

陕西省发展和改革委员会 国家能源局西北监管局文件

陕发改运行〔2025〕827号

陕西省发展和改革委员会 国家能源局西北监管局 关于印发《创新支持虚拟电厂参与电力市场 促进高质量发展实施方案》的通知

各设区市发展改革委，杨凌示范区发展改革局，国网陕西省电力有限公司、陕西电力交易中心有限公司、陕西省电力负荷管理中心、陕西省电力需求侧研究中心，各有关经营主体：

为积极支持我省新型主体创新发展，充分发挥新型主体在能源保供、系统调节方面的功能作用，引导虚拟电厂规范有序入市，省发展改革委、国家能源局西北监管局联合制定了《创

新支持虚拟电厂参与电力市场促进高质量发展实施方案》，在充分征求市场主体意见的基础上，经陕西省电力市场管理委员会 2025 年第二次会议审议并表决通过，现予以印发，请遵照执行。



创新支持虚拟电厂参与电力市场 促进高质量发展实施方案

为贯彻落实国家发展改革委、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）、《关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》（发改能源〔2025〕357号）等文件精神，积极培育虚拟电厂等新型经营主体合规有序入市，充分发挥需求侧资源灵活调节作用，制定本方案。

一、总体思路

按照“统一规范、市场培育、技术创新、多元发展”的原则，积极推动我省虚拟电厂合规有序入市，以市场化路径实现常态化、规模化、可持续发展，以关键技术和核心装备创新为引领，驱动虚拟电厂高质量发展，积极探索利益共享、责任共担的资源互动业务场景和商业模式，充分发挥新型经营主体在能源保供、系统调节方面的功能作用，为新型经营主体发展提供良好市场环境，促推更好形成能源领域新质生产力。

二、虚拟电厂市场定位

陕西省内的虚拟电厂运营商将需求侧可调节负荷、分布式电源、独立储能等各类分散资源聚合后形成虚拟电厂，作为整

体参与电力市场。虚拟电厂运营商是虚拟电厂建设、运营和组织的主体，是虚拟电厂市场权利义务、聚合资源调度响应管理以及涉网安全管理等的主要责任主体。

虚拟电厂与其他经营主体享有平等的市场地位，按照市场规则依法、合规、公平参与电能量交易、绿电绿证交易、辅助服务市场及容量市场等各类市场化交易，实现协同调度并承担偏差结算和不平衡资金分摊等相关费用。

三、虚拟电厂聚合资源分类

虚拟电厂现阶段主要聚合分布式光伏、分散式风电、独立储能等调度未直接调管的分布式资源和具备负荷调节能力的市场化用户。聚合资源应为具有电网企业独立户号、在电力交易平台注册的市场主体。由调度机构直接调度管理的发电及储能资源不纳入聚合范围。

（一）聚合资源类型

将虚拟电厂聚合资源分为发电类资源、负荷类资源和独立储能类资源三类：

发电类资源：符合国家及我省分布式电源有关管理要求，具备独立上网关口、接入电压等级在 10 千伏（不含）以下的工商业分布式光伏及分散式风电（含其内部配置储能），其中“自发自用、余量上网”的工商业分布式光伏，须与对应用户被同一虚拟电厂代理。

负荷类资源：执行我省工商业用电价格且具备调节能力的电力用户（含其内部配置储能），包括但不限于配置分布式电源、用户侧储能的电力用户、电动汽车充电设施、蓄热蓄冷、常规工业可调节负荷、商业楼宇用户等。电力用户经电网企业认定接入节点处于配网明显阻塞区域的，不参与虚拟电厂聚合和调节。

独立储能类资源：我省符合《陕西省新型储能参与电力市场交易实施方案》（陕发改运行〔2024〕377号）有关要求、接入电压等级在10千伏（不含）以下的分布式储能。

（二）聚合控制分类

聚合资源按照资源调控和响应能力，划分为实时直控型资源和日前响应型资源两类：

实时直控型资源，指具备与电力调度控制系统和新型电力负荷管理系统的实时信息交互功能，可执行虚拟电厂下发指令或接受虚拟电厂的直接调控，能跟踪实时市场计划曲线并实时响应调度指令。虚拟电厂所聚合的发电类资源、独立储能类资源必须是实时直控型资源，满足直接调控能力要求。实时直控型资源组成的虚拟电厂单元，均纳入涉网安全管理范围。

日前响应型资源，指具备与电力调度控制系统或新型电力负荷管理系统进行信息交互的功能，可接受虚拟电厂多日、日前、多小时的调度指令或计划曲线并进行响应。

四、虚拟电厂市场注册

陕西省虚拟电厂和被虚拟电厂聚合的各类资源对应的经营主体（简称“聚合资源主体”）参与电力市场交易，均应符合《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）、《陕西省电力中长期交易规则》（西北监能市场〔2023〕3号）及本方案等有关要求，需在陕西省电力负荷管理中心通过虚拟电厂能力测试，并在陕西电力交易中心办理市场注册手续生效后，方可参与各类电力市场交易。

