

山东省发展和改革委员会 山东省能源局文件 国家能源局山东监管办公室

鲁发改能源〔2025〕155号

关于印发源网荷储一体化试点实施细则的通知

各市发展改革委（能源局），国网山东省电力公司，山东电力交易中心：

根据国家发展改革委、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）和国家能源局《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）等文件要求，为促进新能源消纳利用，助力新型电力系统建设，我们研究编制了源网荷储一体化试点实施细则。现印发给你们，并将有关事项通知如下。

一、试点模式

结合我省电力市场化改革和电力运行实际，源网荷储一体化试点工作按照4类模式组织实施，分别为就地就近消纳、绿电交

易、虚拟电厂、分布式自发自用，各类模式试点项目实施条件、运行管理等具体要求详见附件1-4。源网荷储一体化试点项目（以下简称“一体化项目”）需符合现行法律法规、电力行业相关政策、规范、标准规定，满足安全、环保等有关要求，严禁借一体化项目名义为违规电厂转正、将公用电厂转为自备电厂、拉专线、逃避政府性基金及附加等。

二、申报评审

（一）各市发展改革（能源）部门负责对照各类模式具体要求，组织摸排辖区内企业需求和意愿，指导企业因地制宜选择试点模式开展试点工作。就地就近消纳类试点项目前期已进行部署，暂不新增申报，尚未纳规的项目按照附件1的参考大纲编制实施方案。绿电交易类、分布式自发自用类试点项目按照附件2、附件4的参考大纲编制实施方案。对于虚拟电厂类试点项目，前期已申报试验示范且属于源网荷储一体化类型的，纳入试点申报范围，根据企业意愿，由企业编制实施方案（详见附件3），直接报送省能源局；新增项目按照我省虚拟电厂注册相关要求进行注册，由国网山东省电力公司征求企业意见后，将符合条件的项目报送省能源局，并附项目实施方案。

（二）项目申报前，各市发展改革（能源）部门负责会同相关部门和供电公司，对拟申报的绿电交易类、分布式自发自用类试点项目进行初审，对项目建设规模、实施条件、消纳能力、接入电网可行性等进行评估，明确评估意见后报送省能源局。今年拟

申报试点项目请于3月底前完成报送。

（三）各市发展改革委（能源）部门和国网山东省电力公司每半年报送一次申报材料。省能源局将会同有关部门，组织专家对各市申报和国网山东省电力公司推送的项目进行评估论证。评估内容主要包括方案编制情况，风、光等新能源资源落实情况，储能配置情况，新增负荷投产计划及建设条件落实情况，新能源消纳匹配情况，变电站建设、电力系统接入可行性、项目经济社会效益等相关情况。项目单位按照评估意见修改完善后，省能源局按程序将项目纳入年度试点名单。

三、建设实施

涉及新建项目的，项目投资主体要严格按照申报内容开展项目建设，不得擅自变更实施范围、建设地点、建设内容、股权结构等。项目建设完成后，市级发展改革委（能源）部门负责组织有关单位，根据批复方案和相关规定进行验收，出具验收意见，验收通过后向省能源局报备。电网企业按照国家、省相关技术标准和有关要求签订一体化项目并网调度协议、购售电合同、供用电合同等，并按程序办理项目并网手续，市级能源主管部门对项目建设做好指导把关。

四、监督管理

市级发展改革委（能源）部门负责项目建设监管，做好动态监测、定期预警，组织开展项目建成后的质效评估等工作；对未按要求建设的一体化项目责令整改，按季度向省能源局报送监管情

况。要坚决避免出现借用“源网荷储一体化”名义套取新能源资源现象，当项目负荷未按要求建设或达不到试点要求时，应重新编制实施方案并履行申报程序。项目纳入试点后2年内未开工的，取消项目试点资格。

