

内蒙古自治区关于推进电力源网荷储一体化发展的实施细则（2022 年版）

（征求意见稿）

第一章 总 则

第一条 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）、《内蒙古自治区人民政府办公厅关于推动全区风电光伏新能源产业高质量发展的意见》（内政办发〔2022〕19 号）有关规定，为有序推动电力源网荷储一体化，加快新型电力系统建设，提升可再生能源开发水平和利用效率，结合自治区实际制定本细则。

第二条 本细则适用于自治区内电力源网荷储一体化发展模式，建设本地消纳的市场化并网新能源项目。

第三条 发展原则。

坚持自主调峰自我消纳。以落实消纳市场为前提，围绕负荷需求统筹设计电源、电网、储能，不向主网反送电，原则上不增加系统调峰压力，新能源综合利用率不低于 90%。

坚持“一体化”模式。严守一体化建设、一体化运营、一体化

管理底线，电源、电网、负荷、储能要同步投产，通过建设一体化智慧调控平台，统一运营管理。

坚持分类实施有序推进。按照“成熟一批、建设一批”的方式，创新应用场景，逐步扩大建设规模，加快提高用电负荷可再生能源电量比重。

坚持电力安全稳定运行。坚持底线思维，统筹发展和安全，充分评估各类安全风险，明确应对策略，确保电力系统安全稳定运行。

第二章 实施场景

第四条 结合自治区实际，分场景发展源网荷储一体化项目。

（一）大用户源网荷储一体化项目。支持年用电量5亿千瓦时及以上的增量负荷，发展源网荷储一体化，建设一定比例新能源，提升可再生能源电量比重。

（二）增量配电网源网荷储一体化项目。支持列入国家或自治区增量配电业务改革试点，根据增量负荷需求建设新能源，提升增量配电网可再生能源电量比重。推进增量配电网与大电网互联互通接入，融合发展。

（三）末端电网源网荷储一体化项目。在边境口岸、偏远小

城镇等负荷相对集中，且供电可靠性不足的电网末端区域，发展局部区域新能源微电网。

第三章 建设条件

第五条 源网荷储一体化项目应具备以下条件：

（一）增量负荷应符合国家和自治区相关产业政策，并取得相关主管部门的核准（备案）文件。

（二）源网荷储一体化项目优先支持具备调节能力的增量负荷，针对可调节负荷制定需求侧管理措施。

（三）源网荷储一体化项目配建的储能原则上不低于新能源规模的 15%，应确保在新能源全寿命周期内有效。储能时长原则上不低于 4 小时。若新增负荷具备调节能力，可适当减少储能配比，具体在评估阶段论证。

（四）增量配电业务改革试点必须取得电力业务许可证。

（五）末端电网源网荷储一体化项目与大电网连接点保持不变，孤网运行时须保障本地重要负荷至少 4 小时的连续供电。

第四章 新能源规模

第六条 新能源开发要与国家和自治区可再生能源规划、电力规划衔接一致，严格遵循生态红线等约束条件。优先汇集近区禀赋好的资源，促进规模化、集约化发展。

第七条 结合增量负荷规模、用电特性、储能容量，按照自主调峰、自我消纳的原则，确定新能源合理规模与配比。优先支持高比例消纳新能源电量的源网荷储一体化项目。

第五章 一体化模式

第八条 源网荷储一体化项目应作为整体接入电网，与大电网形成清晰的物理界面。

（一）一体化接入。配套建设的新能源直接接入增量配电网、用户变电站，原则上由投资主体建设。接入距离综合考虑电力系统安全稳定、电网规划等因素，原则上不超过50公里，具体根据接入工程电压等级研究确定。

（二）接网工程。源网荷储一体化项目接网工程原则上由电网企业建设，电网公司建设有困难或规划建设时序不匹配的，经与电网企业协商同意，可在项目投产后在适当时机由电网企业依法依规回购。

