附件

吉林省多用户绿电直连项目开发建设实施方案（试行）

为进一步明确我省多用户绿电直连项目开发建设管理相关要求，促进新能源就近就地消纳，更好满足企业绿电用能需求，根据国家发展改革委、国家能源局《关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2026〕688号）要求，在《吉林省绿电直连项目开发建设实施方案（试行）》（吉能电力联〔2026〕32号）基础上，结合我省实际情况，制定本实施方案。

一、总体要求

坚持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，科学有序推进项目开展多用户绿电直连工作，项目应满足国家产业政策要求，严禁企业通过绿电直连开展违法违规活动。

本实施方案适用于吉林省内多用户绿电直连项目开发建设。多用户绿电直连是指风电、太阳能发电、生物质发电等新能源发电不直接接入公共电网，通过专用线路和变电设施向多个用户供给绿电，实现供给电量清晰溯源和分配的模式。其中，多用户是指多个不同法人实体，不包括居民和农业用户。

多用户绿电直连项目（以下简称项目）按照是否接入公共电网分为离网型和并网型两类，离网型项目应具备完全独立运行条件，与公共电网无电气连接。并网型项目作为一个整体接入公共电网，以产权分界点与公共电网形成清晰的物理界面与责任界面，新能源应接入项目的内部。直连电源为分布式光伏的，按照国家有关政策执行。

二、适用范围

（一）负荷类型

一是新增负荷项目均可开展多用户绿电直连，重点支持绿色氢氨醇（绿氢、绿氢制绿氨、绿氢制绿色甲醇、绿氢制可持续航空燃料等）、钢铁冶金、算力（数据）中心、汽车制造等行业。未向电网企业报装的用电项目（含存量负荷的扩建部分）、已报装但配套电网工程尚未开工的项目、离网型存量项目均视为新增负荷。新增负荷项目（含存量负荷的扩建部分）与存量负荷项目原则上不产生电气连接。

二是存量单用户绿电直连项目可吸纳满足要求的其他负荷开展多用户绿电直连。

三是有绿色电力消费比例要求的存量负荷项目（电解铝、钢铁、水泥、多晶硅、数据中心等）可吸纳满足要求的其他负荷开展多用户绿电直连。

四是经省工信厅、省生态环境厅确认的重点用能和碳排放工业企业的存量负荷项目可吸纳满足要求的其他负荷开展多用户

绿电直连。

五是有降碳刚性需求的出口外向型及其上下游存量负荷项目可吸纳满足要求的其他负荷开展多用户绿电直连。

六是工业园区、零碳园区、增量配电网园区内的全部或部分负荷均可开展多用户绿电直连。

（二）电源类型

一是可在负荷项目周边新建集中式风电、太阳能发电、生物质发电等新能源电源项目开展绿电直连。可由多个新能源场站汇集后以单一线路接入负荷汇集站。

二是分布式光伏的可通过集中汇流方式参与多用户绿电直连。

三是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，在重新履行接入系统设计方案变更等相关手续后，可作为绿电直连项目配套新能源进行申报。

四是已并网投运的新能源项目，在配套接网工程处置方案、切改方案等方面与电网企业达成一致意见，在重新履行接入系统设计方案变更等相关手续后，可作为绿电直连项目配套新能源进行申报。

三、项目管理

（一）源荷匹配

按照“以荷定源”原则科学确定新能源电源类型和装机规模。项目整体新能源自发自用电量占项目总用电量的比例不低于

30%，并不断提高自发自用比例，2030 年前不低于 35%。新能源自发自用电量占总可用发电量的比例不低于 60%。其中，新增负荷开展绿电直连项目的新能源上网电量占总可用发电量的比例上限，在 2028 年底前投产项目不超过 40%，之后投产项目不超过 20％；存量负荷开展绿电直连项目的新能源发电量全部自发自用，不允许向公共电网反送。

（二）统筹规划

项目应按照整体化方案统筹推进，协同建设；多个负荷无法同期投产的，按照负荷投产时序确定各批次装机规模。负荷、电源原则上布局在同一市（州）范围内，确需跨市（州）范围布局的，在专题评估论证可行性后可开展。项目用电负荷规模应有依据和支撑，新建新能源电源须落实建设条件。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东北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。直连专线尽量减少与公共电网交叉跨越，确需跨越的应科学落实相应安全措施。

利用存量负荷申报的项目，由省级电网企业出具指导意见，明确利用存量负荷申报并网型多用户绿电直连项目关于电力系统安全稳定运行、负荷供电可靠性等要求和原则。项目单位应根据省级电网企业出具的指导意见，编制《电力系统影响综合分析报告》。