试点实施过程中，如遇国家政策调整，按照国家相关政策规定执行。

附件：1. 新能源就地就近消纳模式试点项目实施细则（试行）

2. 绿电交易模式试点项目实施细则（试行）

3. 虚拟电厂模式试点项目实施细则（试行）

4. 自发自用模式试点项目实施细则（试行）



新能源就地就近消纳模式试点项目 实施细则（试行）

一、总体要求

新能源就地就近消纳模式适用于周边新能源资源条件较好、对绿电直连有明确要求的出口型企业。新能源就地就近消纳建设源网荷储一体化项目（以下简称“一体化项目”）应以提升新能源消纳水平为目标。重点发展每年不低于 2 亿千瓦时新能源电量消纳能力且新能源电量消纳占比不低于整体用电量 50% 的项目。新能源直连线路原则上由电网企业投资建设、运营和管理（不包括已纳规并批复接入系统方案的项目），国家有新政策的，按国家最新政策执行。输配电价及政策性费用按照国家和山东省相关政策执行。

二、实施条件

（一）投资主体。一体化项目内电源、负荷、储能原则上由同一主体投资，作为一个经营主体运营（不包括已纳规并批复接入系统方案的项目）。依托增量配电网实施的一体化项目，电源、电网（增量配电区域内输配电设施）、储能原则上由同一主体投资（同一主体控股视为同一投资主体），作为一个经营主体运营。在方案编制、企业报装立户、并网调度协议签订、供用电合同签订、交易注册等关键环节应进行同一主体一致性验证。

（二）电源项目。电源类型可包括风电、光伏、生物质发电以及分布式燃气机组，统筹资源禀赋、用电负荷、用电特性、调节能力、投资规模、税收贡献等，合理确定各类装机规模。常规水电、煤电、核电、抽水蓄能等不得接入一体化项目，已接入公用电网（含在建、已批复接入系统）的电源项目不得改接入一体化项目。

（三）并网要求。一体化项目应做好接入系统方案、继电保护、安全自动装置、自动化系统、通信网等规划设计，提出合理配置方案。

（四）新增负荷。一体化项目用电负荷应为新增负荷（不包括已纳规并批复接入系统方案的项目），取得相关主管部门的核准（备案）文件。一体化项目批复或纳规时未向电网企业报装的用电项目、已报装但配套电网工程尚未批复或立项的用电项目，已报装但供电方案尚未答复的均可视为新增负荷。新增负荷需满足在新的不动产权证范围内报装或在原址改、扩建时，单独划定一体化项目区域，且具备独立不动产权证、满足独立报装条件。

原有用电主体通过销户新装、更名、过户等方式在原厂区变更用电，或前期未单独报装立户（如企业的车间、分公司等）但已与电网形成电气联络的存量负荷，均不作为新增负荷。新增负荷与存量负荷原则上不产生直接电气连接。

（五）储能配置。一体化项目应根据企业自身需求，自愿合理配置储能。储能应自行建设，不得作为独立主体参与电力市场

交易。

（六）方案编制。申请纳规的一体化项目应参考附件大纲编制实施方案，并提供负荷核准（备案）文件或项目建设相关框架协议，自然资源、生态环境、文旅、水利、国防动员等部门对项目选址的支持性意见，电网企业对项目接入电网的支持性意见，以及建设单位相关材料。

三、运行要求

（一）投运时序。一体化项目应合理确定新增负荷、电源、储能建设时序，确保同步规划、同步建设、同步投产、同步运营。电网企业应合理安排线路工程建设时序，确保与一体化项目投产时序匹配。电源项目不得早于新增负荷和储能设施开工、投产，分期投产的须在项目申请阶段及实施方案中明确分期建设方案及投产计划，且每期每批电源、储能装机规模及投产时序都要与新增负荷相匹配。省能源局会同相关部门评估并同意分期分批建设后，项目投资主体可分期分批办理并网手续。

（二）并网运行。一体化项目不应影响电力系统安全稳定运行，接入系统应符合电力系统运行要求，完成相关性能试验及涉网试验，主要设备应满足国家、行业技术标准及管理规范有关要求，确保安全稳定运行。电网企业按照国家、省相关技术标准和有关要求签订一体化项目并网调度协议、购售电合同、供用电合同等，并按程序办理项目并网手续。

（三）自主调峰。一体化项目应建设源网荷储一体化管控平

台，作为整体参与电力市场交易；因负荷停运、故障异常、交易报价等造成弃风弃光，由项目投资主体自行承担风险，不纳入全省弃风弃光电量统计。

（四）应急调度。当公用电网电力供应紧张时，一体化项目应按要求参与需求响应、有序用电、紧急负荷控制。特殊情况下，电力调度机构有权将一体化项目作为地区应急资源，为公用电网提供支撑，一体化项目应予以配合，接受公用电网统一调度。

