

山西省能源局文件

晋能源电力发〔2022〕244号

关于印发 《源网荷储一体化项目管理办法》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：

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）等相关政策要求，提升能源清洁利用水平和电力系统运行效率，结合我省电力市场化改革和运行实际，省能源局制定了《源

网荷储一体化项目管理办法》，现予以印发，请遵照执行。



(此件主动公开)

源网荷储一体化项目管理办法

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)等相关政策要求，提升能源清洁利用水平和电力系统运行效率，结合我省电力市场化改革和运行实际，制定本管理办法。

一、整体要求

(一)源网荷储一体化项目(以下简称“一体化”项目)通过“一体化”虚拟电厂等聚合模式参与电网运行和市场交易，原则上不占用大电网的调峰资源，对占用大电网公共和商业调节资源的，按相关市场规则规定执行。

(二)本办法重点指导推进市(县)级、园区(居民区)级源网荷储一体化项目。

(三)一体化原则。源网荷储一体化项目坚持可研设计、项目评估、项目纳规、项目建设、项目并网、项目运营及项目监管共七个方面一体化。具体要求如下：

1.可研设计一体化。项目投资主体在编制项目可行性实施方案时，应坚持结果导向，围绕“如何实现一体化、一体化后不占用系统调峰能力”开展源、网、荷、储项目布局和设计，在项目论证的基础上，要突出“一体化”项目消纳能力分析、接入系统

方案、经济效益和系统安全稳定运行等方面的分析研究并有明确结论。要同步设计一体化运营技术支持系统，支撑项目并网后的一体化运营。

2.项目评估一体化。省能源局会同山西能源监管办组织或委托第三方咨询机构开展项目投资主体申报的源网荷储一体化项目实施方案的评估工作，逐项论证明确“一体化”项目立项条件、消纳条件、建设规模、接入系统方案、配套电网工程等的可行性，逐项形成明确的评估意见；坚持要素不全不通过、各要素分析结论模糊不通过，坚守“一体化”底线，择优遴选一体化项目。

3.项目纳规一体化。对遴选确定的源网荷储一体化项目，省能源局做好与国家“十四五”可再生能源发展规划衔接，纳入当年本省电力规划。“一体化”项目中的可再生能源项目列入市场化并网消纳项目，不占用当年保障性并网规模，不受可再生能源保障性收购政策约束。省能源局按照项目评估意见批复实施方案，作为项目核准（备案）的依据。由项目投资主体按照项目核准（备案）有关规定申请办理“一体化”项目核准（备案）手续。“一体化”项目建设内容发生变更的，应按照有关规定，在事前以书面形式向原项目核准（备案）机关提出变更申请并获得批复。

4.项目建设一体化。“一体化”项目投资主体应按照核准（备案）内容和国家相关要求，合理安排“一体化”项目建设节奏，确保项目按照核准（备案）内容同步建成。

5.项目并网一体化。“一体化”项目按照核准要求建成后，电网企业对源、荷、储项目予以同步并网，对并网过程中出现不满足要求的，“一体化”项目不得并网。

6.项目运营一体化。“一体化”项目并网后，依托一体化技术支持系统实现源网荷储一体聚合，以“一体化”虚拟电厂模式参与电网运行和市场交易，按照“报量报价”方式参与现货市场出清，具体按照我省虚拟电厂建设与运营管理实施方案及有关市场规则执行。

7.项目监管一体化。强化“一体化”项目事中事后监管，电网企业除按照相关规定及约束条件组织项目日常运营外，要定期开展跟踪评估分析，按月向省能源局和山西能源监管办上报项目运行评估报告。对运行后长期（超过两个月）达不到设计要求的项目，省能源局会同山西能源监管办组织进行专题研究处理，直至取消项目并网资格。

二、项目要素条件

纳入源网荷储一体化的项目，其源、网、荷、储各要素应满足以下条件：

（一）“一体化”项目用户侧负荷应不低于 60MW，年用电量不低于 3 亿千瓦时，优先支持年用电量 4 亿千瓦时以上的项目。综合考虑可调节、可中断负荷与配置储能后，“一体化”项目调节能力应不低于用电侧负荷的 50%，持续时间不低于 4 小时。配置

储能原则上建在电源侧或用户侧。优先支持调节能力强的“一体化”项目。

（二）发电装机容量原则上不低于 1.05 倍用电负荷，要按照新能源电量消纳占比不低于总用电量 40% 的要求，合理确定新能源规模与配比。优先支持高比例消纳新能源电量的“一体化”项目。实际运行中，新能源电量消纳占比低于总用电量 40% 的，应通过绿电交易、绿证交易、消纳凭证交易等市场化方式购买绿电以满足消纳权重要求。

（三）“一体化”项目应能满足发用电负荷需求，全部区域应处于省级电网、地方电网或增量配电网内，不可跨越。优先考虑并重点推进相关脱贫地区“一体化”项目、增量配电网“一体化”项目。

