，省能源局、山西能源监管办制定了《虚拟电厂建设与运营管理暂行办法》。现予以印发，请遵照执行。

山西省能源局      国家能源局山西监管办公室

2025年8月18日

（此件主动公开）

虚拟电厂建设与运营管理暂行办法

第一章 总 则

第一条 为增强分布式电源、可调节负荷和储能等资源的聚合服务能力，鼓励各类经营主体积极参与虚拟电厂建设，形成可调节资源常态化参与电力市场的灵活响应机制，提升源网荷储高效互动水平，保障电网安全、稳定、经济运行，支撑全省能源绿色低碳转型，制定本办法。

第二条 本办法主要依据《国家发展改革委电力需求侧管理办法》（发改运行规〔2023〕1283）、《国家能源局关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》（国能发法改〔2024〕93号）、《国家发展改革委 国家能源局关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》（发改能源〔2025〕357号）、《虚拟电厂管理规范》（GB/T 44241-2024）、《虚拟电厂资源配置与评估技术规范》（GB/T 44260-2024）等国家相关法律、法规制定。

第三条 本办法所称虚拟电厂是基于电力系统架构，运用现代信息通信、系统集成控制等技术，聚合分布式电源、可调节负荷、储能等各类分散资源，作为新型经营主体协同参与电力系统优化和电力市场交易的电力运行组织模式。

第四条 现阶段，我省虚拟电厂分为“市场型”和“响应型”两类。其中，“响应型”虚拟电厂按照《山西新型经营主体电力响应交易实施细则》（晋监能市场规〔2025〕1号）执行；“市场型”虚拟电厂的建设入市、交易管理、运营管理和

退出管理等事项，适用本办法规定。逐步探索推进两类虚拟电厂的融合发展。

第五条 根据虚拟电厂聚合资源类型，分为以下三种：

（一）“分布式电源类”虚拟电厂：通过聚合分布式光伏、分散式风电、电源侧储能等资源，对外呈现为电源状态，提供发电及电源灵活响应调节服务。

（二）“负荷类”虚拟电厂：通过聚合用户侧可调节负荷、电动汽车、用户侧储能等资源，对外呈现为负荷状态，提供负荷侧灵活响应调节服务。

（三）“源荷类”虚拟电厂：按照源网荷储一体化、绿电园区、绿电直连、微电网等项目要求，通过聚合一定比例的新能源、用户及配套储能，具备自主调峰、调节能力，可为公共电网提供调节服务。

## 第二章 职责分工

第六条 山西省能源局（以下简称“省能源局”）会同国家能源局山西监管办公室（以下简称“山西能源监管办”）负责组织制定虚拟电厂相关政策、交易规则、管理规范、技术标准等。

第七条 电网企业负责具体组织虚拟电厂建设和运营管理，为虚拟电厂运营商及其聚合用户提供计量、结算等服务，定期维护分布式新能源企业的节点信息，根据节点电价进行分类；

其中，国网山西省电力有限公司（以下简称“省电力公司”）建设运营新型电力负荷管理系统（以下简称“负管系统”）。

第八条 山西省电力负荷管理中心负责虚拟电厂及其聚合用户项目申报、组织评估、资质审核、资源接入、能力测试、资源变更、档案管理、运行监测、技术支持服务等工作。

第九条 电力交易机构负责虚拟电厂及其聚合用户参与电力市场的市场注册、聚合管理、交易申报、信息披露、信息变更和退出、信用管理，组织虚拟电厂参与各类市场交易，并出具结算依据。

第十条 电力调度机构负责组织市场出清及调控运行；建设运营调度运行控制系统（以下简称“调度系统”）；开展虚拟电厂及其聚合用户参与电力现货市场、辅助服务市场、电力响应交易的全流程管理和调节效果评估。

第十一条 虚拟电厂运营商负责开展虚拟电厂运营平台建设、资源挖掘、用户聚合、能力评估、参与交易等工作。

### 第三章 入市条件

第十二条 虚拟电厂运营商应为具有山西电力市场交易资格的售电公司。

第十三条 虚拟电厂应具备发用电调节或需求响应能力，提供削峰填谷、调频、备用等服务，技术能力应满足《虚拟电厂并网运行技术要求》（详见附件1）。

第十四条 虚拟电厂运营平台应具备资源接入、信息处理、运行监控、计量采集、控制执行等功能；全部接入负管系统和调度系统，可实现信息交互和聚合资源优化调控。

第十五条 虚拟电厂聚合的用户应当为市场化电力用户；“分布式电源类”、“负荷类”虚拟电厂不得聚合纳入省级电力调度机构调管范围的发电和储能资源；在同一合同周期内，单一资源仅可与一家虚拟电厂、售电公司确立聚合服务关系，不得重复参与电力市场交易。

第十六条 “源荷类”虚拟电厂应完成相应性能试验及涉网试验，主要设备应符合国家、行业技术标准及管理规范，满足电力系统安全稳定运行要求；原则上，应接入同一并网点，若接入不同并网点，则所有并网点在任一时刻的节点电价应相同，即区域内无潮流阻塞。

