

附件

黑龙江省有序推动单一用户绿电直连发展实施方案

按照《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，结合我省实际，制定本方案。

一、总体要求

（一）适用范围。本方案所指单一用户绿电直连（以下简称绿电直连），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，向单一电力用户供给绿电，并能实现电量物理溯源的模式。项目分为并网型和离网型，并网型项目整体接入公共电网，与公共电网形成清晰的物理责任界面，电源接入用户与公共电网产权分界点的用户侧；离网型项目的电源、用户和线路均与公共电网无任何电气连接。单一用户绿电直连政策适用于以下六类情形。

1.新增负荷可配套建设新能源项目。所有新增负荷、未向电网企业报装的负荷、已报装但供电方案尚未答复或配套电网工程

尚未开工的负荷均视为新增负荷。除通过公共电网连接外，新增负荷与存量负荷不应有电气连接。

2.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，新能源与燃煤燃气自备电厂实时出力之和不高于原燃煤燃气自备电厂核准容量，实现清洁能源替代。严禁以“绿电直连”名义为违规电厂转正或将燃煤公用电厂转为自备运行。

3.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。出口外向型企业应提供出口地所在国或国际组织关于刚性降碳的法律法规或行政条例，同时提供进出口经营权证明、海外营收审计报告及占比、海外客户合约、产品出口证明以及降碳刚性需求等相关证明材料。

4.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，在履行变更核准备案文件等手续后开展绿电直连。

5.已并网投产的风电、太阳能发电、生物质发电等新能源项目，明确配套接网工程处置和原享有保障性或机制电价政策处置等有关意见，与电网企业达成一致意见并履行核准备案、接入系统设计等变更程序后，可开展绿电直连。

6.鼓励已批复实施的新能源产消一体化项目申请调整建设方案，开展绿电直连。

(二) 产业引导方向。发挥绿电价格优势，引导化工、钢铁

冶金、水泥等高载能产业新增负荷提高绿电使用比例，以新能源资源带动重大生产力向省内转移。加快推进全链条绿色产业发展，引导石墨新材料、新能源装备、节能环保等绿色产业开展绿电直连，实现更高比例“以绿造绿”。支持算力与新能源协同规划发展，鼓励高端装备、生物制造、绿色氢能等新质生产力产业开展绿电直连，加快打造战略性新兴产业绿色增长极。

二、项目规划要求

（三）加强规划管理。各级发展改革部门要严格审核绿电直连项目建设方案，按程序批复后实施。项目用电负荷要有依据和支撑，风电、集中式光伏装机规模计入全省新能源开发建设规模，配建新型储能原则上视为用户侧新型储能，直连线路、接入系统线路等按电压等级纳入全省电力规划，并按权限进行核准备案。项目布局原则上在同一市域内并集约化选址，负荷与电源距离一般不超过 50 公里，确有需求的在取得相应支持意见后开展专题评估论证。项目接入电压等级不超过 220 千伏；确有必要接入 220 千伏的，应由省发展改革委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。

（四）创新经营模式。绿电直连项目原则上由负荷企业作为主责单位。电源可由负荷企业投资，也可由发电企业或双方成立的合资公司投资。电源和负荷不是同一投资主体的，负荷企业和电源企业应签订多年期购电协议或合同能源管理协议，并就投资

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。氢基可持续燃料项目整体应为同一投资主体控股，建设运行期内按照同一法人统一经营管理。新能源发电项目豁免电力业务许可，另有规定除外。

（五）促进源荷协调。项目应编制包含电源、负荷、直连线路和接入系统的整体方案。离网型直连项目要充分论证内部供电安全可靠。并网型项目建设方案应合理确定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设计值。并网型项目应按照“以荷定源”原则，科学确定电源类型和装机规模，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（简称上网电量比例）一般不超过 20%。已有燃煤燃气自备电厂绿电直连项目不向公共电网反向送电，氢基可持续燃料项目 2026-2027 年上网电量比例不超过 40%，2028 年及以后不超过 20%。绿电直连项目新能源利用率目标应参考全省同期新能源利用率合理制定，弃电不纳入全省新能源利用率统计。