四、交易结算

（一）市场交易。一体化项目具备独立经营主体地位，作为用户进行市场注册，一体化项目从公用电网购电电量和上网电量按我省电力市场规则结算。

（二）统计要求。一体化项目各类资源分类装表计量并纳入电力统计。其中，用电量是指用户（含电力生产用户）耗用的全部电量，一体化项目用电设备耗用电量、发电设备损耗电量、储能设备损耗电量等计入用电量；发电量是指全部发电设备的关口计量电量，根据不同电源类型纳入相关统计范围。

（三）社会责任。一体化项目（含厂区内分布式电源）自发自用电量的政策性交叉补贴、系统备用费、政府性基金及附加、输配电价按国家和我省有关政策规定执行。

附件：XX 源网荷储一体化项目（新能源就地就近消纳模式）
实施方案参考大纲

附件

XX 源网荷储一体化项目（新能源就地就近消纳模式）实施方案参考大纲

一、设计依据、设计范围、设计原则

- （一）设计依据。
- （二）设计范围和设计原则。
- （三）设计水平年。

二、项目概况与建设必要性

- （一）项目概况。
- （二）建设必要性。

三、项目主要内容

- （一）电源建设内容。
- （二）电网建设内容。
- （三）新增负荷建设内容。
- （四）储能建设内容。
- （五）调控平台建设方案。
- （六）接入系统方案。

四、项目实施条件

- （一）电源实施条件。
- （二）电网实施条件。

(三) 新增负荷实施条件。

(四) 储能实施条件。

(五) 源网荷储匹配分析。

五、安全稳定分析

(一) 潮流计算分析。

(二) 暂态稳定分析。

(三) 系统短路电流计算。

(四) 系统短路比计算。

六、投资估算及财务分析

七、经济效益和社会效益

(一) 经济效益。

(二) 社会效益。

八、结论

九、附件

(一) 建设单位工商注册信息、法定代表人信息、统一社会信用代码、工商营业执照、信用证明、审计报告等。

(二) 负荷建设的核准(备案)文件或项目建设单位与地方政府签署的框架协议。

(三) 县(区)人民政府出具不以任何名义增加项目建设不合理投资或成本的承诺函。

(四) 自然资源、生态环境、文旅、水利、国防动员等部门对项目选址的支持性意见,风光项目需提供项目矢量坐标(shp

格式）。

（五）供电公司对项目接入电网的支持性意见。

（六）其他支持性文件。

附件 2

绿电交易模式试点项目实施细则（试行）

一、总体要求

绿电交易模式适用于周边新能源资源较差、有较强绿电使用需求的项目。支持已纳入省级年度建设计划的新能源项目投产后通过绿色电力交易与相应负荷锁定绿电使用规模。本类项目不要求绿电规模和使用比例，可由多家企业共同建设。

二、实施条件

（一）电源项目。电源类型可包括风电、光伏、生物质发电等，根据负荷规模、用电特性、调节能力等因素合理确定各类电源装机规模。

（二）接网要求。各类电源、储能并网线路和用电负荷供电线路原则上由电网企业建设，电网企业建设有困难或规划建设时序不匹配的，可由项目投资主体建设，经双方协商达成一致后，由电网企业依法依规适时回购。电源和用电负荷分别按现有并网接入程序和用户业扩报装程序办理。

（三）负荷要求。一体化项目用电负荷可以是增量负荷，也可以是存量负荷，项目申报前应与负荷单位签订绿电交易协议，并提供负荷单位相关资料。增量负荷还应提供负荷项目核准（备案）文件、负荷建设方案和投产计划等资料。

（四）储能配置。一体化项目应根据企业自身需求，自愿合理配置储能项目。储能应自行建设，不得作为独立主体参与电力市场交易。

（五）方案编制。申请试点的一体化项目应参考附件大纲编制实施方案，并提供项目电力交易相关协议，自然资源、生态环境、文旅、水利、国防动员等部门对项目选址的支持性意见，供电公司对项目接入电网的支持性意见，以及电源建设单位与负荷单位相关证明文件。

