

关于印发《四川省有序推动绿电直连发展实施细则（试行）》的通知

（川发改能源〔2026〕184号）

各市（州）发展改革委、成都市经济和信息化局、达州市能源产业发展局，国网四川省电力公司、四川能源发展集团，各有关企业：

为深入贯彻落实《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）、《国家发展改革委 国家能源局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）等文件精神，促进新能源就近就地消纳，更好满足企业绿色用能需求，结合我省实际，我们组织编制了《四川省有序推动绿电直连发展实施细则（试行）》，现印发给你们，请认真组织实施。

四川省发展和改革委员会

四川省能源局

2026年5月9日

四川省有序推动绿电直连发展实施细则

（试行）

为进一步落实国家发展改革委、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）（以下简称《通知》）有关要求，依据《中华人民共和国能源法》等法律法规和我省《关于支持加快算电融合发展的实施意见》（川发改能源〔2025〕186号）等政策文件，充分发挥我省清洁能源优势，加快推动绿电直连发展和相关支持措施落地，制定本实施细则。

一、总则

（一）适用范围。在四川省行政区域内开展绿电直连项目相关活动及监督管理，适用本实施细则。绿电直连电源为新增的风电、太阳能发电、生物质发电等新能源，不包括存量已并网的水电、风电、太阳能发电和生物质发电等电源以及已批复的统调统分电源。直连线路现阶段是指电源向单一电力用户供给绿电而直接连接的专用电力线路；在国家出台相关政策前，暂不开展直连线路向多用户供电。按照负荷是否接入公共电网分为并网型和离网型两类。并网型绿电直连项目作为整体接入公共电网，与公共电网形成清晰的物理界面与责任界面，电源应接入用户和公共电网产权分界点的用户侧。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》等政策执行。

（二）发展目标。绿电直连项目以满足全省各类型企业绿色用能需求、提升新能源就近就地消纳水平为目标，在不影响全省电力保供和电力发展规划、法定供用电秩序、公共电网安全稳定运行、电力市场公平公正的前提下，按照“安全优先、绿色友好、权责对等、源荷匹配”原则建设运行，公平合理承担安全责任、经济责任与社会责任。在全省有序形成一批具有典型示范意义的绿电直连项目，为探索适合四川实际的绿电直连项目运行机理和经营模式积累经验。

二、绿电直连项目基本要求

（三）负荷条件。新增负荷可配套建设直连新能源项目，重点支持绿色用能需求大、负荷调节能力强、源荷匹配好的产业项目。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，通过压减自备电厂出力，实现清洁能源替代。鼓励有降碳刚性需求的直接或间接出口外向型企业及算力企业（含数据中心）利用周边新能源资源探索开展存量负荷绿电直连。

（四）源荷匹配。绿电直连项目应结合用电负荷特性、规模，科学确定新能源电源、调节资源类型及规模。项目整体采取自发自用为主，余电上网为辅模式运行，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%，并不断提高自发自用比例，2030 年前不低于 35%。并网型绿电直连项目余电上网电量占总可用发电量的比例按照阿坝州、

甘孜州、凉山州、攀枝花市（以下简称“三州一市”）原则上不超过 10%，其他地区原则上不超过 20% 执行。其中，若绿电直连项目布局在电网送出受限断面内，受限时期内余电不上网（受限断面由电力调度主管部门确定并动态调整）。离网型绿电直连项目新能源与储能配置应满足负荷安全稳定用电需求。

（五）接入系统。并网型绿电直连项目接入公共电网电压等级不超过 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四川监管办组织电网企业、项目业主等开展电力系统安全风险专项评估，以确保电网安全稳定运行。参与绿电直连的新能源电源与负荷直连线路不得占用公共电网输电通道。项目应严格落实《电力监控系统安全防护规定》相关要求，制定电力监控系统安全防护方案，按标准配置继电保护、安全稳定控制装置、自动化设备、通信设备等二次系统，内部各设施涉网性能应满足相关标准，避免因自身原因影响电网安全稳定运行。并网型绿电直连项目应作为整体向公共电网申请接入，专线接入公共电网，接入点原则上不超过两个，并与公共电网间形成清晰物理界面，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电网接入服务。

（六）并网调度。绿电直连项目的新能源发电项目豁免电力业务许可，另有规定除外。绿电直连项目应实现内部资源协同优化。并网型绿电直连项目主责单位与公共电网签订供用电合同、购售电合同、并网调度协议，明确安全等责任。绿电直连项目整