（四）拥有独立的“一体化”项目技术支持系统，满足现有省级调度机构关于并网项目的各类要求，生产控制区与信息管理区有效隔离，具备对可控资源实时遥测、遥信能力，能够接受、分解、执行实时调度指令。

（五）“一体化”项目应作为整体接入电网，与省级电网要有清晰的物理分界面，以主要开关、关口表为界限。项目主要设备应满足单独调控与计量要求，电网企业负责一体化内部项目计量采集装置安装、运行和维护服务。计量采集的装、拆、移、检定检测等按国家现行标准执行。

(六)“一体化”项目中包含的所有设备及其配套设施的地理位置，不能超过项目所在市(县)行政区域。原则上，“一体化”项目应接入同一并网点，接入不同并网点时，所有并网点任一时刻的节点电价应相同，即区域内无潮流阻塞。

(七)“一体化”项目运营商应具备我省电力市场售电资格。

三、项目组织及建设

(一) 方案编制及申报

项目投资主体按照省能源局统一安排，依据本办法相关规定组织开展项目实施方案编制及申报工作。项目实施方案的内容包括但不限于环境限制因素、系统消纳能力分析、系统调节能力分析、接入系统方案、经济效益分析、系统安全稳定运行影响分析、一体化技术平台设计等。并附项目开发协议、负荷侧开展一体化合作意向协议、前期支持性文件(申报项目土地必须符合国家对新能源项目用地要求，符合土地利用规划，不涉及生态红线、基本农田等)。

按照自主调峰、自我消纳原则，项目投资主体应在实施方案中明确制定项目自身调峰能力不足且大电网已无调节能力时的处置预案，自行承担弃电及有序用电风险。

(二) 方案论证及评估纳规

项目投资主体应组织发电、电网、热工、信息、新能源等领域专家开展“一体化”项目可行性论证工作，并出具与会专家签

字确认的方案论证意见书。

省能源局会同山西能源监管办组织或委托第三方咨询机构开展“一体化”项目评估工作。省能源局根据第三方咨询机构评估结果，优选成熟项目进行公示，公示无异议后，纳入山西省“十四五”可再生能源和电力发展规划，并发布源网荷储一体化项目名单（含项目明细）。第三方咨询机构原则上应具备评估电力系统安全稳定风险、省级电网及“一体化”项目新能源消纳水平的能力。

（三）项目核准（备案）

项目投资主体依据省能源局发布的项目名单，按照我省项目管理程序办理相关项目核准（备案）手续。

（四）项目建设及并网验收

“一体化”项目经核准（备案）后，项目投资主体应按照国家关于项目管理的要求，落实项目开工建设条件和质监注册后再行施工，确保项目建设运行环保、安全和项目质量效益，“一体化”项目的设计、施工、安装和监理等工作应根据项目特征由国家规定具备相应资质的单位承担，项目采用的关键设备应符合国家相应产品准入标准和检测认证要求。

“一体化”相关项目建成后，项目投资主体根据国家、省（市）相关规定和技术标准组织进行分类验收，包括但不限于设备、系统、整机整项目等方面；分类验收通过后，向电网企业提出一体

化并网及试运行申请。

电网企业接受项目投资主体并网及试运行申请后，应在 15 个工作日内对项目一体化建设情况进行专项评估，并召开专题评估会议研究确定评估结果。经专项评估满足一体化方案设计目标的项目，由电网企业予以并网。项目并网后安排试运行调试期一个月，期间，按照“一体化”虚拟电厂模式参与电网运行与市场交易，发电、用电按照我省虚拟电厂建设与运营管理实施方案及有关市场规则结算；提供调频等辅助服务的，按照对应时段全省平均价格结算。对于经专项评估不满足并网要求的“一体化”项目，电网企业应在 7 个工作日内向项目投资主体书面提出具体整改要求，项目投资主体按期按要求完成整改后，由电网企业予以并网。

四、项目运营管理

源网荷储一体化项目建成并网后，以“一体化”虚拟电厂模式参与电力系统平衡，并参与电力现货市场，暂不承担相关市场运营费用分摊，后期视电力现货市场规则修订情况确定。

（一）市场准入退出

按照山西省市场主体准入退出管理办法，“一体化”项目正式并网后，应在山西电力交易中心注册，以虚拟电厂身份参与电网运行，并以“报量报价”方式参与电力现货市场，遵守我省相关市场规定。

（二）运营基本条件

1.签订并网调度协议。“一体化”项目整体与电网企业签订并网调度协议。

2.具备分时计量和结算条件。“一体化”项目所有关口计量表计应具备96点分时计量和结算要求，区域内“一体化”项目依托电网企业统一开展结算工作。

(三) 运营技术要求

1.“一体化”项目接入规范、安全防护、计量结算、过程管理、入市退市等按照我省虚拟电厂建设与运营管理实施方案的相关规定执行。

2.“一体化”项目关口计量装置应按照《山西省电力市场管理实施细则（计量管理部分）》相关规定执行。

(四) 项目结算管理

1.山西电力交易中心负责向市场主体出具结算依据，电网企业对市场主体进行电费结算。

2.“一体化”项目属于增量配电网区域的，按照《国家发展改革委关于制定地方电网和增量配电网配电价格的指导意见》（发改价格规〔2017〕2269号）、《山西省发展和改革委员会关于增量配电网电价有关事项的通知》（晋发改商品发〔2018〕712号）及我省电力市场相关规定执行。“一体化”项目属于增量配电网区域之外的，与电网企业统一结算，执行现行电价政策和交易规则。

