

附件

辽宁省推动绿电直连建设实施方案（2025—2027年）

（征求意见稿）

为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）等相关文件，全面提升我省新能源消纳空间，探索创新新能源生产和消费融合发展模式，促进新能源就近就地消纳，更好满足企业绿色用能需求，特制定本实施方案。

一、总体要求

（一）适用范围

本实施方案所提绿电直连是指风电、太阳能发电、生物质发电等新能源不直接接入公共电网，通过直连线路向单一电力用户负荷供给绿电，可实现供给电量清晰物理溯源的模式。其中，直连线路是指电源与电力用户直接连接的专用电力线路。采用直连线路向多用户负荷开展绿色电力直接供应的，待国家有关规定明确后另行安排。

（二）发展目标

绿电直连项目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，公平合理承担安全责任、经济责任与社会责

任。

二、加强规划引领

（三）直连类型

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。离网型不接入公共电网，应具备完全独立运行条件。

（四）电源要求

新能源原则上应为在建、拟建项目，要符合“规模化发展”要求。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。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，确保建设实施有序推进，促进分布式光伏健康发展。

绿电直连应按照“以荷定源”原则科学确定新能源电源类型和装机规模。并网型绿电直连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%。

对于利用 2025 年已发布新能源发电建设方案中的指标规模实施绿电直连的，并网型可采取“整体自发自用为主、余电上网为辅”的模式，上网电量占总可用发电量的比例上限不超过 20%。在新能源消纳困难时，为保障全省维持在合理的消纳水平，原则上不允许并网型绿电直连向公共电网送电。

对于申请新增新能源项目实施绿电直连的，考虑我省新能源消纳空间，并网型原则上采取“整体自发自用”模式，不向公共电网送电，新增新能源项目可增补纳入新能源发电建设方案。利用新增新能源项目实施人工智能、传统产业优化升级以及绿色氢基能源、绿电制热（汽）等并网型绿电直连，可申请采取“整体自发自用为主、余电上网为辅”的模式，上网电量占总可用发电量的比例根据年度新能源消纳情况，依申请顺序确定，上限不超过20%。

（五）电力用户负荷要求

电力用户新增负荷可配套建设新能源，实施绿电直连。尚未开展接网前期手续办理的新增负荷优先考虑。

电力用户两类存量负荷可实施绿电直连。一是拥有燃煤燃气自备电厂的存量负荷，在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可实施绿电直连，通过压减自备电厂出力，达到新能源与燃煤燃气自备电厂实时出力之和不高于既有燃煤燃气自备电厂核准容量，实现清洁能源替代。二是有降碳刚性需求出口外向型企业的存量负荷，利用周边新能源资源探索开展绿电直连。

（六）加强规划统筹

加强统筹规划，确保绿电直连模式有序发展。风电和太阳能发电规模计入全省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纳入省级或地市级能源电力和国土空间等规划，负荷、电源、直连线路布局宜在

同一地市行政区域范围内。直连线路应尽量减少线路交叉跨越，原则上不允许跨越既有电力运行线路，确需跨越的要取得电网企业的支持意见。

绿电直连接入电压等级原则不超过 220 千伏，66 千伏及以下参照《配电网规划设计技术导则》（DL/T 5729—2023）要求确定电压等级，当电压等级不满足要求时，由市级发展改革部门会同有关部门组织电网企业、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。确有必要接入 220 千伏的，由省发展改革委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。绿电直连应按照整体化方案统一建设，新能源、新增负荷、储能、直连线路等要同步规划、同步实施、同步运行。

（七）鼓励模式创新

绿电直连原则上由负荷作为主责单位。支持民营企业在内的各类经营主体（不含电网企业）投资建设。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，直连线路原则上应由负荷、电源主体投资。并网型绿电直连接网工程，参照国务院办公厅转发国家发展改革委等部门《关于清理规范城镇供水供电供气供暖行业收费促进行业高质量发展意见的通知》（国办函〔2020〕129 号）确定投资主体。

绿电直连电源和负荷不是同一投资主体的，应签订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。新能源发电项目豁免电力业务许可，另有规定除外。

三、运行管理

（八）加强安全管理

绿电直连应严格落实各项安全生产管理措施，保证安全稳定运行。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内部设备故障以及各类安全风险，不断增强可靠性。

（九）做好电网接入

电网企业应向满足并网条件的绿电直连公平无歧视提供电网接入服务。绿电直连应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，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。

（十）加强调度运行管理

绿电直连应实现内部资源协同优化。并网型绿电直连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或电力调度自动化系统。除发生影响公用系统安全稳定运行的突发情况外，调度机构应按照绿电直连自主安排的发用电曲线下达调度计划。绿电直连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。绿电直连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。

（十一）厘清责任界面

并网型绿电直连作为一个整体单点接入大电网，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。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。电网企业应按照绿电直连申报容量和有关协议履行供电责任。绿电直连应调节内部发电和负荷，确保项目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。