体及内部电源按照接入电压等级和容量规模接受相应调度机构管理，按照为系统提供服务的类别接入新型电力负荷管理系统和电力调度自动化系统。考虑新能源送出具体情况，并网型绿电直连项目发用电曲线可以由项目业主和调度机构共同协商确定，除发生影响公用系统安全稳定运行的突发情况外，调度机构应按照协商明确的发用电曲线下达项目调度计划，不得随意调整。项目内部资源应做到可观、可测、可调、可控，并根据《电网运行准则》等向电力调度机构提供相关资料。项目各业务系统应严格执行《电力监控系统安全防护规定》，安装网络安全监测、隔离装置等网络安全设施，按要求向相关调度机构备案，接受调度机构开展的技术监督。当发生自然灾害、设备故障等突发异常情况影响电力系统安全稳定运行时，绿电直连项目应接受电力调度机构统一指挥。

（七）安全管控。并网型绿电直连项目与公共电网按产权分界点形成清晰明确的安全责任界面，各自在安全责任界面内履行相应电力安全风险管控责任。绿电直连项目应严格落实各项安全生产管理措施，内部接入电源的涉网安全管理应严格落实《电网运行准则》《电力系统网源协调技术导则》等要求，保证安全稳定运行。项目应及时开展风险管控及隐患排查治理，深入评估并及时消除项目内部设备故障以及各类安全风险，不断增强可靠性。鼓励并网型绿电直连项目提升系统友好性，可参照《通知》增加灵活性调节措施，并确定项目最大负荷峰谷差率。

（八）规范计量。并网型绿电直连项目以项目接入点作为计量、结算参考点，作为整体与公共电网进行电费结算。绿电直连项目应具备分表计量条件，在内部发电、厂用电、自发自用、储能等关口安装符合《电能计量装置技术管理规程》且检定合格的双向计量装置，计量数据应接入电网企业用电信息采集系统。禁止绕越装设的各电能计量装置用电。项目电源和负荷不是同一投资主体的，须实现电源和负荷电量信息自动采集，并实现与四川电力交易平台线上数据交互，双方之间交易电量及上网电量应按照绿证和绿色电力交易有关规定执行。

（九）权责划分。绿电直连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。电网企业应按照项目申报容量和有关协议履行供电责任。项目应调节内部发电和负荷，确保项目与公共电网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。

三、绿电直连项目价格及市场交易机制

（十）价格机制。绿电直连项目涉及的输配电费、系统运行费、政策性交叉补贴等执行《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）相关规定，各市（州）不得违反国家规定减免有关费用。“三州一市”绿电直连项目暂不执行尖峰电价政策。

（十一）交易机制。并网型绿电直连项目作为统一整体参与电力市场，享有平等的市场地位，按照《电力市场注册基本规则》进行注册，根据市场交易结果安排生产，并按照与公共电网的交换功率进行结算。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。并网型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。电力交易机构根据市场规则对相关市场主体出具结算依据。绿电直连项目配套储能设施不能作为独立主体参与辅助服务等电力市场，不得通过租赁方式配置或对外租赁盈利，但可以与绿电直连项目作为整体参与辅助服务等电力市场。

四、绿电直连项目管理

（十二）规划管理。绿电直连项目应统筹纳入省级或市（州）的能源电力专项规划，确保绿电直连项目有序发展。直连风电和太阳能发电规模计入省级能源主管部门制定的新能源发电开发建设方案，用电负荷规模应有依据和支撑。直连线路、接入系统等按电压等级同步纳入省级或市（州）的能源电力等规划，并与国土空间规划相衔接。

（十三）整体实施方案编制。在符合省级或市（州）国土空间总体规划前提下，各市（州）能源主管部门具体指导绿电直连项目业主，委托具有相应资质的咨询单位编制包含直连电源、储能配置、用电负荷、直连线路和接入公网系统的绿电直连项目整

体实施方案。整体实施方案深度应达到接入系统设计有关要求，要以专门章节评估系统风险、用电安全、电能质量、计量采集和项目全寿命周期等内容，并提出具体技术措施。在整体实施方案中，要按照“以荷定源”的原则，经技术经济比较后，根据直供负荷特性、用电量以及储能规模合理确定直供新能源装机规模。鼓励依托国家能源创新平台（含“赛马争先”类）开展相关新技术研究与示范。