三、运行要求

一体化项目接入系统应符合电力系统安全稳定运行要求，完成相应性能试验及涉网试验。主要设备应满足国家、行业技术标准及管理规范有关要求，确保安全稳定运行。电网企业按照国家、省相关技术标准和有关要求签订一体化项目并网调度协议、购售电合同、供用电合同等，并按程序办理项目并网手续。

一体化项目电源应纳入公用电网统一调度，满足调度业务联系要求，配置调度自动化及网络安全设备、功率及负荷预测装置、通信光缆及设备，符合运行数据与电网调度机构实时交互条件，具备电力数据实时监控、电力有功及无功自动控制、电力功率及负荷数据预测、市场出清及调度指令接收分解下发等功能。

四、交易结算

新能源项目全电量参与市场交易，用电项目根据市场用户类型（批发用户或零售用户）参与市场交易，新能源项目和用电项

目通过绿色电力交易完成电能量交易和绿证划转。一体化项目的电源作为公用机组，负荷作为常规用户，按照国家和我省有关政策和市场规则结算电费。

附件：XX 源网荷储一体化项目（绿电交易模式）实施方案
参考大纲

附件

XX 源网荷储一体化项目（绿电交易模式） 实施方案参考大纲

一、设计依据、设计范围、设计原则

- （一）设计依据。
- （二）设计范围和设计原则。
- （三）设计水平年。

二、项目概况与建设必要性

- （一）项目概况。
- （二）建设必要性。

三、项目主要内容

- （一）电源建设内容。
- （二）储能建设内容。

四、项目实施条件

- （一）电源实施条件。
- （二）电网实施条件。
- （三）负荷情况。
- （四）储能实施条件。
- （五）源网荷储匹配分析。

五、电网电力平衡和系统调峰分析

- (一) 电力平衡及分析。
- (二) 系统调峰能力分析。

六、接入系统方案

- (一) 周边电网概况。
- (二) 接入系统方案。
- (三) 潮流计算分析。
- (四) 暂态稳定分析。
- (五) 系统短路电流计算。
- (六) 系统短路比计算。
- (七) 技术经济性分析及投资估算。

七、电力市场交易

八、结论

- (一) 接入系统推荐方案。
- (二) 投资估算。

九、附件

(一) 建设单位工商注册信息、法定代表人信息、统一社会信用代码、工商营业执照、信用证明、审计报告等。

(二) 负荷单位工商注册信息、法定代表人信息、统一社会信用代码、工商营业执照、信用证明等。

(三) 自然资源、生态环境、文旅、水利、国防动员等部门对项目选址的支持性意见。

- (四) 已纳入省级年度建设计划的有关文件。
- (五) 供电公司对项目接入电网的支持性意见。
- (六) 绿电交易合同或合作协议。
- (七) 其他支持性文件。

附件 3

虚拟电厂模式试点项目实施细则（试行）

一、总体要求

虚拟电厂模式适用于依托未纳入调度管理范围的分布式电源、用户侧或分布式储能、可调节负荷等各类资源建设的一体化项目，聚合资源应分别接入公用电网，可在不同区域内，通过聚合为虚拟电厂参与电力市场交易，实现源网荷储灵活互动，聚合资源由虚拟电厂运营商自主管理。此类项目由项目主体负责组织实施，国网山东省电力公司定期将项目运行情况向省能源局报备。

二、实施条件

（一）要素条件。

电源类型为未纳入调度管理范围的分散式风电、分布式光伏、分布式燃机、储能等。常规水电、煤电、核电、抽水蓄能等不得接入一体化项目。用电负荷应符合国家有关政策，不属于国家《产业结构调整指导目录》中淘汰类及限制类项目，具有省内独立电力营销户号，同一用户仅能由一家虚拟电厂运营商代理。一体化项目的储能配置比例应与负荷特性、新能源规模等相匹配。已建成（含在建、已批复接入系统）、纳入调度管理范围的调节性电源或储能设施不得参与构建一体化项目。

