

江西省发展改革委 江西省能源局关于印发《江西省有序推动绿电直连发展实施方案》的通知

赣发改能源规〔2026〕226号

- 信息来源：江西省发展和改革委员会
- 发布日期：2026-04-15 19:22
- 浏览次数：

- 字体：【[大](#) [中](#) [小](#)】
- 打印

各设区市人民政府，赣江新区管委会，省工业和信息化厅，国网江西省电力有限公司：

经省政府同意，现将《江西省有序推动绿电直连发展实施方案》印发给你们，请认真组织实施。

江西省发展改革委 江西省能源局

2026年4月10日

江西省有序推动绿电直连发展实施方案

为贯彻落实党的二十届四中全会关于加快建设新型能源体系的决策部署，根据国家发展改革委、国家能源局《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2025〕650号）《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》（发改价格〔2025〕1192号）要求，结合江西实际，制定本实施方案。

一、总体要求

绿电直连项目通过直连线路向单一电力用户供给绿电，以满足企业绿色用能需求、提升新能源就近就地消纳水平为目标，按照安全优先、绿色友好、权责对等、源荷匹配原则

建设运行，按照负荷是否接入公共电网分为并网型和离网型两类。直连电源为分布式光伏的，按照《分布式光伏发电开发建设管理办法》（国能发新能规〔2025〕7号）等政策文件组织实施。

二、项目类型

（一）新增负荷：可配套建设新能源项目。项目已批复或纳规但尚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。原则上新增负荷与存量负荷不产生电气联系。与电网已实际形成电气联络，以及通过销户新装、更名、过户等方式变更用电的存量负荷不属于新增负荷。

（二）存量负荷：在已有燃煤燃气自备电厂足额清缴可再生能源发展基金的前提下开展绿电直连，且通过压减自备电厂出力，实现清洁能源替代；有降碳刚性需求的出口外向型企业利用周边新能源资源探索开展存量负荷绿电直连。

支持尚未开展电网接入工程建设或因新能源消纳受限等原因无法并网的新能源项目，在履行相应变更手续后开展绿电直连。

三、实施要求

（一）强化规划引导。省能源局强化规划统筹，绿电直连项目电源侧的新能源项目直接纳入全省新能源年度开发方案。负荷、电源布局原则上在同一设区市区行政区域范围内，负荷与电源直连线路长度原则上不超过50公里。直连线路应尽量减少线路交叉跨越，确需跨越的应做好安全措施。项目接入电压等级原则上不超过220千伏；确有必要接入220千伏的，由省能源局会同国家能源局华中监管局组织电网企业、项目单位等开展电力系统安全风险专项评估，确保电网安全稳定运行。

（二）落实投资主体。绿电直连项目原则上由负荷作为主责单位，鼓励同一投资主体统筹开发。支持包括民营企业在内的各类经营主体（不含电网企业）投资绿电直连项目。项目电源可由负荷投资，也可由发电企业或双方成立的合资公司投资；直连专线原则上应由负荷、电源主体投资。项目电源和负荷不是同一投资主体的，应按要求签订相关协议。

（三）做好源荷匹配。并网型项目应按照“以荷定源”原则科学确定新能源电源类型和装机规模，通过配置储能等措施保证合理的利用率，可采取整体自发自用为主、余电上网为辅的模式运行。项目整体新能源年自发自用电量占总可用发电量的比例应不低于60%，占总用电量的比例应不低于30%、2030年前不低于35%，上网电量占总可用发电量的比例上限不超过20%。

（四）加强运行管理。电网企业应向满足并网条件的绿电直连项目公平无歧视提供并网服务，参照申报主体项目类型，按照《电网公平开放监管办法》办理有关并网手续。项目内部资源应满足“四可”要求，并根据《电网运行准则》等向电力调度机构提供相关资料。项目应统筹考虑内部源荷特性、平衡能力、经济收益、与公共电网交换功率等因素，自主合理申报并网容量，并与电网企业协商确定并网容量以外的供电责任和费用。绿电直连项目应具备分表计量条件，在内部发电、厂用电、并网、自发自用、储能等关口安装符合相关标准和有关部门认可的双向计量装置。厂区内已有燃煤燃气自备电厂等电源的，应与新建新能源项目的发电量、上网电量准确区分计量。