（三）建设模式

项目应明确独立的主体作为项目主责单位，项目主责单位应具备法人资格，原则上由负荷方与电源方合资组建，也可以由负荷方或电源方单独投资组建，园区模式的项目主责单位可由园区管委会或第三方机构（不含运营输电业务的公共电网企业）投资组建。项目连接线路、变电设施、储能及运营平台原则上由项目主责单位投资建设。支持民营企业在内的各类经营主体（不含运营输电业务的公共电网企业）投资绿电直连项目。项目主责单位应充分利用存量电力设施，在不影响与公共电网责任界面划分的前提下，秉承“客观、公允”原则，通过租赁等方式协商使用其他主体的存量电力设施；协商不成的，项目主责单位可自行建设相关设施。项目及其内部资源豁免电力业务许可，另有规定除外。

（四）责任界面

项目主责单位与内部主体应就产权划分、运行维护、安全责任、内部费用标准和结算、违约责任等事项签订协议。项目主责单位承担由于项目自身原因造成供电中断的相关责任，并按照“谁产生、谁负责”原则，根据内部协议运行实际对责任公平划分。

并网型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，项目主责单位与电网企业应就产权划分、安全责任、调度运行、结算关系、违约责任等事项签订相关协议，各自在责任界面内履行相应电力安全风险管控责任。项目主责单位应统筹

内部源荷特性、平衡能力、经济收益等因素，自主合理确定接入公共电网容量；公共电网按接网容量和有关协议履行供电责任。并网型项目主责单位应组织内部电源和负荷建立相应的调节机制，确保项目与公共电网的交换功率不超过接网容量。离网型项目自行承担项目范围内的安全风险管控责任。

（五）运行管理

项目应同步建设调控平台，按标准配置继电保护、安全稳定控制装置、通信设备等二次系统。项目主责单位应强化运行管理能力，协同优化项目内部电源、储能等资源，做好应急场景下项目内部用电调节和有序供应的预案，明确相关安全和经济责任，并报送市（州）能源主管部门备案。

并网型项目根据接入的电压等级和容量规模，分级分类配置监测与控制设施，做好公共电网交换功率监测，安装网络安全监测、隔离装置等网络安全设施，内部各设施涉网性能应满足相关标准，并按照有关规定向电力调度机构提供相关资料。并网型项目按照为系统提供服务的类别接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统，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统一管理，调度机构在项目现货市场出清结果基础上下达调度计划；项目主责单位按照调度计划负责管理内部平衡。

（六）就近消纳

项目应通过合理配置储能等调节能力、提升集控管理能力、

挖掘负荷灵活调节潜力、开展多能互补等方式，提升就近消纳能力。项目新能源弃电不纳入全省新能源利用率统计。并网型项目规划方案应合理确定最大的负荷峰谷差率，与公共电网交换功率的电力峰谷差率不高于方案规划值。

四、交易与价格机制

（一）市场参与方式

并网型项目按照《电力市场注册基本规则》及省内有关要求，以新型经营主体身份进行市场注册，内部主体也可分别注册；项目原则上应作为整体参与电力市场交易，由项目主责单位统一申报；当项目呈现上网特性时，以“报量报价”方式参与电力现货市场；当项目呈现下网特性时，初期可以“报量不报价”方式参与电力现货市场，条件成熟时，逐步过渡至“报量报价”参与电力现货市场。项目不得由电网企业代理购电。

（二）计量管理

项目应具备分表计量条件，由电网企业在项目内部各发电、厂用电、并网、内部各用户、储能等关口安装符合相关标准和有关部门认可的双向分时计量装置。禁止绕越各电能计量装置用电。

并网型项目以项目与公共电网接入点作为计量、结算参考点，作为整体与公共电网进行电费结算。

（三）项目内部管理

项目主责单位应与项目内部主体按照权责对等、公平分摊的

原则签订协议（包含长期购电协议或合同能源管理协议），明确代理交易模式和价格模式，合理确定内部结算方式等内容，并考虑外部市场价格变化、负荷实际调节能力等因素定期协商调整。鼓励项目主责单位组织内部电源与负荷在协议约定的基础上，根据内部主体的调节能力及约定的补偿标准，优化内部运行方式，促进源荷协同运行。

（四）价格机制

并网型项目执行国家及省内相关价格政策文件要求，公平承担输配电费、系统运行费、政策性交叉补贴等费用。单一电力用户变更多用户绿电直连项目后，整体按照新项目执行价格政策。项目主责单位负责统一与公共电网结算电费。并网型和离网型项目均应按现行政策缴纳政府性基金及附加。项目新能源发电量不纳入新能源可持续发展价格结算机制。

（五）绿电溯源机制

并网型项目整体按照内部实际新能源发电量（含储能释放的项目新能源电量）扣减上网电量确定自发自用电量，形成项目整体绿电溯源结果。项目内部各用户可按照每个时段用电量占比确定自发自用电量，实现小时级新能源发用电量匹配。