（一）注册条件

虚拟电厂在电力中长期市场、现货市场开展购售电业务，应具备售电公司资质，电力、电量数据具备日 96 或 24 时点分时计量与传输条件，聚合资源总调节容量不低于 5 兆瓦，且单个电网现货市场出清节点（初期为相关 330 千伏及以上电压等级母线，下同）调节容量不低于 0.5 兆瓦，持续调节时间不低于 1 小时。

聚合资源主体开展市场注册时，由国网陕西省电力有限公司明确聚合资源主体所在的现货市场出清节点，并同时按照实时直控型资源和日前响应型资源进行分类标识。已注册且拥有自用储能、分布式电源等内部设施的经营主体应通过陕西电力交易中心电力交易平台（简称“交易平台”）补充提供内部设施的相关信息和资料。

（二）注册流程

虚拟电厂市场注册按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理。虚拟电厂运营商应按固定格式签署信用承诺书，规范提交有关注册资料。陕西省电力负荷管理中心将调节性能、软硬件系统以及聚合容量认定结果与聚合资源主体控制能力分类等信息，通过技术支持系统推送至陕西电力交易中心。陕西电力交易中心在收到推送信息之日起5个工作日内完成注册资料完整性核验。

虚拟电厂及其聚合资源主体（与调节性能认定结果涉及主体一致），应配合同步办理注册手续。陕西电力交易中心通过交易平台、“信用中国”网站等政府指定网站，将虚拟电厂满足注册条件的信息、材料和信用承诺书向社会公示，公示期为1个月。公示期满无异议的虚拟电厂，注册手续自动生效。聚合资源主体市场注册审查通过的，原则上无需公示，注册手续直接生效。陕西电力交易中心将公示期满无异议的虚拟电厂纳入自主交易市场主体目录，实行动态管理并向社会公布。

（三）信息变更及退出

1. 调节能力变更

已参与市场交易的虚拟电厂，其聚合资源主体发生经营主体市场注销、机组退役关停转让、电源或储能装机容量变更、用户扩容或减容、其他关键技术参数变更等影响虚拟电厂调节能力的，

应重新进行能力测试。通过测试的虚拟电厂及其聚合资源主体应配合同步办理市场注册信息变更手续。

2. 市场退出

虚拟电厂退出及保底售电启动条件，参照《售电公司管理办法》、《陕西电力市场保底售电机制实施细则》执行。虚拟电厂被取消市场交易资格或强制退出的，虚拟电厂运营商与聚合资源主体已签订尚未履行的购售电合同次月起终止履行，聚合资源主体可以与其他虚拟电厂或售电公司签订新合同。已进入市场的发电类、独立储能类资源与主体签订新聚合合同前，无合同月份按照“不报量不报价”方式参与现货市场，作为价格接受者，按所在节点实时市场出清均价结算。

五、虚拟电厂聚合服务管理

（一）聚合管理要求

虚拟电厂通过交易平台及“e 交易”App，依托电力零售市场与发电类资源、负荷类资源和储能类资源等各类聚合资源主体确立聚合服务关系，在电力批发市场参与电力交易。

注册生效的虚拟电厂若未严格按照与其进行能力测试聚合资源主体确立聚合服务关系，则无法参与市场调节，仅能按照普通售电公司相关规则参与交易结算。纳入涉网安全管理范围的虚拟电厂原则上应通过交易平台按月向陕西省电力调度控制中心提交聚合资源主体清单。

虚拟电厂与聚合资源主体的服务合同周期，原则上不低于6个月，以自然月为最小单位（下同）；涉及跨年的，需按年确定聚合服务关系。聚合服务合同周期内，同一聚合资源主体在同一合同周期内仅可与一家售电公司、虚拟电厂确立服务关系。聚合资源主体的全部上网/工商业下网电量通过该虚拟电厂参与交易，不得再委托其他经营主体代理，或单独参与电力批发市场。与虚拟电厂建立服务关系的聚合资源主体存在多个上网点/下网点（或户号）的，且上网点/下网点分属不同现货市场出清节点时，聚合资源主体需分节点建立交易单元。

虚拟电厂运营商应按照《陕西电力市场履约保函、保险管理细则》要求，及时、足额递交履约保函（保险）。虚拟电厂运营商按照聚合资源主体对应历史周期的实际结算电量绝对值之和乘以售电公司保函标准计算保函额度。

