

附件

内蒙古自治区有序推动多用户绿电直连 项目开发建设实施方案（试行）

（征求意见稿）

为进一步明确自治区多用户绿电直连项目开发建设管理相关要求，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）、《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）要求，在《内蒙古自治区单一电力用户绿电直连项目开发建设实施方案（试行）》（内能源新能发〔2026〕1号）、《内蒙古自治区发展改革委 能源局关于落实新能源就近消纳价格机制有关事项的通知》（内发改价费字〔2026〕534号）基础上，结合自治区实际，制定本实施方案。

一、总体要求

本实施方案适用于内蒙古自治区多用户绿电直连项目开发建设，项目应满足国家产业政策要求，优先支持算力设施、绿色氢氨醇等新兴产业和未来产业，严禁企业通过绿电直连开展违法违规活动。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；新能源发电也可由多个不同法人实体实施，新能源应汇集后以单一线路接入负荷汇集站。

按照项目是否接入公共电网分为并网型和离网型两类，并网型项目作为一个整体接入公共电网，与公共电网以产权分界点形成清晰物理界面，新能源接入项目内部。离网型项目具备完全独立运行条件，与公共电网无电气连接。直连电源为分布式光伏的，可通过集中汇流方式参与多用户绿电直连，分布式光伏按照国家有关政策执行。

二、适用范围

（一）新增负荷。新增负荷取得相关主管部门的核准（备案）文件后均可开展绿电直连。未向电网企业报装的项目（含存量负荷的扩建部分）、已报装但配套电网工程（供电方案确定的电网接入点至用户受电端之间、由电网企业投资建设的输变电工程）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）氢基绿色燃料。存量、新增氢基绿色燃料项目（含风光制氢一体化项目），均可吸纳绿氢、绿氢制绿氨、绿氢制

绿甲醇、绿氢制可持续航空燃料等新增负荷开展多用户绿电直连。已建成或在建的风光制氢一体化并网项目（含离网项目），可吸纳为绿氢项目服务的其他用电负荷项目开展多用户绿电直连，但不允许向公共电网反送。

（三）降碳刚性需求出口外向型企业。有降碳刚性需求，且能提供进出口经营权证明、海外营收审计报告、海外营收占比、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的企业，均可吸纳其他新增负荷或满足要求的存量负荷开展多用户绿电直连。

（四）国家枢纽节点数据中心（和林格尔数据中心集群）。和林格尔数据中心集群的存量、新增算力项目，均可吸纳其他新增负荷或满足要求的存量负荷开展多用户绿电直连。

（五）电解铝行业。存量、新增电解铝项目均可吸纳其他新增负荷或满足要求的存量负荷开展多用户绿电直连。

（六）国家级零碳园区。国家级零碳园区范围内存量、新增负荷，均可吸纳其他新增负荷或满足要求的存量负荷开展多用户绿电直连。

（七）中国（内蒙古）自由贸易试验区。呼和浩特片区、满洲里片区、二连浩特片区内的存量、新增负荷项目，均可吸纳其他新增负荷或满足要求的存量负荷开展多用户绿电直连。

（八）钢铁、水泥和多晶硅行业。盟市在满足自治区新能

源利用率目标的前提下，由电网企业确定本地区钢铁、水泥和多晶硅存量负荷可替代容量，盟市能源主管部门确定具体项目，与电网企业达成一致后，可吸纳其他新增负荷或满足要求的存量负荷开展多用户绿电直连。

三、实施要求

（一）强化源荷匹配

并网型多用户绿电直连项目按照“以荷定源”原则科学确定新能源电源类型和装机规模，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。并网型氢基绿色燃料多用户绿电直连项目按照不超过负荷年用电量 1.2 倍确定新能源规模。离网型多用户绿电直连项目应参照并网型项目科学确定新能源电源类型和装机规模。鼓励统筹要素资源，集中集聚布局风光制氢项目，构建离网型氢能产业园，产业园可吸纳绿氢负荷和为产业园服务的其他用电负荷。

多用户绿电直连项目（除并网型氢基绿色燃料绿电直连项目外）新能源发电量全部自发自用，不允许向公共电网反送；并网型氢基绿色燃料绿电直连项目上网电量 2027 年底前不超过 40%、2028 年及之后不超过 20%，即 $\text{上网电量比例} = \frac{\text{上网电量}}{\text{上网电量} + \text{自发自用电量}}$ 。

新能源年度自发自用电量占申报负荷年度总用电量的比例应不低于 30% [自发自用电量以绿电直连项目配套负荷核准

(备案)文件所对应负荷的实际用电量为准,不计入配套储能充电、放电及损耗部分的电量],并不断提高自发自用比例,2030年前不低于35%。

(二) 投资模式

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,也可以由负荷方单独投资组建。项目主责单位负责建设项目连接线路、变电设施、储能及运营平台。支持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,可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。对于因消纳受限等原因无法并网、电网接入工程尚未开工,以及与电网企业就切改方案、配套接网工程处置方案等达成一致意见的存量新能源项目,在履行相应变更手续后可作为多用户绿电直连项目配套新能源。

项目主责单位与电源、负荷等内部主体应就产权划分、运行维护、平衡责任、内部费用标准和结算、违约责任等事项签订协议。项目及其内部资源豁免电力业务许可,另有规定除外。并网型氢基燃料多用户绿电直连项目由氢基燃料负荷企业成立合资公司投资新能源及内部输变电设施,并约定各方责任及利