（五）提升调节能力。项目规划方案应合理确定项目最大的负荷峰谷差率，项目与公共电网交换功率的电力峰谷差率不高于方案规划值。在新能源消纳困难时段，项目不应向公共电网反送电。并网型直连项目应通过合理配置储能、挖掘负荷灵活性调节潜力等方式，确保与公共电网的交换功率不超过申报容量，自行承担由于自身原因造成供电中断的相关责任。

（六）整体参与市场。并网型绿电直连项目原则上应作为整体参与电力市场交易，并按照与公共电网的交换功率进行结算。项目电源和负荷不是同一投资主体的，也可分别注册，以聚合形式参与电力市场交易。项目用电时，应当直接参与市场交易，不得由电网企业代理购电，并按照下网电量承担上网环节线损费用。

（七）依规缴纳费用。绿电直连项目应按国家相关政策缴纳输配电费、系统运行费用、政策性交叉补贴、政府性基金及附加等费用。其中，项目实行按容（需）量缴纳输配电费，下网电量不再缴纳系统备用费、输配环节的电量电费，月度容（需）量电费根据国家要求和我省发布的平均负荷率计算。可靠性要求高、按要求需进行容量备份的项目，可选择继续按现行两部制输配电价模式缴费，其中容（需）量电费按现行政策执行，电量电

费根据实际用电量（含自发自用电量）以及所在电压等级电量电价标准缴纳。项目新能源上网电量不纳入新能源可持续发展价格结算机制。

四、实施程序

（一）项目申报。各设区市发改委、赣江新区经发局要围绕服务全省“1269”行动计划，结合本地区新能源资源禀赋、产业发展现状、规划及零碳园区建设等，组织具备条件的企业申报绿电直连项目。单个用户匹配多个电源的，需统一编制项目方案，作为一个绿电直连项目进行申报。各设区市发改委、赣江新区经发局要会同市级电网企业认真进行初审、核实和把关，审查项目申报材料的真实性、整体方案的可行性、接入及消纳的合理性等。通过初审的项目由各设区市发改委、赣江新区经发局向省能源局报送项目实施方案，并附初审意见。

。（二）方案评审。省能源局组织第三方机构对项目实施方案进行评审评估，并征求国家能源局华中监管局、电网企业等意见，综合研判确定项目清单，按照“成熟一批、发布一批”的原则，推动绿电直连模式有序发展。

（三）推进实施。绿电直连项目中的电源、负荷、储能及直连线路，依据绿电直连项目清单明确的建设内容和规模，分类依法依规办理相关手续，科学安排建设时序，确保做到统一建设、同步投产。项目不得擅自变更建设内容，实施方案涉及投资主体、建设规模、预期目标等重大变化时，应报省能源局重新组织评审后实施。绿电直连项目完成审批、核准或备案后，由项目业主向电网企业报送并网申请。电网企业加强协同配合，发挥电网规划统筹优势，有序开展绿电直连项目接入系统方案研究，按规定做好项目的接网、计量等服务。

（四）跟踪评估。项目纳入清单后两年内未开工或开工后两年内未投产，按程序移出清单。纳入项目清单且已实施的项目，若因负荷企业自身原因不具备持续用电能力，连续三年运行指标不满足本实施方案要求的，由项目所在设区市（赣江新区）能源主管部门组织第三方机构开展核实评估，及时终止绿电直连项目实施或申请匹配其他符合条件的新负荷；终止实施的绿电直连项目，其绿电直连项目侧的新能源项目支持由所在设区市（赣江新区）、电网企业落实接入条件后按照有关政策重新申报全省新能源年度开发方案，可转为全量入市项目，不纳入机制电价执行范围。

五、保障措施

省发改委、省能源局会同有关部门负责全省绿电直连工作的政策制定、统筹协调、整体推进和督促落实。电网企业、电力市场运营机构要按照职责分工，全面落实有关规定，不断提升项目服务能力与技术保障水平。各地能源主管部门要履行属地管理责任，协调项目推进中的困难和问题，做好项目监测评估，加强安全生产监管，坚决守住安全底线。