已参与市场交易的虚拟电厂聚合范围原则上至少在6个月内保持不变。若虚拟电厂与聚合资源主体的聚合服务关系发生变化，需在聚合服务关系变更前重新进行能力测试，通过测试的虚拟电厂及相关聚合资源主体应配合同步办理聚合服务关系新增或终止手续，陕西电力交易中心和陕西省电力负荷管理中心同步受理做好相关信息变更。

（二）聚合服务合同签约

虚拟电厂与各个聚合资源主体以套餐形式签订聚合服务合

同。聚合服务合同中应明确包括但不限于以下事项：服务合同期限、电能量购电（或电能量售电）价格、调控能力或容量价格、收益分成机制、调节方式和信息交互响应要求、电能量偏差处理机制、调节偏差处理机制、安全责任、考核分摊机制、违约责任及解约条款等。陕西电力交易中心适时设计标准化的聚合服务套餐模板，供经营主体自主选择。套餐模板、签约模式等按照《陕西省电力零售市场交易细则》执行。

六、虚拟电厂参与市场交易机制

陕西省虚拟电厂可参与批发市场省间、省内电力中长期电能量交易、现货电能量交易、辅助服务市场交易及容量市场交易等各类交易（含容量补偿机制等）。

（一）市场准备

1.交易单元设置

虚拟电厂与聚合资源主体达成服务关系后，依据聚合资源主体特性，以现货市场出清节点为单位设置交易单元（简称“节点交易单元”），节点交易单元是虚拟电厂参与中长期、现货等的市场交易结算的基本单元。

根据节点聚合资源的类型、容量、调控能力不同，细分为实时直控型节点交易单元、日前响应型节点交易单元和普通售电交易单元。其中，实时直控型节点交易单元、日前响应型节点交易单元单个节点调节容量不低于 0.5 兆瓦，持续调节时间

不低于 1 小时。日前响应型节点交易单元主要聚合负荷类资源参与中长期电能量市场。普通售电交易单元主要代理不具有调节能力的零售用户交易单元参与普通购售电交易。

2.试运行期

虚拟电厂参与电力市场交易第 1 个月不参与调节，试运行期陕西省电力负荷管理中心将基于虚拟电厂调节能力认定时采用的基线水平对虚拟电厂基线进行校验监测。陕西省电力负荷管理中心未反馈监测异常的，虚拟电厂于次月起自动进入正式运营期。

（二）中长期电能量交易

虚拟电厂按照其形成的实时直控型节点交易单元、日前响应型节点交易单元分别参与中长期电能量交易。虚拟电厂结合自身发用电特性参与年度、月度、日交易，鼓励虚拟电厂参与日分时电能量交易等各类标准化交易，灵活调节自身电力、电量持仓曲线。

1.日前响应型节点交易单元

虚拟电厂日前响应型节点交易单元以购入电能量为主，卖出的电能量不得超过其净购入电量，每一时段净最大下网容量不超过该交易单元关联的负荷类资源最大用电负荷（或报装容量），分月累计购入电量上限按照《陕西省电力零售市场交易细则》执行。日前响应型节点交易单元在上述确定净最大下网容量以及分月累

计购入电量上限范围内，可自主申报交易。

2.实时直控型节点交易单元

聚合发电类、储能类以及负荷类资源参与中长期电能量市场。首先计算虚拟电厂实时直控型节点交易单元单一时点净最大上网容量、下网容量以及分月累计购入（卖出）电量上限。实时直控型节点交易单元在分月确定净最大上、下网容量以及分月累计买入（卖出）电量上限范围内，可自主申报交易。具体交易额度计算方式以及中长期分时段交易其他要求按照陕西电力中长期市场有关规则、实施细则执行。

（三）参与现货电能量交易

具备技术准入条件的虚拟电厂按所在节点以“报量不报价”或“报量报价”方式在日前环节申报运行日的发用电量价等信息，全电量参与现货电能量交易出清。具体现货市场申报要求和出清模型按陕西电力现货市场规则执行。

虚拟电厂具备调节能力时段的发电能力/用电需求的上下限之差需符合准入核定的调节能力。对由于虚拟电厂报价、计划分解等原因影响分布式新能源电量收购的，对应电量不纳入新能源弃电量统计。

当虚拟电厂不满足现货市场运行条件时，应及时向市场运营机构申请暂停“报量报价”参与现货市场交易，暂停期间按照普通售电公司相关规则参与交易结算。

（四）参与辅助服务市场交易

虚拟电厂参与西北区域、陕西省电力辅助服务市场交易的市场准入、交易结算及费用分摊分享等，按照国家能源局西北监管局相关辅助服务市场规则规定执行。虚拟电厂申报的辅助服务调节量，应基于其聚合资源的实际调节能力和电网需求进行合理确定，确保不超过其最大可调能力。对同时具备发电和用电身份的经营主体，在放电、充（用）电时分别按发电主体、用电主体参与辅助服务市场，同等接受各类考核。