（六）加强运行管理。并网型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，满足涉网安全技术要求。并网型项目作为整体接入公共电网，与调度机构签订并网调度协议，项目电源和负荷不是同一投资主体的，应通过内部协议确定签订并网调度协议的主体。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。

（七）规范计量结算。绿电直连项目应具备分表计量条件，在内部发电、厂用电、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。项目已有燃煤燃气自备电厂等电源的，应与新建新能源、储能项目电量区分计量。

三、项目实施程序

（八）申报程序。申报主体为具备申报条件的负荷企业。按照“成熟一个、评审一个”原则有序开展。

1.企业申报。企业编制整体建设方案，分期建设的须明确新能源及对应负荷的分期建设方案及投产计划，编制大纲另行发文。由县（市、区）级发展改革部门向市级发展改革部门提出初审申请。

2.市级初审。市级发展改革部门会同电网企业等部门对建设方案的真实性、合规性、完整性进行初审，通过后向省发展改革委正式报送。

3.省级评审。省发展改革委组织具备资质的第三方机构进行评审，充分听取电网企业意见，根据评审会议纪要对具备经济技术可行性和条件成熟的项目建设方案予以确认。

（九）实施要求。绿电直连项目要严格按照审定的方案建设运行，做到整体设计、统一建设、同步投产。项目应在方案审定后一年内按权限依规申请审批、核准、备案或变更。超一年期后

需要延期且客观理由充分的，需提前申请延期建设方案，申请延期仅限一次，延期原则上不超过半年。项目主体在电源核准后向电网企业提交并网意向申请，电网企业要向满足并网条件的项目公平无歧视提供电网接入服务。项目建成后由市级发展改革部门组织有关单位进行验收，并将验收情况报送省发展改革委和国家能源局东北监管局。

（十）监测管理。绿电直连项目严禁自行变更项目主体、建设规模及内容、建设地点、接网方式等重要内容，如需调整方案，由市级发展改革部门及时提出变更申请，省发展改革委将视情作出书面决定。市级发展改革部门要会同电网企业做好电量统计监测工作，包括项目年总可用发电量、总用电量、自发自用电量、上网电量、下网电量等，作为评估实施情况的重要依据。电量统计监测工作自投产次月起，每 12 个月作为 1 个清算周期。电网企业仅向项目支付审定比例范围内上网电量相应电费，按年统一清算。超出审定值的上网电量相应电费不予结算并在全省系统运行费用中分享。

（十一）退出机制。绿电直连项目因负荷不及预期、负荷停产等重大变化无法继续运营的，原则上优先按照审定方案中相应预案进行处置。处置预案无法实施的，由所在地市级发展改革部门会同电网企业开展核实评估，可申请变更接入其他符合条件的负荷、新能源或储能。无法实施变更的，所在地市级发展改革部门应及时终止绿电直连项目实施资格并报省发展改革委、国家能

源局东北监管局。终止实施资格后，负荷需要供电保障的，履行相应报装变更手续后由电网企业保障供电，不得再次申请开展绿电直连；终止实施资格2年后，电源和储能在落实接入条件基础上按照同期现行政策重新申请纳入全省新能源和独立储能开发建设规模，纳入后项目全容量参与电力市场，不纳入新能源可持续发展价格结算机制、电网侧新型储能容量价格政策等执行范围。

四、交易和价格机制

（十二）平等参与市场。并网型绿电直连项目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。项目上网电量全部参与电力市场交易，新能源上网电量不纳入新能源可持续发展价格结算机制。项目用电直接参与市场交易，不得由电网企业代理购电。

（十三）合理缴纳相关费用。绿电直连项目执行《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）规定的就近消纳项目价格机制，按规定缴纳输配电费、系统运行费、上网环节线损费用、政策性交叉补贴、政府性基金及附加等费用。平均负荷率具体标准由电网企业按年测算并报省发展改革委审核后随同代理购电价格表公布。

五、保障措施

省发展改革委统筹全省绿电直连工作，推动绿电直连平稳有序发展。各地要切实履行属地管理责任，完善用地、用水、环保

等要素保障，持续跟踪监测建设运行效果、政策执行情况并定期报告，同时会同电网企业做好电量监测管理。电网企业、电力市场运营机构要全面落实有关规定，做好电量监测和电费结算。实施中如遇国家政策调整，按照国家最新政策执行。