

山西省能源局文件

晋能源规〔2022〕1号

关于印发《虚拟电厂建设与运营管理 实施方案》的通知

各市能源局，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，各发电集团及有关发电、售电、用电企业：

按照国家发展改革委、国家能源局《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕280号）、《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（发改能源〔2022〕206号）和我省有关文件精神，为进一步推进源网荷储灵活高效协同互动，提升电力市场对高比例新能源的适应性，构建适应新型电力系统的市场机制，结合我省电力市场化改革和

运行实际，省能源局制定了《虚拟电厂建设与运营管理实施方案》，经报省政府同意，现予以印发，请遵照执行。

山西省能源局

2022年6月21日

(此件主动公开)

虚拟电厂建设与运营管理实施方案

为贯彻落实国家发展改革委、国家能源局《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕280号）、《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（发改能源〔2022〕206号）文件精神，结合山西电力市场运行实际，制定本实施方案。

一、重要意义

虚拟电厂是能源与信息技术深度融合的重要方向，是将不同空间的可调节负荷、储能侧和电源侧等一种或多种资源聚合起来，实现自主协调优化控制，参与电力系统运行和电力市场交易的智慧能源系统，是一种跨空间的、广域的源网荷储的集成商。随着分布式电源、电动汽车、储能、微电网的快速发展，深化我省电力现货市场建设，进一步推进源网荷储协同互动，建立现货背景下的虚拟电厂市场化运营机制，有利于充分挖掘系统灵活性调节能力和需求侧资源，有利于各类资源的协调开发和科学配置，有利于提升系统运行效率和电源开发综合效益，有利于提升电力系统实时平衡和安全保供能力。

二、总体要求

（一）指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻习

近平总书记视察山西重要讲话精神，以打造清洁低碳、安全高效的现代能源供给和消纳体系为指引，将源网荷储协同互动作为提升电力系统调节能力和安全保障能力的重要举措，以市场机制为依托，以技术革新为动力，加快推进虚拟电厂建设，扩大需求侧（储能）响应规模，提升我省新能源消纳及需求响应能力，形成源荷储发展良性循环。

（二）工作原则

坚持市场驱动。依托我省电力现货市场建设成果，充分发挥分时价格信号作用，引导发、用、储侧资源通过虚拟电厂方式积极参与电力平衡，大幅提升电力系统的灵活性和可靠性。

坚持激励创新。通过完善虚拟电厂市场化运营机制，挖掘虚拟电厂在电力市场的商业价值，引导互联网、物联网、大数据、自动化等技术和人才队伍向虚拟电厂行业积聚，激发市场对虚拟电厂研发、建设、运营的投入和创新动力。

坚持有序推进。在确保供电可靠和电网运行安全稳定的前提下，建立规范的虚拟电厂建设、运营和管理机制，试点先行，积极稳妥，有序推进，强化过程监管和结果导向，确保虚拟电厂的正向作用和市场收益对等，引导虚拟电厂主动防范风险。

三、建设内容

（一）虚拟电厂类型

按照虚拟电厂聚合优化的资源类别不同，将虚拟电厂分为

两类：

“负荷类”虚拟电厂：指虚拟电厂运营商聚合其绑定的具备负荷调节能力的市场化电力用户（包括电动汽车、可调节负荷、可中断负荷等），作为一个整体（呈现为负荷状态）组建成虚拟电厂，对外提供负荷侧灵活响应调节服务。

“源网荷储一体化”虚拟电厂（以下简称“‘一体化’虚拟电厂”）：指列入“源网荷储一体化”试点项目，建成后新能源、用户及配套储能项目通过虚拟电厂一体化聚合，作为独立市场主体参与电力市场，原则上不占用系统调峰能力，具备自主调峰、调节能力，并可以为公共电网提供调节服务。

（二）技术要求

虚拟电厂应具备发用电调节和需求响应能力，提供削峰填谷、调频、备用等服务，其聚合的资源应符合电网接入规范、满足电网安全技术要求。虚拟电厂可基于省级智慧能源综合服务平台建设技术支持系统，也可以独立建设技术支持系统，但应接入省级智慧能源综合服务平台，均应满足《虚拟电厂并网运行技术规范》（详见附件 1）规定的聚合资源能力、调节响应能力和数据交互技术要求等。