（十二）鼓励提升系统友好性

并网型绿电直连应通过合理配置储能、挖掘负荷灵活调节潜力等方式，充分提升灵活性调节能力，尽可能减小系统调节压力。应合理确定最大的负荷峰谷差率，原则上不大于申报年上一年度本地区公共电网最大负荷峰谷差率，与公共电网交换功率的电力峰谷差率不高于方案规划值。应按照有关管理要求和技术标准做好无功和电能质量管理。

四、交易和价格机制

（十三）作为整体参与市场

并网型绿电直连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，原则上应作为整体参与电力市场交易，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。负荷不得由电网企业代理购电。电源和负荷不是同一投资主体的，可分别注册，以聚合形式参与电力市场交易。

（十四）合理缴纳相关费用

绿电直连应按国务院价格、财政主管部门相关规定缴纳输配电费、系统运行费用、政策性交叉补贴、政府性基金及附加等费用，不得违反国家规定减免有关费用。

（十五）规范计量结算

并网型绿电直连以接入点作为计量、结算参考点，整体与公共电网进行电费结算。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相关标准和有关部门认可的双向计量装置。禁止绕越装设的各电能计量装置用电。电源和负荷不是同一投资主体的，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。

五、绿电直连申报和管理

（十六）申报

绿电直连项目原则上由负荷单位牵头编制“绿电直连建设方案”，向各地市发展改革部门申报。“绿电直连建设方案”应包括并不限于电源、负荷、直连线路和接入系统等内容，以专门章节评估系统风险、用电安全、电能质量等，并提出具体技术措施。

相关地市发展改革部门要会同工业和信息化部门、电网企业，对绿电直连建设规模、实施条件、消纳能力、接入电网可行性等

进行初审评估，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。初审评估通过的，由地市发展改革部门以正式文件向省发展改革委申报，申报材料包括初审评估意见和“绿电直连项目实施方案”。

（十七）评审

省发展改革委会同省工业和信息化厅，组织具备资质的第三方机构开展方案评审，并充分听取电网企业、国家能源局派出机构等意见。评审通过的“绿电直连建设方案”，在省发展改革委门户网站进行公示后，印发方案批复文件。

（十八）管理及验收

绿电直连中的电源、负荷、储能及直连线路等项目，要依据批复的“绿电直连建设方案”建设内容和规模，依法依规办理核准（或备案）手续。依据国家能源局《电网公平开放监管办法》（国能发监管规〔2021〕49号），并网型绿电直连应委托具有资质的设计单位，综合考虑源、网、荷、储技术特性和安全性能，作为一个整体统筹开展接入系统设计，并取得电网企业出具的接入系统书面回复意见。相关项目和电网接入工程全部取得核准（或备案）手续后，绿电直连主责单位原则上应于30个工作日内与电网企业签订接网协议。

“绿电直连建设方案”批复后，要在1年内开工建设，3年内建成投运。绿电直连建成后，主责单位要牵头按照国家建设项目（工程）竣工验收有关规定及时组织竣工验收，将竣工验收报告报送

相关地市发展改革部门，并转报省发展改革委和国家能源局东北监管局。

各地市发展改革部门要会同有关部门建立绿电直连跟踪督导机制，定期调度建设进度，协调解决实施过程中的遇到的困难和问题，遇有重大问题需及时向省发展改革委报告。绿电直连运行期间，若项目负荷、调节资源减少或中断，需同步引入补足负荷和调节资源、确保实施效果不低于申报水平。已投运绿电直连每年要组织开展实施成效评估，对自发自用比例、峰谷差率、上网电量比例、新能源利用率等不及预期或超出限值的，督促主责单位限期整改。

（十九）退出

因用电负荷停建、停产，或符合企业破产、搬迁等原因导致绿电直连无法实施，不再具备持续用电能力的，相关责任由实施主体自行承担，并应于 1 个月内向地市发展改革部门提出退出绿电直连的申请，地方发展改革部门及时向省发展改革委正式报告。

退出绿电直连的，直连线路需自行拆除。若直连线路（全部或部分）可回收利用，经与电网企业协商后依法依规开展收购工作。利用 2025 年已发布新能源发电建设方案的新能源，可按照原建设计划履行转接公共电网相关手续；利用新增的新能源，实施主体应主动退出新能源场址。

六、组织保障

省发展改革委牵头，会同省工业和信息化厅、省电力公司组

建省绿电直连推进工作专班，加强对绿电直连模式的指导，协调解决推进中遇到的重大问题，及时评估成效，同时加强对其他绿色电源开展直连的研究。

各地市发展改革部门要牵头结合本地区产业发展、能源保供和要素保障等条件，组织梳理本地绿电直连需求，积极向民营企业推介，支持民资等参与投资建设。要做好已批复绿电直连管理和运行监测工作，推动绿电直连模式有序发展。

电网企业、电力市场运营机构要按照职责分工，全面落实上述有关规定，不断提升绿电直连接入电网和参与市场交易的技术支持能力和服务水平。