关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知

为贯彻落实党的二十届三中全会精神和党中央、国务院关于完善新能源消纳和调控政策措施的决策部署,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,依据《中华人民共和国能源法》等有关法律法规,制定本通知。

一、总体要求

(一)适用范围。本文所指的绿电直连是指风电、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,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。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。采用直连线路向多用户开展绿色电力直接供应的,具体办法由国家发展改革委、国家能源局另行规定。

(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、加强规划引导

(三)规范项目建设。新增负荷可配套建设新能源项目。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。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。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。

(四)加强规划统筹。省级能源主管部门应加强对绿电直连项目的统筹规划,确保绿电直连模式有序发展。项目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纳入省级或城市的能源电力和国土空间等规划,并按《企业投资项目核准和备案管理办法》等规定进行备案。直连线路应尽量减少线路交叉跨越,确需跨越的应做好安全措施。项目应编制包含电源、负荷、直连线路和接入系统的整体化方案,以专门章节评估系统风险、用电安全、电能质量等,并提出具体技术措施。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,应由省级能源主管部门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。项目应按照整体化方案统一建设,同步投产。

(五)鼓励模式创新。绿电直连项目原则上由负荷作为主责单位。包括民营企业在内的各类经营主体(不含电网企业)可投资绿电直连项目。项目电源可由负荷投资,也可由发电企业或双方成立的合资公司投资,直连专线原则上应由负荷、电源主体投资。项目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。项目中新能源发电项目豁免电力业务许可,另有规定除外。

(六)做好源荷匹配。并网型项目应按照"以荷定源"原则科学确定新能源电源类型和装机规模。现货市场连续运行地区可采取整体自发自用为主,余电上网为辅的模式;现货市场未连续运行地区,不允许向公共电网反送。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%,并不断提高自发自用比例,2030年前不低于35%。上网电量占总可用发电量的比例上限由各省级能源主管部门结合实际确定,一般不超过20%。各地可结合项目建设方案中自发自用、上网电量比例和源荷匹配、调节能力等信息,合理设置新能源利用率目标。

三、加强运行管理

(七)加强安全管理。绿电直连项目应严格落实各项安全生产管理措施,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。

(八)做好电网接入。项目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。项目应及时组织竣工验收,并将竣工验收报告报送省级能源主管部门和国家能源局派出机构。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。

(九)加强调度运行管理。绿电直连项目应实现内部资源协同优化。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,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,调度机构应按照项目自主安排的发用电曲线下达调度计划。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。

(十)厘清责任界面。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。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。

(十一)鼓励提升系统友好性。并网型绿电直连项目应通过合理配置储能、挖掘负荷灵活调节潜力等方式,充分提升项目灵活性调节能力,尽可能减小系统调节压力。项目规划方案应合理确定项目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规划值。在新能源消纳困难时段,项目不应向公共电网反送电。项目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、交易与价格机制

(十二)作为整体参与市场。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,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。项目负荷不得由电网企业代理购电。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。

(十三)合理缴纳相关费用。绿电直连项目应按国务院价格、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。各地不得违反国家规定减免有关费用。

(十四)规范计量结算。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。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。项目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、加强组织保障

国家发展改革委、国家能源局加强对绿电直连模式的指导,及时评估成效,确保工作平稳推进,同时加强对其他绿色电源开展直连的研究。国家能源局各派出机构应加强监管,及时跟踪监测辖区内项目建设与政策执行情况,积极推动各方按要求规范开展项目建设运行。省级能源主管部门应基于本省电力供需形势、消纳条件等实际情况,进一步细化就近就地消纳距离、上网电量比例、退出机制等具体要求,引导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;组织梳理本地绿电直连项目需求,积极向民营企业推介,支持民资等参与投资建设;做好项目管理和运行监测工作,组织具备资质的第三方机构开展方案评审,充分听取电网企业、国家能源局派出机构等意见,推动绿电直连模式有序发展。电网企业、电力市场运营机构按照通知要求做好落实,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。

国家发展改革委
国家能源局
2025年5月21日
(来源:国家发展改革委微信公众号)