（三）运营管理

“负荷类”虚拟电厂运营商应是具有山西电力市场交易资格的售电公司或电力用户；“一体化”虚拟电厂运营商应是“一体化”

项目主体或者授权代理商，并具有山西电力市场售电资格。虚拟电厂对应的市场化交易应单独结算。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，后期视电力市场发展情况适时进行调整。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。具体按照《虚拟电厂运营管理规范》（详见附件2）执行。

四、建设与入市流程

（一）“一体化”虚拟电厂建设与入市流程

“一体化”虚拟电厂按照我省《源网荷储一体化项目管理办法》有关规定履行相关项目建设程序，建成并网运行前要同步建成虚拟电厂技术支持系统，并完成系统测试、运行管理及市场注册相关程序。

（二）“负荷类”虚拟电厂建设与入市流程

1.报送方案。项目主体按照虚拟电厂要求编制实施方案，并报送至山西省能源局。实施方案内容包括但不限于：各用户用电量、负荷大小及特性曲线、可调节容量、运营机制、技术支持系统建设方案、拟聚合负荷协议及预期技术指标等。

2.方案评估。山西省能源局委托第三方咨询机构开展方案评估工作。按照“科学规范、客观公正”的原则，由第三方咨询机构组织，从政策要求、技术规范、综合性能等方面进行评估，出

具评估意见并报送山西省能源局、山西能源监管办。

3.项目公示。山西省能源局依据第三方咨询机构评估意见，在充分征求相关单位意见的基础上，在官方网站公示相关情况。公示无异议后，纳入虚拟电厂建设目录。

4.建设管理。项目主体按照相关政策要求及技术规范开展技术支持系统建设，原则上建设周期不超过6个月（自纳入虚拟电厂建设目录算起）。

5.系统测试。对具备测试条件的虚拟电厂，由省电力公司组织开展负荷聚合能力、调节性能、技术支持及数据交互等方面的测试工作，出具测试报告并报送山西省能源局、山西能源监管办。

6.运行管理。虚拟电厂系统测试满足要求后，由项目主体与省电力公司签订虚拟电厂调度协议、虚拟电厂需求响应协议，明确双方责任和义务。

7.市场注册。相关主体具备以上条件后，可以通过山西电力交易中心办理虚拟电厂注册，获取交易资格。

五、退出方式

（一）自愿退出

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天向山西省能源局提出书面申请，明确退出原因和计划的终止交易月。经公示无异议后，虚拟电厂运营商可申请转为普通售电公司继续参与市场交易。申请退出电力市场的，应按照规定处理

好相关事宜。

(二) 强制退出

1.经过程跟踪发现虚拟电厂实际运行未能持续满足相关标准的，应限期整改。对未按期完成整改的，取消其虚拟电厂交易资格。“负荷类”虚拟电厂运营商可申请转为普通售电公司，经公示无异议后按照相关规则参与市场交易。“一体化”虚拟电厂按照我省《源网荷储一体化管理办法》相关规定执行。

2.按照我省电力市场相关规定，发生应当强制退出情形的，经山西省能源局调查确认后，通过山西电力交易平台、“信用中国”等政府指定网站向社会公示 10 个工作日。公示期满无异议的，强制退出电力市场。相应市场主体要提前做好市场身份变动衔接，做好以普通市场主体参与市场交易的相关准备。

六、组织实施

(一) 加强组织领导

各有关部门要积极按照职能分工加强协同配合，努力形成政策和工作合力，扎实推进各项工作。山西省能源局要加强统筹协调和督促指导，会同相关部门统筹推进本方案组织实施。

(二) 实现信息共享

省电力公司各专业部门要协同配合，做好用户、储能、分布式电源等各类信息的采集、处理、整合工作，利用省级智慧能源综合服务平台，建立可调节负荷资源库，并动态调整用户名单，

整合电力行业全产业链信息，推动虚拟电厂数字化发展。

（三）深化政策引导

完善电力市场规则，发挥电力市场机制的分时价格信号，鼓励具备条件的虚拟电厂积极参与相关市场交易，逐步扩大虚拟电厂规模，拓展新能源消纳途径，有效缓解供需矛盾，保障电力系统安全稳定运行。

（四）做好政策宣贯

组织开展虚拟电厂市场化运营政策、机制的培训、宣贯工作。鼓励虚拟电厂运营商采取多种形式，向终端用户充分宣贯政策，引导用户优化储用电模式，高比例释放一般工商业和大工业负荷的用电弹性。