本通知自2026年5月13日起施行。如遇国家有关政策调整，按照国家最新政策执行。

附件：绿电直连项目实施方案编制大纲

绿电直连项目实施方案编制大纲

一、项目概况与建设必要性

（一）项目概况。项目地点、建设规模、投资主体及项目分类（并网型或离网型），明确电源种类及负荷类型。

项目投资企业情况简介，包括基本信息、发展现状、财务状况、企业信用、产品出口、降碳刚性需求等情况，明确投资主体对项目实施的保障机制。

（二）建设必要性分析。从企业绿色用能需求、消纳能力、资源条件、电网接入条件等方面论证项目实施必要性和现实基础。

二、项目总体方案设计

（一）项目总体方案。统筹编制电源、负荷、储能及直连线路和接入系统的整体化建设方案，做到同步设计、统一建设、同步投产。

（二）项目源荷匹配及调节能力分析。分析电源与负荷的匹配性。存量负荷选取典型日电源曲线与负荷曲线，叠加储能配置策略分析源荷匹配性；增量负荷根据预测电源曲线及负荷曲线，叠加储能配置策略分析源荷匹配性。根据源荷匹配分析，确定储能配置合理性，明确峰谷调节水平及备用机制。

（三）项目预期目标。包括项目自发自用比例，上网电量规模及比例、新能源利用率目标、灵活性调节范围、负荷最大峰谷差率等。

三、项目建设方案

（一）电源建设方案。明确电源属性（存量/增量）、建设规模、项目是否纳入省级开发建设方案、建成投产时序等。

（二）负荷建设方案。描述新增或存量负荷情况，说明产业类型（出口外向型企业说明出口产品占比情况）、用能时序与负荷强度。

（三）直连线路建设方案。提出直连线路的建设主体（明确负荷还是电源企业建设），明确线路路径、电压等级、产权划分及安全距离，尽量避免跨越公共设施，如确需跨越应与产权单位协商一致，应提出相应安全技术措施。

（四）储能配置方案。根据源荷匹配分析明确储能配置方案，储能应自行建设，用于绿电直连项目整体调节。

（五）绿电直连项目接网分析。说明项目并网方案、计量方式、电网接口技术方案和责任界面划分情况。

四、项目建设条件及进度计划

- （一）电源建设条件及进度计划。项目选址、接入条件、前期手续办理、建设条件落实情况、建设进度计划等。
- （二）负荷建设条件及进度计划。负荷形成基础及有关投资协议、能源管理制度落实情况、增量负荷落实计划等。
- （三）直连线路建设条件及进度计划。通道条件、安全性、线路建设进度计划等。
- （四）储能建设条件及进度计划。储能站址、技术路线、设备配置、运行方案及安全措施、储能建设进度计划等。

- （五）项目运行保障措施和项目退出处置预案。制定项目运行后保障措施，提出应对项目无法持续实施或项目退出实施的风险处置预案。

▪ 五、系统安全评估

包括电力系统风险、用户用电安全、电能质量等评估分析内容，并提出相应的技术措施。离网型绿电直连项目应重点阐述用户生产线特性及用电安全保障措施。

六、经济效益与社会效益分析

明确投资构成及总投资估算，合理开展投资收益分析。根据国家相关价格文件及项目年用电规模，合理测算电力销售单价及成本。

从经济效益和社会效益两个方面，综合分析项目实施的综合价值，突出绿电直连在促进产业绿色转型、提升能源利用效率、推动区域经济发展等方面的积极作用。

七、其他材料

包括但不限于：

1.新增负荷建设的核准（备案）文件或项目建设单位与地方政府签署的框架协议，环评、能评及建设用地批复等支撑性文件。

2.存量负荷通过压减自备电厂出力，实现清洁能源替代的，需提供足额清缴政府性基金及附加相关材料，足额清缴政策性交叉补贴、系统备用费相关材料。

3.新增的新能源发电项目，参考全省年度新能源发电开发建设方案提交相关材料。

4.项目电源与负荷为不同投资主体的，提供多年期购电协议或合同能源管理协议，以及电力设施建设、产权划分、运行维护、调度运行、结算关系、违约责任等事项的相关协议。

5.存量外向型企业需提供产品出口相关材料，如出口贸易订单、合同、货物报关单、降碳刚性需求等相关材料。

6.项目实施所在设区市能源主管部门初审意见（含市级电网企业关于负荷、消纳、接入等信息的正式盖章意见）。

7.有关承诺函。

来源：江西省发展和改革委员会

关闭