第九条 源网荷储一体化项目须建设一体化智慧调控平台，

明确控制关系、运行策略等。

（一）大用户、增量配电网等源网荷储一体化项目通过调控平台，作为整体接受主网统一调度。

（二）末端电网源网荷储一体化调控平台，由电网企业建设和调度。

（三）源网荷储一体化项目在紧急情况下作为地区应急资源，为地区电网提供必要支持。

第十条 源网荷储一体化项目作为整体统一运营管理。

（一）增量配电网源网荷储一体化项目。建设的新能源和储能，须直接接入增量配电网，并取得增量配电网的同意，由增量配电网业主统一经营，统一交易结算。

（二）大用户源网荷储一体化项目。大用户与其建设的新能源、储能，按照一个法人统一经营管理。

第十一条 源网荷储一体化项目用电不足时可从电网购电，鼓励开展绿电交易，交易规则原则上执行自治区电力市场相关要求。

第六章 组织实施

第十二条 申报程序。

(一)自治区统一组织源网荷储一体化项目实施方案(以下简称《实施方案》)的申报,每年四季度组织评估,可根据需要适时调整。

(二)各盟市按《源网荷储一体化项目方案编制大纲》要求,组织编制本地区《实施方案》,报自治区能源局。

第十三条 评估审批。

(一)自治区能源局会同国家能源局派出机构、电网企业,组织或委托第三方咨询机构开展《实施方案》评估。

(二)自治区能源局根据评估意见批复《实施方案》。

第十四条 组织实施。

(一)各盟市承担组织实施主体责任,根据自治区批复的《实施方案》,结合电力负荷建设进度,分批核准(备案)建设的市场化并网新能源和储能。

(二)投资主体承担建设主体责任,按照批复的《实施方案》建设。项目建设完成后,由电网企业组织验收。

(三)电网企业根据验收结果,在确保电力供应和电网运行安全的前提下,并网新能源,签订调度协议。

第七章 保障措施

第十五条 加强监测。

（一）自治区能源局建设电力管理平台，按季分类汇总向国家能源局报送。

（二）各盟市通过电力管理平台，按月报送项目建设信息、运行情况等。

第十六条 强化监管。

（一）自治区能源局会同有关部门、电网企业对《实施方案》中负荷及新能源建设运行等情况，进行动态监测和定期预警。及时跟进建设情况，评估存在的重大风险。

（二）各盟市要督促投资主体，主动向国家能源局派出机构申请电力业务许可证，确保依法依规运营。

第十七条 惩戒措施。

（一）投资主体变更批复的《实施方案》内容，一体化项目不得并网，造成的损失由企业自行承担。

（二）按照新增负荷落实情况逐步安排新能源投产规模，建设的负荷未投产的，或储能调峰等关键要求未达标的，一体化项目不得并网。

（三）源网荷储一体化项目须在实施方案中明确制定配套用电负荷不足、调峰能力不足时的处置预案，自行承担弃电风险。

第八章 附 则

第十八条 本细则自发布之日起施行，国家出台相关法律法规后，按照国家政策执行。

附件：源网荷储一体化项目方案编制大纲

附件

源网荷储一体化项目方案编制大纲

一、概述

包括但不限于盟市地区社会经济发展现状，各类电源装机规模、电源结构、电量结构和各类型电源运行和规划情况。

二、建设条件

分别从负荷、新能源、电网、储能角度分析说明，包括但不限于建设时序、发展现状、建设背景、建设用地等关键内容。重点说明负荷基本类型以及预期效果。

三、调节能力

分析负荷的调节能力，包括但不限于调节时长、调节能力以及运行方式，明确需求侧管理措施以及激励机制。

四、新能源规模

对源网荷储一体化项目调峰平衡进行专题分析，包括但不限于在主网调峰控制时刻的运行方式和运行策略。

根据调节能力、最大负荷和周边新能源实际出力特性进行生产模拟，论证新能源装机规模、储能装机规模和时长等，测算新能源发电小时数、弃电率和新能源电量占比等关键指标。

五、一体化模式

分析源网荷储一体化项目的接入、调控和运营方式，包括但不限于接入方案、接入距离，投资主体和运营方式。

对一体化调控平台建设方案和虚拟电厂运行方式进行专题分析。应提出明确的事故处置措施和安全保障方案。

六、投资估算及经济效益分析

测算源网荷储一体化项目各单项工程投资水平，分析新能源发电电价，重点对比分析源网荷储一体化项目建成后负荷用电电价变化情况。

增量配电网一体化项目须分析输配电价。

七、环境影响分析及社会效益分析

针对源网荷储一体化项目的环境影响、环境保护、环境效益和社会效益进行分析。

八、处置预案

针对配套用电负荷不到位、调峰能力达不到要求等情况，制定可操作的处置预案，避免发生弃电问题。

九、结论及建议

十、申报投资主体提供的相关支持性材料

（一）增量负荷核准或备案文件、电网企业（增量配电网）同意并网意见书、投资主体证明、电力业务许可证和新能源其他支持性材料等。

(二) 信息表包括但不限于源网荷储一体化项目建设场所、负荷用电量、最大负荷，新能源规模、发电量、弃电率和接入情况，调节能力、时长以及储能规模等。