3.项目运行期，按照“日预清月结算年清算”的方式开展，

电力调度机构按日出清“一体化”项目量价曲线；电网企业按日计算“一体化”项目市场交易预结算费用，按月结算，按年清算。

五、监督检查

（一）各阶段项目监督检查主要内容

1.项目申报、核准（备案）、建设、验收期

“一体化”项目必须符合电力行业相关政策、规范、标准，满足有关环保、安全等要求，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行为。

项目投资主体要对申报资料、数据的真实性承担责任，严禁弄虚作假。一经发现立即取消项目投资主体申报资格，并根据实际情况予以通报批评，违法违规行为移交司法机关处理。

第三方咨询机构、专家委员会以及政府相关部门人员秉持“公开、公平、公正”原则对项目进行审核，并出具意见，过程中发现违规操作、政府干预等现象，申报项目一律取消资格，并给予相关责任人通报批评、行政处罚，违法违规行为移交司法机关处理。

项目建设期，项目投资主体每月向电网企业报送项目建设进展情况；省能源局组织电网企业等相关人员按季度定期进行检查，督查项目进度、项目推进合理合法化程度以及项目实施过程中遇到的问题。

2.项目调试、试运期

试运行调试开始日期指的是“一体化”项目具备并网条件且实际并网运行之日起。试运行调试由电力调度机构组织并监督，试运行调试期内，“一体化”项目以虚拟电厂身份参与市场交易与结算，试运行调试期不能超过一个月。试运行调试期满，需按照规定办理市场主体注册等入市手续，履行相关程序后按照规定参与市场交易。

3.项目运营期

“一体化”项目运营商的人员资质及配置、管理制度、运行制度、技术标准完备，需满足环保、安全、生产、市场的要求，且作为项目月评估的一项重要内容。

调度机构按月、季度编制“一体化”项目评估报告，报送省能源局。连续两个月、全年累计三个月评估报告不达标，取消“一体化”项目资格，后续申请重新办理。项目评估报告的模板另行制定。

（二）项目动态监测与预警指标

项目动态监测与预警指标分为静态基本类数据和动态运行监测类数据，相关部门和单位应按照项目推进阶段对各类指标、数据进行监督检查。

静态基本类信息包括但不限于：企业名称、法人信息、工商注册、信用评价、运营商等基本信息。

运行监测各阶段指标包括但不限于：项目申报资料以及支撑性文件、项目请示批复性文件、开工许可类主要证件、分项分类验收报告、整体验收报告、核准文件、项目进度、开工时间、完工时间、主要设备信息、涉电安全、环保、生产许可类执照（电力业务许可证、供电营业许可证等）、系统消纳能力与水平、发用储主要计量关口数据、市场交易资质和数据等。

名词解释：

源网荷储一体化：是一种可实现能源资源最大化利用的运行模式和技术，以能源互联网、现代信息通讯、大数据、人工智能、储能等技术为依托，通过优化整合本地电源侧、电网侧、负荷侧资源，合理配置各类储能，实现源网荷储各环节间协调互动，从而更经济、高效和安全地提高电力系统功率动态平衡能力，是构建新型电力系统的重要发展路径。

市（县）级源网荷储一体化：围绕省会城市和地级城市，立足扩大清洁能源发展和消纳空间，结合当地资源禀赋合理规划建设光伏、风电、生物质发电等电源侧项目，负荷侧以电动汽车充换电站、工商业综合体、清洁采暖电暖器和电锅炉、梯级水泵负荷等可调节、可中断用户为主；储能侧以区域居民电动汽车、区域性电动工程和大型电动重卡等运输车辆分散式电化学储能设施为主，鼓励因地制宜探索建设飞轮、压缩空气等新型储能；结合

项目布局 and 规划，根据需要配套研究局部电网结构加强方案，提出保障电源以及自备应急电源配置方案。

园区（居民区）级源网荷储一体化：围绕工业类开发区或园区，立足拓展分布式新能源发电空间和降低开发区能耗水平，结合开发区范围内地理条件，按照能建尽建的原则，合理布局光伏、风电、生物质发电等项目；负荷侧以可调节工业负荷、工业供热、风光制氢及配套工商业综合体等为主；储能侧以飞轮、压缩空气等新型储能设施为主，结合园区内电动运输工具和职工电动汽车，集中布局电动汽车充换电站；电网侧以配电网作为支撑，结合项目规划完善配电网建设，支持分布式电源开发建设和就近接入消纳。对涉及区域跨度较大且可调节能力较大的引水工程等企业，允许参照园区级源网荷储一体化进行整体布局开发。

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，
省商务厅，山西能源监管办。

山西省能源局

2022年5月26日印发