益。

（三）强化规划统筹

项目接入电压等级不超过 220（330）千伏，确有必要接入 220（330）千伏的，由自治区能源局会同国家能源局派出机构组织电网企业、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。直连专线应根据确定的电压等级合理确定接入距离，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，联合属地电网企业编制《电力系统影响综合分析报告》，并报省级电网企业评估审核。

（四）项目建设管理

项目应按批复方案统筹推进、协同建设，匹配好负荷和电源的建设投产时序及规模。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、新能源规模确需调整的，由盟市能源主管部门重新审批。

四、运行管理

(一) 责任界面

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，按照“谁产生、谁负责”原则，根据内部协议和运行实际对责任公平划分。

项目应明确内部电力系统方案，提出可行的接网方案，并网型项目整体接入公共电网，符合双电源供电标准的重要负荷，按实际需求接网，均需与公共电网形成清晰的物理界面与责任界面；项目内部负荷之间不应有直接电气连接。

并网型项目与公共电网各自在责任界面内履行相应电力安全风险管控责任，并统筹内部源荷特性、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。

(二) 安全运行管理

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，并报送盟市能源主管部门备案。

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；作为整体参与电力现货市场的并网型项目，项目主责单位按照调度计划负责管理内部平衡。

（三）就近消纳要求

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。项目规划新能源利用率应参照自治区能源局确定的年度新能源利用率目标，新能源弃电不纳入新能源利用率统计。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。

五、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》及自治区有关

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；初期，项目可以“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。

项目主责单位应与其内部电源和负荷签订 10 年以上购电协议或合同能源管理协议（包含电量和电价区间），明确代理交易模式和价格模式，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。

（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，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自治区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（包括自治区源网荷储一体化、风光制氢一体化项目）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。

六、项目申报与管理

（一）项目申报

多用户绿电直连项目由项目主责单位编制项目申报书，并制定负荷不足、调节能力降低或停运的处置预案，由旗县能源主管部门报送盟市能源主管部门。新能源及接入工程应落实建设场址，取得用地范围、坐标和限制性因素排查文件，包括但不限于自然资源、林草、环保、文物、军事等部门支持意见。离网型氢能集中集聚布局方案由盟市能源主管部门组织编制，报自治区能源局审核，通过后由盟市组织实施。

鼓励盟市（省区）间加强沟通协作，支持新能源开发资源不足的盟市（省区）突破地域限制，在与周边盟市（省区）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盟市（省区）合作项目。跨盟市项目由相关盟市能源主管部门联合组织申报。

（二）项目批复

多用户绿电直连项目（不含氢基绿色燃料）取得省级电网企业支持意见后，盟市能源主管部门应及时组织具备资质的第三方机构进行评估，通过后由盟市能源主管部门批复并报自治区能源局备案。跨盟市项目由相关盟市联合评审批复。多用户绿电直连项目新增负荷开工（已有实质性投资且纳入统计）后，盟市能源主管部门方可核准（备案）对应规模的配套新能源项目。

氢基绿色燃料多用户绿电直连项目取得省级电网企业支持意见后，由盟市能源主管部门报送自治区能源局进行预审，预审通过后，项目申报企业可依据预审意见办理项目前期相关手续（包括履行投资决策等相关程序），并组织进行负荷侧项目建设。预审意见有效期为两年，通过预审并在预审意见有效期内依法依规开工，且完成计划投资 45%以上的负荷侧项目，由盟市能源主管部门按照预审意见及本实施方案向自治区能源局申请项目电源建设规模。

（三）项目管理

项目要严格按照批复方案建设，建成后由项目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，盟市能源主管部门应及时组织有关单位按职能职责对综合验收结果进行现场监督检查。电网企业要根据项目批复方案做好接网服务；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。项目投运前，不得擅自变更建设内容、股权结构，不得自行变更投资主体。

盟市能源主管部门要加强项目监管，定期向自治区能源局报送项目建设运行情况并抄送华北能源监管局。当项目负荷不足、调节能力降低或停运时，项目主责单位须引进新的负荷、新建调节能力。若项目主责单位无力实施或新增负荷未落地，可向盟市能源主管部门申请终止项目，盟市能源主管部门按流

程履行相关程序。

七、保障措施

（一）自治区能源局负责统筹推进全区绿电直连项目建设工作，推动绿电直连模式平稳有序发展。各盟市能源主管部门要履行属地责任，充分听取电网企业和华北能源监管局意见，有序组织项目实施，做好项目管理和运行监测工作，积极推动各方按要求规范开展项目建设运行。

（二）电网企业应向满足并网条件的项目公平无歧视提供电网接入服务。电网企业、电力市场运营机构要持续提升项目接入电网、参与市场交易的技术支持能力和服务水平。

（三）存量的单一电力用户绿电直连项目（不含氢基绿色燃料、燃煤燃气自备电厂）、自治区源网荷储一体化项目，可吸纳其他新增负荷和满足要求的存量负荷开展多用户绿电直连。

（四）自治区已批复的工业园区绿色供电项目仍按原批复文件及实施细则执行。如需调整，可按照本方案有关要求，重新申报多用户绿电直连项目。

（五）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。