（十四）整体实施方案申报和批复。绿电直连项目整体实施方案由各市（州）能源主管部门会同当地相关部门、市（州）电网企业进行初步评估，并在送审前按层级征求工业主管部门意见以及要素保障部门的意见，落实并印证产业、负荷等相关情况，保证绿电直连负荷产业项目深度要求。项目电源和负荷不是同一投资主体的，应拟定多年期购电协议或合同能源管理协议，并就电力设施建设、产权划分、运行维护、调度运行、结算关系、违约责任等事项签订协议。整体实施方案的评估重点为根据当地新能源资源、电网接入方式等条件，对直供新能源规模进行统筹研究优化，将直供新能源规模纳入绿电直连项目整体实施方案（该直供新能源无需再单独编制新能源项目实施方案），就近就地建设和消纳，原则上直供新能源与负荷应位于同一市（州）或相邻市（州）。评估后的整体实施方案经市（州）人民政府同意后报送省能源局。省能源局委托第三方咨询机构组织对整体实施方案开展评审和出具评审意见，并征求国家能源局四川监管办和相关

电网企业意见后批复整体实施方案，算电融合、绿氢生产利用项目可同步对直供新能源项目法人进行审核确认并向省政府报备，其余行业项目由有关市（州）结合审定的整体实施方案，依规开展直供新能源项目法人优选有关工作。针对算电融合类绿电直连项目，按照我省《关于支持加快算电融合发展的实施意见》规定给予新能源激励配置（若电源和负荷不是同一投资主体，需双方协定由其中一个投资主体获取）。绿电直连项目的电源、负荷、储能等应按照整体实施方案统一建设，同步投产；新能源激励资源原则上在算电融合类绿电直连项目建成投产后一次性配置。考虑算力建设实际，对于确需分期开发的算电融合项目，参照我省《加快推进多能互补电源建设的激励措施》，按对应规模占比可分期配置新能源激励。

（十五）建设实施管理。绿电直连项目原则上由负荷项目业主作为主责单位。绿电直连项目业主应按照《企业投资项目核准和备案管理办法》等规定和行政审批权限，分类提出新能源、储能和电网（包括直连线路、并网线路）等工程核准或备案申请，由省级或市（州）能源主管部门依法依规办理核准或备案手续。绿电直连项目业主在获得项目核准（备案）后，向电网企业提出电网接入申请，电网企业根据批复的绿电直连项目整体实施方案办理接入手续。绿电直连项目主责单位承担建设主体责任，积极推进项目建设，相关建设情况每季度向省能源局报备。并网型绿电直连项目建设完工后，应及时开展验收及并网接入相关工作。

对已批复整体实施方案的绿电直连项目，从批复整体实施方案起2年内未按规定开工的，取消并收回所有配置的新能源资源。

（十六）监督管理。绿电直连项目对应的直供新能源不考核新能源利用率，不计入全省新能源利用率统计范围，投资主体自行承担弃电风险。省能源局负责引导绿电直连项目科学合理评估需求，避免出现实际运行与设计方案出现较大偏差、新能源消纳不及预期等情况，做好项目管理和运行监测工作。电网企业、电力市场运营机构持续提升对项目接入电网、参与电力市场交易的技术支持能力和服务水平。电网企业每月将并网型绿电直连项目输配电费、系统运行费、政策性交叉补贴等有关情况报告省级价格主管部门，将自发自用电量及比例、余电上网电量及比例报省级能源运行部门。各绿电直连项目主动接受国家能源局四川监管办的监管，及时报送项目建设与政策执行情况，按要求规范开展项目建设运行。

（十七）调整退出管理。绿电直连项目调节资源运行周期原则上不低于新能源项目全生命周期。坚决防止以绿电直连项目名义套取新能源资源，非不可抗力因素，在绿电直连整体实施方案明确的实施周期内，负荷原则上不一次性全部退出绿电直连。绿电直连项目业主自行承担退出风险，受市场行情变化、产业政策调整等影响，若运行期内绿电直连的负荷、调节资源部分减少或中断，应由属地政府要求绿电直连项目业主重新引进新负荷；对减少的负荷在1年时间内无法完成等量新负荷补充的，由省级能

源主管部门根据绿电直连项目整体实施方案以及负荷、调峰能力变动情况，确定应退出的直供新能源规模比例，按该比例对直供新能源退坡解列，解列后的直供新能源原则上不接入公共电网。