七、计量与结算

（一）计量

虚拟电厂及相关聚合资源主体，均按照参与电能量和辅助服务交易类型，依据国网陕西省电力有限公司电能量计量装置数据（或拟合数据）确定电量数据。聚合资源主体的上网电量、下网电量应单独计量，进行电量计算。

（二）结算

虚拟电厂批发市场、零售市场结算均按照电力市场有关结算规则、实施细则开展，由陕西电力交易中心出具结算依据。结算电费采取费差方式，为虚拟电厂在零售市场的费用扣除在批发市场的费用等，差额为虚拟电厂月度结算电费。虚拟电厂首先按各个节点交易单元单独结算后，加总计算虚拟电厂整体结算电费。虚拟电厂应公平承担市场运营费用、不平衡资金等，

按照上下网电量分别计算分摊费用。虚拟电厂暂由电网企业依据结算依据，进行电费清分结算到户。

1.批发市场

虚拟电厂在批发市场中结算数据由被聚合资源计量数据加总形成，中长期交易合同照付不议，偏差电量依据陕西省内电力市场结算规则，按所在节点现货电价进行电能量市场结算，按日 96 点或 24 小时为最小结算时段，开展“日清月结”分时结算。现货市场未运行期间，按照中长期市场用户侧偏差结算价格进行结算。虚拟电厂辅助服务市场费用按西北能源监管局有关规则进行结算。

2.零售市场

虚拟电厂与其聚合资源结算方式参照《陕西省电力零售市场交易细则》，聚合资源主体的上网电量、下网电量分别按照双方签订的零售合同约定事项进行结算。

3.市场调节

市场初期，虚拟电厂按交易单元开展超额及缺额获益回收，初期计算方式、允许偏差范围与批发交易用户结算规则有关要求一致。虚拟电厂在调节时段基于核定基线的上调能力、下调能力不纳入中长期市场超额获益回收。调节时段内各结算时段（以小时或 15 分钟为单位）虚拟电厂超额获益回收的允许正偏差（负偏差），按照“用户侧允许正偏差（负偏差）比例”

与“上调（下调）能力占比+合理偏差系数”两者取大值确定。其中，上（下）调能力占比 = 认定上调（下调）能力÷虚拟电厂试运行期相应调节时段的平均分时电力。合理偏差系数暂按10%计算，并结合运行情况适时调整。如有变化，按照最新的陕西电力市场结算有关规则、实施细则有关要求执行。

八、信息披露

虚拟电厂及其聚合资源应当根据法律法规、政策性文件的要求在交易平台披露相关数据和信息，初期暂参照发电企业、售电公司要求披露信息。电网企业依据用户授权，允许虚拟电厂查看其聚合资源主体有关计量电量数据及历史数据信息，并承担相关信息披露职责。

九、工作要求

（一）建立健全管理运营工作体系。陕西省发展和改革委员会负责统筹推进全省虚拟电厂建设与运营管理工作，会同国家能源局西北监管局对虚拟电厂参与电力市场有关工作进行监管，指导电网企业、市场运营机构建立健全我省虚拟电厂工作体系，及时完善有关技术要求、交易细则以及监管要求等。

（二）强化技术支撑能力和服务水平。陕西省负荷管理中心负责虚拟电厂资格审核、能力测试、系统接入、监测评价等工作。陕西电力交易中心有限公司负责市场注册、中长期交易组织、合同管理、结算依据出具、信息披露等工作。陕西省电力调度控制

中心负责现货电能量交易、辅助服务交易组织以及安全校核等工作。虚拟电厂运营管理平台与交易平台、现货技术支持系统要按照国家网络安全有关规定，做好虚拟电厂资源管理、市场交易与运行调节等业务和数据的交互。

（三）做好运行监测和常态评估。陕西省发展和改革委员会授权国网陕西省电力有限公司开展虚拟电厂建设运营分析评价工作，对虚拟电厂运营商开展周期性评价和能力校核，包括调节性能、软硬件系统以及聚合容量校核等，对校核不通过的应限期整改，对拒不整改或整改不到位的应强制退出。

（四）打造一批精品示范项目。鼓励各市（区）结合电力保供、新能源发展、关中控煤等需求，利用区域源网荷储资源优势，选取典型性、代表性方向开展实践探索，打造一批技术先进、响应精准、商业模式创新、可复制推广的精品示范项目，引领我省虚拟电厂项目建设发展，全力支持陕西新型经营主体创新发展。

陕西省发展和改革委员会办公室

2025年6月12日印发