七、附则

本方案自 2022 年 7 月 22 日起实施，有效期 3 年。

附件：1.虚拟电厂并网运行技术规范

2.虚拟电厂运营管理规范

虚拟电厂并网运行技术规范

虚拟电厂应持续满足相应的聚合资源能力、调节响应能力要求，依据我省电力市场规则参与交易，提供调频、备用等辅助服务。其聚合的可调节负荷、电源、储能资源等应符合电网接入规范，满足电网安全技术要求。

虚拟电厂可基于省级智慧能源综合服务平台建设技术支持系统，也可以独立建设技术支持系统，但应接入省级智慧能源综合服务平台，统一运营管理。省级智慧能源综合服务平台与独立技术支持系统均应满足相关数据交互技术要求。

一、聚合资源能力

（一）聚合对象：包括电源、负荷、储能三类资源。电源侧资源应为在山西电网并网运行的光伏、风电、生物质发电等，负荷侧资源应为省级智慧能源综合服务平台可调节负荷资源库中的电力用户，储能侧资源应为省内电源侧、电网侧、用户侧各类储能设施；

（二）调节容量：初期不低于 20MW，且不低于最大用电负荷的 10%，后期视虚拟电厂发展情况滚动修正；

（三）响应时长：具备按照调节容量要求持续参与响应不小

于 2 小时的能力，后期视虚拟电厂发展情况滚动修正。

二、调节响应能力

(一) 调节速率：不低于（调节容量*3%）/分钟，且不低于 0.6 兆瓦/分钟；

(二) 响应时间：虚拟电厂调节出力应与指令调节方向一致，且可在 120 秒内跨出调节死区；

(三) 调节精度：以每 15 分钟为一个时段计算偏差率并进行考核，要求“负荷类”虚拟电厂不超过 $\pm 15\%$ ，“一体化”虚拟电厂不超过 $\pm 10\%$ 。偏差率=（实际电量-计划电量）/（日前申报调节容量 $\times 0.25$ 小时） $\times 100\%$ 。

三、数据交互要求

省级智慧能源综合服务平台与独立技术支持系统需配置时间同步对时（GPS 或北斗）装置并具备自动授时功能，确保本地数据和上送数据的时间标记准确和可靠。其系统内部划分生产控制大区 and 互联网区，安全区之间应采取安全隔离措施；具备对聚合可控资源实时遥测、遥信能力；能够接受、分解、执行实时调度指令；具备灵活调节资源聚合功能，支持分散负荷按不同维度聚合参与不同调控场景业务。

(一) 数据接入要求

模型类数据：虚拟电厂应具备：中文名称、所聚合资源类型、容量等基本信息；调节容量、响应时长、调节速率、响应时间、

调节精度等聚合资源能力、调节响应能力数据模型；单体负荷名称、类型、额定功率、地理位置（经、纬度）、并网馈线、并网变电站等单体负荷基本信息。模型类数据交互频次不大于 1 天/次。

运行类数据：用户侧应具备实时有功、无功、电流、电压、遥信等运行类数据交互，仅参与中长期和现货交易的运行类数据交互频率不大于 15 分钟/次，参与辅助服务交易的运行类数据交互频次不大于 1 分钟/次。

（二）通信接口要求

支持 IEC60870-5-104、DL476-92 等网络通信协议或 WebService、E 文件等通用接口。

（三）安全防护要求

具备国网公司对接入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，满足国网公司信息通信、网络安全等专业的要求并经过许可。

（四）网络传输要求

“一体化”虚拟电厂应符合实时控制要求，按照相关要求通过调度数据网接入相应调控机构技术支持系统。数据交互应采取加密措施，不允许明文传输，互联网出口带宽应不低于 100M，网络延时不超过 500ms，数据丢包率不高于 0.5%。虚拟电厂通过光纤直联或 4G（5G）无线专网等方式实现对所聚合调节资源遥测、遥信的全覆盖，网络速率延迟不超过 500ms，丢包率不高于 0.5%。

(五) 计量采集

计量装置应具备约定时刻冻结电能量数据能力，最小冻结间隔不大于 15 分钟。

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、下线的偏差进行考核。

(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。

抄送：国家发展改革委，国家能源局，省人民政府，省发展改革委，
山西能源监管办。

山西省能源局

2022年6月21日印发