五、附则

本实施细则自公布之日起施行，有效期 2 年，由省发展改革委、省能源局负责解释。如遇国家政策调整，按照国家政策执行。

附件：绿电直连项目实施方案编制参考大纲

附件

绿电直连项目实施方案编制参考大纲

一、编制依据及实施原则

（一）编制依据及基本原则

依据《中华人民共和国能源法》《企业投资项目核准和备案管理办法》《分布式光伏发电开发建设管理办法》等法律法规，以及《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通知》《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》《四川省有序推动绿电直连发展实施细则》等有关政策文件，坚持安全优先、绿色友好、权责对等、源荷匹配的原则进行实施方案编制，推动清洁能源就近就地消纳，促进企业绿色转型发展。

（二）适用范围及项目类型

适用于符合要求的风电、光伏、生物质发电等清洁能源通过专用电力线路直接向单一电力用户供电的绿电直连项目。项目电压等级原则上不超过 220 千伏。

（三）设计水平年

明确电源建设进度（含绿电电源、储能）、负荷形成规模及投产时间、电网接入完成节点（含直连及公用电网兜底）。如分步实施的需明确每部分实施关键节点。

二、项目概况与必要性分析

（一）项目概况

包括项目建设地点、建设规模、计划建成时间，直供电源种类及规模、负荷类型及规模，投资主体及项目分类（并网型或离网型）等信息。

（二）建设必要性分析

包括企业绿色用能需求、就近消纳能力、资源条件、电网接入条件等方面论证项目的可实施性、必要性、经济性等。

三、总体方案

绿电直连各部分按“同步设计、同步建设、同步投产”原则推动网源协调，需达到接入系统设计深度要求，落实包括绿电直连的整体方案设计和拓扑图，编制电源（含绿电、储能）、负荷及线路（含直连和接入公网线路）和接入系统的整体化建设方案编制，需明确系统风险评估、电能质量管理和安全措施、项目整体新能源年自发自用电量占总可用发电量比例和占总用电量比例、峰谷调节水平及备用机制。

四、主要设计内容

（一）电源部分

包括电源属性（存量/增量）、地理位置、建站条件、主要特征等基本情况，落实电源是否符合规划、建成投产时序等内容，明确项目选址、接入条件、审批手续办理情况及具体技术方案。

开展储能配置研究，需结合系统所需调节能力及用电负荷特性，满足峰谷差和电能质量管理等要求，合理论证和落实配置的储能比例。明确储能站址、技术路线、设备配置、运行方案及安

全措施等，落实具体实施方案。

（二）负荷部分

包括新增或存量负荷基本情况、负荷类型、用能需求、建设时序、负荷大小、对绿电的需求等内容，说明受电系统情况，明确项目供电电压等级、电气主接线、接入公用电网电源配置以及自备应急电源配置。

（三）线路部分

包括直连线路和大电网兜底线路的建设方案，需明确线路建设主体、线路路径、电压等级、产权划分及安全距离、主要设备设施选型。对确需跨越公共设施的应提出相应安全技术措施，路径方案应进行多方案对比。

（四）接入系统

包括绿电直连项目并网论证、并网方案、计量方式、电网接口技术方案以及安全责任界面划分情况。接入系统应开展多方案对比。

五、电力系统安全评估

依据《电网运行准则》等标准，评估项目对区域电网稳定性、电压支撑、电能质量、兜底大电网的安全稳定影响，明确安全界面，落实应对措施。

六、投资估算及财务测算

明确各部分投资构成及总投资估算，开展财务内部收益率、投资回收期等指标分析，合理测算电力销售单价及成本。

七、经济效益与社会效益分析

综合分析项目实施的综合价值，突出绿电直供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。

八、项目实施路径及保障措施

明确项目投资主体职责、投建模式（如自投、合资、合同能源管理等）、关键节点时序安排和风险控制机制。

九、附件或附图

1.项目投资主体工商营业执照、信用证明等，如负荷和电源为不同单位，需提供双方长期合作协议等材料。

2.负荷的核准（或备案）文件或地方政府确认项目建设单位的相关文件。

3.项目用林、用地等要素保障部门出具的选址支持性意见。

4.项目实施所在地人民政府同意意见。

5.项目整体实施方案技术文本及附图（包括接入方案、继电保护及二次系统配置等）。

6.源荷购售电协议、合同能源管理协议、产权划分与运行维护协议等其他材料。