（二）准入流程。

1. 资源建档。采用虚拟电厂模式实施的一体化项目，各类资

源应分别接入公用电网并形成清晰的物理界面，需建设聚合平台，具备数据采集、运行监测、分析决策、指令分解功能，满足国家、行业相关规定和要求，并通过具有资质的第三方测评机构的网络安全检测认证。平台应接入新型电力负荷管理系统，并在系统中完成一体化项目虚拟电厂、机组、聚合资源档案维护。

2. 市场注册。虚拟电厂模式一体化项目参与电能量或辅助服务市场，应按照国家相关要求及我省虚拟电厂注册有关要求注册。

3. 能力测试。虚拟电厂模式一体化项目参与电能量或辅助服务市场，应由电网企业、调度机构对项目进行聚合资源、聚合方式、被聚合资源调节能力测试，完成对项目各虚拟电厂机组调节能力认定，并向电力交易机构提供实际调节能力证明。一体化项目调节能力、连续调节时长等应满足《山东电力市场规则（试行）》有关要求。

4. 公示生效。电力交易机构对参与电能量或辅助服务市场的一体化项目进行完整性校核，审核通过后予以公示。公示无异议后，一体化项目与电力交易机构签订入市协议，注册生效。

三、测试要求

虚拟电厂模式的一体化项目参照虚拟电厂验收及测试要求，由电网企业组织开展。验收内容包括聚合资源校核、平台功能校验等，验收通过后方可申请调节能力测试。一体化项目需配合验收工作，提供现场验收条件，针对验收中发现的问题，制定整改方案并认真落实。在验收和测试过程中，应确保人身、电网和设

备运行安全和操作安全，如因一体化项目准备不充分、策略不当等原因造成人身、电网、设备损失的，由一体化项目方承担相应责任和损失，并妥善处置相关舆情。

四、运行管理

（一）市场交易。采用虚拟电厂模式实施的一体化项目，以虚拟电厂方式参与市场，并满足虚拟电厂参与现货市场的技术要求。发电储能类机组与负荷类机组应按发电单元和用电单元分开申报、出清、交易、结算，同一时段调节方向不得相反，不可占用系统调峰能力。

（二）结算计量。虚拟电厂模式参与市场的一体化项目，由电网企业对各类资源单独计量、抄表、清分，按市场规则结算原则进行计算并结算到户。各类资源分类装表计量并纳入电力统计。一体化项目结算按国家和我省的有关政策和市场规则规定执行，后续如遇国家政策调整，按照国家政策执行。

（三）调度管理。当公用电网电力供应紧张时，一体化项目应按要求参与需求响应、有序用电、紧急负荷控制。特殊情况下，电力调度机构有权将一体化项目作为地区应急资源，为公用电网提供支撑，一体化项目应予以配合，接受公用电网统一调度，上网价格按照市场规则执行。

附件：XX 源网荷储一体化项目（虚拟电厂模式）实施方案
参考大纲

附件

XX 源网荷储一体化项目（虚拟电厂模式） 实施方案参考大纲

一、设计依据、设计范围、设计原则

- （一）设计依据。
- （二）设计范围。
- （三）设计原则。

二、项目概况

- （一）项目实施背景。
- （二）项目实施概况与建设必要性。
- （三）项目实施条件。
- （四）项目虚拟电厂运营商及代理用户介绍。

三、项目建设内容

- （一）建设规模。
- （二）建设方案。
- （三）项目规划与建设周期。

四、系统建设方案

- （一）系统架构及功能描述。
- （二）平台接入方案。
- （三）聚合平台安全防护测试。

(四) 投资估算。

(五) 经济和社会效益。

(六) 安全责任划分。

五、聚合资源能力分析

(一) 聚合资源负荷特性分析。

(二) 用电/发电能力分析。

(三) 电力平衡及分析。

(四) 系统调峰能力分析。

六、电力市场交易

七、附件

(一) 建设单位工商注册信息、法定代表人信息、统一社会信用代码、工商营业执照、信用证明、审计报告等。

(二) 其他支持性文件。

分布式新能源自发自用模式试点项目 实施细则（试行）

一、总体要求

自发自用模式源网荷储一体化项目（以下简称“一体化项目”）适用于配电网承载能力不足、分布式新能源可开放容量受限区域。用电企业通过配建一定规模储能设施，增加新能源大发时段用电负荷，在本厂区范围内建设分布式新能源，所发电量原则上全部就地消纳。项目实施不应影响电力系统安全运行。