第十七条 分布式新能源在以虚拟电厂聚合资源参与市场交易前，应在电力交易机构完成市场注册，获取分布式新能源档案信息，包括工商注册、机组项目、并网节点参数等信息。电力交易机构按照并网节点分类为“分布式电源类”虚拟电厂创建交易单元。

## 第四章 入市流程

第十八条 虚拟电厂按以下流程办理建设入市：

（一）方案报送。虚拟电厂项目实施主体按要求编制实施方案，报送至省能源局。实施方案包括但不限于：聚合规模、资源类型、调节能力、运营机制、技术支持系统建设方案、聚合用户代理协议及预期技术指标等内容（具体模板详见附件2）。

（二）方案评估。省能源局组织山西省电力负荷管理中心开展方案评估工作，按照“科学规范、客观公正”的原则，重点围绕政策合规性、技术可行性、运行可靠性及综合效益等方面开展评估，并出具评估报告。评估工作在10个工作日内完成，评估合格的项目纳入虚拟电厂建设目录。

（三）建设管理。虚拟电厂项目实施主体按照相关政策及并网技术要求开展建设。自纳入虚拟电厂建设目录起，原则上应在3个月内完成建设。

（四）能力测试。对具备测试条件的虚拟电厂项目，由山西省负荷管理中心组织第三方机构开展调节能力及系统测试，并按月将测试情况报送省能源局、山西能源监管办。若非虚拟电厂自身原因，测试机构原则上应在企业申请后10个工作日内出具测试报告。

（五）协议签订。虚拟电厂通过能力测试后，由项目实施主体与省电力公司签订虚拟电厂需求侧响应协议、与电力调度机构签订虚拟电厂并网调度协议，明确双方责任和义务。

（六）市场注册。虚拟电厂项目实施主体具备上述条件后，可向山西省电力负荷管理中心提交接入申请，完成接入后通过电力交易机构办理注册，在山西电力交易平台进行为期 5 个工作日的公示，公示期满无异议后，获取交易资格。

（七）退出要求。自纳入虚拟电厂建设目录起，项目实施主体应 1 年内完成建设并入市；逾期未完成的，将强制退出虚拟电厂建设目录。

## 第五章 交易管理

第十九条 虚拟电厂作为独立经营主体参与电力中长期、现货、辅助服务市场，具体按我省《电力市场规则体系》相关规则执行。

第二十条 “负荷类”虚拟电厂在电能量市场的交易模式如下：

（一）市场交易模式。“负荷类”虚拟电厂需参与全电量可靠性机组组合及发电计划出清，在实时市场中作为固定出力机组出清；允许自愿参与日前现货市场；可按月自愿选择参与实时或日内现货市场，并执行相应的出清计划。按照调节能力，适当放宽调节时段的中长期交易成交量约束和金融套利约束。

（二）现货申报模式。“负荷类”虚拟电厂以“报量报价”方式参与现货市场申报，申报内容应包括用电负荷上下限及分时段 3-10 段递减的电力-价格曲线。在申报调节时段，用电负

荷上下限按测试认定值或历史用电负荷确定；其余时段的用电负荷上下限可在 0 至报装机容量范围内自主申报。可按月自主灵活选择整数小时的申报调节时段，允许申报多个连续或非连续的调节时段，单组时段时长不得少于 2 小时。后续根据新能源上网电价市场化改革推进情况，适时完善具体申报方式。

（三）基本结算模式。“负荷类”虚拟电厂采用统一结算点电价结算，并按有关规定承担偏差结算和不平衡资金分摊等相关费用。

（四）红利分享模式。按照“分时价格+红利分享”模式开展购售电服务，其中零售用户可分享红利=（虚拟电厂运营商中长期结算均价-虚拟电厂运营商批发市场结算均价）×零售用户实际用电量×零售用户红利分享系数（ $0 \leq \text{红利分享系数} \leq 1$ ），按日计算可分享红利费用、调整红利分享系数。

第二十一条 “分布式电源类”虚拟电厂交易模式如下：

（一）市场交易模式。“分布式电源类”虚拟电厂参照集中式新能源交易模式参与中长期、现货及辅助服务市场。

（二）现货申报模式。“分布式电源类”虚拟电厂以“报量报价”方式在 0 至聚合装机容量范围内申报 3-10 段电力-价格曲线。

（三）市场结算模式。“分布式电源类”虚拟电厂按现货市场节点划分发电单元，并采用相应分时节点电价进行结算，后期视情况进行调整。

（四）红利分享模式。分布式新能源主体与运营商通过山西电力交易平台确立聚合代理关系，并参考交易结算均价约定代理服务费用，由电网企业分别进行结算。

第二十二条 “源荷类”虚拟电厂交易模式如下，后期视项目实际运营情况滚动修正：

（一）基本交易模式。“源荷类”虚拟电厂应优先实现内部电力电量自平衡，其剩余电量需求或余电上网电量可参与日前现货市场，原则上不参与批发市场的中长期交易，具体根据项目的发用电规模匹配度等因素确定。为确保绿证顺利划转，发用两侧交易电量需通过山西电力交易平台以绿电交易形式落实。聚合的储能资源作为发电侧或用电侧的配套设施，不单独作为聚合主体参与交易。