项目内部电源应在国家可再生能源发电项目信息管理平台建档立卡，电网企业原则上应根据计量数据计算绿电溯源结果，并按相关规定进行核对后，推送至国家绿证核发交易系统。项目自发自用电量对应绿证的核发、划转、核销等按照有关规定执行。

五、项目申报与实施

（一）项目申报

项目主责单位根据项目属性，准备申报证明材料，并编制项目实施方案，明确建设内容、新能源建设模式、建设时序，向所在市（州）能源主管部门提出申请。项目主责单位应编制包含电源、负荷、直连线路和接入系统的整体化方案，以专门章节评估源荷匹配、系统风险、用电安全、电能质量等，并提出具体技术措施；制定负荷不足、调节能力降低或停运的处置预案。新能源及接入工程应落实建设场址，取得包括但不限于自然资源、林草、环保、文物、军事等部门出具的初步选址合规性审核意见。

确有必要接入220千伏的绿电直连项目，应取得电力系统安全风险专项评估意见。确需跨市（州）范围布局的，鼓励市（州）间加强沟通协作，支持新能源开发资源不足的市（州）突破地域限制，在与周边市（州）协商一致的情况下，依据发展需要谋划建设多用户绿电直连跨市（州）合作项目。

（二）项目批复

市（州）能源主管部门对申报材料进行审查，对项目实施方案及支撑性材料的真实性、合规性、完整性进行审查。组织具备资质的第三方机构对项目实施方案进行评审，对项目建设规模、源荷匹配、实施条件、接入系统方案等进行评估，充分听取电网企业意见。通过评审的项目方案由市(州)能源主管部门报市(州)政府同意后，出具批复意见，并向省能源局报备，项目新能源规

模纳入年度新能源发电开发建设方案。跨市（州）范围布局的，由相关市（州）能源主管部门联合审查与批复。项目方案批复意见有效期为一年，若一年内未开工建设，批复意见自动失效。

（三）推进实施

项目要严格按照批复方案建设，项目投运前，不得擅自变更建设内容，不得自行变更投资主体。新能源电源、直连线路按《企业投资项目核准和备案管理办法》等规定进行核准或备案。用电负荷分批次投产的，按照“以荷定源”的原则，分批核准（备案）新能源。项目主责单位在批复意见有效期内依法依规开工。并网型项目的配套电源不得早于新增负荷投产，分期投产的须在项目实施方案中明确分期建设及投产计划，且每期每批电源装机规模及投产时序均要与负荷相匹配。新能源建设进度滞后的，项目主责单位可与电网企业协商临时供电方案。电网企业要根据项目批复方案做好接网服务，开展电网配套工程建设，协同保障绿电直连项目按期并网。

项目建成后由主责单位自行组织综合验收，也可以委托专家或具备相应资质的第三方机构对项目进行综合验收，市（州）能源主管部门应及时组织有关单位对综合验收结果进行现场监督核查。

（四）退出机制

市（州）能源主管部门要加强项目监管，定期向省能源局报送建设运行情况并抄送国家能源局东北监管局。项目建成后，接

网容量发生变更的，项目主责单位应重新履行系统接入评估等手续。项目内部负荷、新能源规模需调整的，项目主责单位应申请项目方案变更。

当项目负荷发生重大变化不能持续运营的，项目主责单位可申请变更或引进其他符合条件的负荷。项目主责单位确认无力实施或引进负荷，可向市（州）能源主管部门申请终止项目。市（州）能源主管部门核实评估后，终止绿电直连项目实施资格，并报省能源局、市（州）政府备案。市（州）能源主管部门、电网企业落实具备接入条件（项目需建成满3年），履行并网程序后，新能源项目按照市场化原则重新申报转为公用电站，上网电量不纳入新能源可持续发展价格结算机制。

六、保障措施

（一）组织保障

省能源局统筹推进全省绿电直连项目建设工作，推动绿电直连模式有序发展。市（州）能源主管部门要履行属地管理责任，有序组织具体项目实施，做好项目管理和运行监测工作。电网企业、电力市场运营机构要按照职责分工，全面落实有关规定，不断提升项目接入电网和参与市场交易的服务能力与技术保障水平。

（二）跟踪评估

省能源局统筹全省项目建设评估工作。市（州）能源主管部门定期调度项目建设进度，适时评估项目建设情况，会同当地电

网企业对项目新能源年自发自用电量占总用电量的比例、上网电量占总可用发电量的比例等进行监测评估，及时向省能源局报送相关情况。

（三）统筹衔接

本方案自印发之日起实施，如遇国家政策调整，按照国家最新政策执行。单用户绿电直连项目适用范围、源荷匹配、上网比例、批复流程、推进实施同步按本方案执行。在本方案印发之日前已批复的单用户绿电直连项目，仍按原批复文件执行；如需调整，可按照本方案有关要求，重新履行申报手续。本方案未尽事宜，按照发改能源〔2026〕688 号、发改价格〔2025〕1192 号有关规定执行。