二、实施条件

项目可由多家企业联合开发建设，电源类型为分散式风电、分布式光伏、生物质发电、分布式燃气机组等。常规水电、煤电、核电、抽水蓄能等不得接入一体化项目。已接入公用电网（含在建、已批复接入系统）的电源项目不得改接入一体化项目。一体化项目的储能配置比例、时长应与负荷特性、新能源规模等相匹配，按照科学合理的容量规模比例及时长配置，鼓励配置长时储能。已建成（含在建、已批复接入系统）的调节性电源或储能设施不得参与构建一体化项目。该模式一体化项目的负荷可以为增量负荷，也可以为存量负荷。申请纳规或纳入省级年度建设计划的一体化项目应参考附件大纲编制实施方案。

三、运行要求

（一）项目接入。一体化项目接入系统应符合电力系统安全稳定运行要求，完成相应性能试验及涉网试验。主要设备应满足国家、行业技术标准及管理规范有关要求。电网企业按照国家、省相关技术标准和有关要求签订一体化项目并网调度协议、购售电合同、供用电合同等，并按程序办理项目并网手续。

（二）运行管理。一体化项目原则上不得向大电网反送电，如发生反送情况，反送电量按所在节点现货实时市场价格结算，纳入保障性电量来源。当项目用电负荷安排年度常规检修时，在具备新能源送出和消纳空间的前提下，可临时申请新能源上网发电，上网时段应由储能实现发电时段转移。在编制项目实施方案时，企业应根据行业自身特点，明确每年常规检修时间。

（三）应急调度。当公用电网电力供应紧张时，一体化项目应按要求参与需求响应、有序用电、紧急负荷控制。特殊情况下，电力调度机构有权将一体化项目作为地区应急资源，为公用电网提供支撑，一体化项目应予以配合，接受公用电网统一调度。

四、交易结算

（一）市场交易。一体化项目作为整体以用户身份参与市场交易，其上网电量根据市场用户类型，按照国家和我省的有关政策和市场规则规定结算电费，后续如遇国家政策调整，按照国家政策执行。

（二）应急结算。应急调度情况下，上网电量结算按我省电

力市场规则执行。

（三）统计要求。一体化项目的用电量、发电量应分别统计，在一体化项目运行期内，因负荷停运、设备检修、故障异常或调峰能力不足、交易报价等造成项目弃风弃光，项目投资主体自行承担风险，不纳入全省弃风弃光电量统计。

（四）社会责任。一体化项目（含厂区内分布式电源）自发自用电量的政策性交叉补贴、系统备用费、政府性基金及附加按国家和我省有关政策规定执行。

附件：XX 源网荷储一体化项目（分布式新能源自发自用模式）实施方案参考大纲

附件

XX 源网荷储一体化项目（分布式新能源自发自用模式）实施方案参考大纲

一、设计依据、设计范围、设计原则

- （一）设计依据。
- （二）设计范围和设计原则。
- （三）设计水平年。
- （四）项目概况。

二、电力系统现状

- （一）电网现状。
- （二）电源现状。
- （三）负荷现状。

三、电力发展规划

- （一）负荷预测。
- （二）电源规划。
- （三）电网发展规划。

四、电力供需平衡分析

- （一）建设必要性。
- （二）负荷情况。
- （三）负荷特性。

(四) 电源出力情况。

(五) 调峰计算。

五、电网电力平衡和系统调峰分析

(一) 电力平衡及分析。

(二) 系统调峰能力分析。

六、接入系统方案

(一) 周边电网概况。

(二) 局部电网情况。

(三) 接入系统方案。

(四) 潮流计算分析。

(五) 电能质量评估。

(六) 技术经济性分析及投资估算。

七、电力市场交易

八、结论

(一) 接入系统推荐方案。

(二) 投资估算。

九、附件

(一) 建设单位工商注册信息、法定代表人信息、统一社会信用代码、工商营业执照、信用证明、审计报告等。

(二) 供电公司对项目接入电网的支持性意见。

(三) 其他支持性文件。

政府信息公开选项：主动公开

山东省发展和改革委员会办公室

2025年3月6日印发