（二）现货申报模式。“源荷类”虚拟电厂聚合内部资源作为一个整体，以独立经营主体的身份参与现货市场，申报 96 点发用电预测曲线。

（三）市场结算模式。“源荷类”虚拟电厂内部绿电合同由电网企业按照交易结果开展结算，其余与公共电网交互电量则以运营商为主体进行电费结算。

（四）红利分享模式。“源荷类”虚拟电厂运营商作为平衡责任主体为内部聚合资源提供购售电服务，与负荷侧聚合资源参照“负荷类”虚拟电厂的零售市场相关交易规则开展售电服务；与电源侧通过山西电力交易平台确立代理关系，并就电力设施建设、产权划分、运行维护、调度运行、结算关系、违约责任等事项签订协议。

第二十三条 按照“以效定补”原则，将参与电力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，根据实际调节效果按月给予经济补偿，激励虚拟电厂提升调节效能。

## 第六章 运营管理

第二十四条 虚拟电厂运营商应保持聚合资源相对稳定，资源变更周期原则上不得少于3个月；确需变更聚合资源的，运营商须于每月零售交易截止日期前5个工作日内，向电力交易机构、山西省电力负荷管理中心、电力调度机构以书面形式提交聚合资源变更申请。

第二十五条 在满足建设技术要求的前提下，若“负荷类”虚拟电厂在维持原有调节时段且调节容量累计变更幅度不超过测试认定的30%，可免于重新测试，以申请变更的调节参数进行交易；若不满足上述要求，应重新进行能力测试。

第二十六条 “负荷类”虚拟电厂在年度交易期间集中发生资源变更，可提前向山西省电力负荷管理中心、电力调度机构以书面形式申报预计调节容量及资源明细，同步向电力交易机构提交信息变更申请，并在3个月内重新完成能力测试，在此期间，正常开展市场交易。若逾期未完成测试或测试结果低于预计调节容量，则强制退出交易序列，并回收期间的零售用户可分享红利。

第二十七条 电力调度机构负责对所有虚拟电厂实施全过程监测和效果评估，按季度进行调节成效评估，报送省能源局、山西能源监管办。

第二十八条 虚拟电厂运营商要严格遵守《电力监控系统安全防护规定》等政策法规，落实网络安全防护、数据安全管理等要求，使用满足要求的密码产品，确保数据源头加密和防篡改。

第二十九条 电网发生紧急情况时，虚拟电厂聚合资源应按要求执行调节指令。在执行调节指令过程中导致的清洁能源弃限电量、有序用电执行合格率及调节精度偏差情况，不计入全省弃限电统计范围、有序用电统计及偏差率考核范围。

## 第七章 退出管理

第三十条 “负荷类”虚拟电厂因聚合用户计划检修等原因不满足现货市场运行条件时，应于次月中长期月度交易前向

市场运营机构按整月申请变更现货市场参与方式，按普通售电公司相关规则参与交易，全年暂停时长不得超过 3 个月。

第三十一条 虚拟电厂运营商可自愿申请退出虚拟电厂交易序列，应提前 45 天向电力交易机构提出书面申请，明确退出原因和计划的终止交易月，通过山西电力交易平台公示，公示期为 5 个工作日，经公示无异议后，“负荷类”虚拟电厂运营商可转为普通售电公司继续参与市场交易。“分布式电源类”虚拟电厂运营商进行退市处理，所聚合资源暂以普通分布式新能源身份入市交易。“源荷类”虚拟电厂按照源网荷储一体化、绿电园区、绿电直连、微电网等项目要求执行。

第三十二条 申请变更交易方式、退出市场的虚拟电厂运营商，应按规定妥善处理好批发、零售合同等相关事宜。

第三十三条 虚拟电厂强制退市程序按以下程序办理。

#### （一）“负荷类”虚拟电厂

1. 电力调度机构每月对虚拟电厂的调节容量可用率进行统计，若连续三个月调节容量可用率低于 50%且申报调节容量小于 2.5MW，应在 3 个月内完成整改，整改期间不暂停交易。调节容量可用率=申报调节容量/测试认定调节容量或历史运行负荷上下限差值 $\times 100\%$ 。

2. 未按期整改完成，取消其虚拟电厂交易资格，且全额回收其整改期间因中长期交易成交量约束和金融套利约束放宽

的获利以及灵活性调节能力补偿费用。“负荷类”虚拟电厂运营商可申请转为普通售电公司，经 10 个工作日公示无异议后按照相关规则参与市场交易。

（二）“分布式电源类”虚拟电厂参照售电公司强制退出相关政策执行。

（三）“源荷类”虚拟电厂按照源网荷储一体化、绿电园区、绿电直连、微电网等项目管理要求执行。

## 第八章 附 则

第三十四条 本办法自 2025 年 9 月 18 日起实施，有效期 2 年。