政策解读

国家级绿电直连新政颁布

撬动万亿新能源终端市场

国家发展改革委、国家能源局近日联合发布《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),**首次从国家层面明确"绿电直连"这一新能源供用电新模式的规则框架。**长期以来,绿色电力直供局限于局部试点和企业自主探索,**此次新政是绿色电力消纳机制上的重大制度突破**,有望通过物理直供破解绿电溯源难题、激发新能源消费市场活力,同时助力"双碳"目标下新能源就地消纳和产业低碳转型。当然,新模式的推行也伴随成本分担、电网安全、稳定供电等挑战。

一、政策背景与制度突破

推动绿电直连模式既是响应国际绿色贸易新规的迫切需要,也是国内新能源高比例发展阶段的内在要求。

在国际上,欧盟《电池法案》等法规对出口产品碳足迹提出严格要求,要求企业证明所用电力的清洁来源。绿电直连通过专线向特定用户输送清洁电力,实现供电电量的物理溯源,可有效避免国际碳核算争议,帮助出口型企业突破"碳壁垒"。

在国内,"双碳"目标倒逼能源革命,新能源装机快速增长但消纳和输电受限,需要探索新能源就近就地利用的新路径。过去业内曾试点"隔墙售电"等分布式交易模式以降低用能成本、鼓励分布式发电,但受制于过网费争议、电网统购统销等因素推进缓慢。相比之下,**绿电直连通过用户侧直供跳出传统电网售电范式,在政策上更进一步。**这次两部委发文正是为了打破体制障碍,将绿电直连由地方探索上升为全国政策,为新能源生产消费融合提供制度保障。

《通知》围绕绿电直连给出了清晰的定义、准入条件和运营规则,体现出多项政策突破,在电力体制上进行了破冰式探索,既保障电网安全与公共利益,又为新能源直供提供了制度支持。

一是明确合法地位。首次官方定义绿电直连为新能源不经公共电网、通过专线向单一用户供电的模式。这打破了电网企业对输配的独家垄断,为社会资本投资专线供电扫清政策障碍。

二是豁免许可。文件提出绿电直连项目中的新能源发电部分豁免电力业务许可,降低了项目准入门槛。

三是鼓励多元投资。允许包括民营企业在内的各类主体(排除电网企业)投资建设绿电直连项目,负荷侧企业可自建电源或与发电企业合资,共同出资建设直连专线。这为民营资本参与能源新业态打开空间。

四是市场化交易衔接。绿电直连项目原则上作为整体注册参与电力市场交易,享有与其他市场主体平等地位,不再局限于封闭运行。

二、绿电直连核心内涵解读

关于适用范围。《通知》明确了绿电直连模式的适用情形,重点服务有绿色用能需求且条件适配的用电主体。绿电直连适用范围聚焦于源荷地理邻近、具有降低碳排放刚需或电网接入受限的场景,通过点对点直供实现新能源更高效利用。

一是新增负荷可同步配套建设新能源电源,实现项目投产即部分用绿电。

二是存量工业负荷若原有燃煤燃气自备电厂已足额缴纳可再生能源发展基金,可将其替换为绿电直连电源。

三是有刚性降碳需求的出口型企业,可利用周边风电、光伏资源为现有产能进行直连供电,满足国际市场对产品碳足迹的要求。

四是受制于接网或消纳限制的新能源项目,经变更手续可转为直连供电,将电力直接送给邻近用户。需要强调的是,多用户共享一条直连线供电目前不在此范畴,分布式光伏向多户供电仍按既有政策执行。

关于发展目标。新政设定了绿电直连项目的阶段性用能目标,突出提高绿电自用比例的要求。

文件提出,项目整体新能源年自发自用电量占总发电量比例不得低于60%,占项目总用电量比例不低于30%。这一门槛保证了直连电源的主要产出为项目自身消纳,而非大量外送。并要求随着技术进步逐步提高自用比例,到2030年前项目自用绿电占总用电的比例应不低于35%。

此外,各地能源主管部门可结合项目源荷匹配和调节能力,合理设定更高的新能源利用率目标。对于并网型项目允许有部分富余电力上网,但上网电量比例一般不超过20%,具体上限由省级部门视情况确定。通过这些指标约束,政策旨在防止"直连"项目变相成为借道电网外售的通道,确保绿电直连名副其实地以自用为主、就地消纳,逐步提升用能清洁化水平。

关于规划与建设。在项目规划方面,《通知》强调"以荷定源"原则,即根据用电负荷确定直连新能源电源类型和规模,做到源随荷走、量体裁衣。并网型项目应科学匹配风光电装机容量,避免电源规模过大导致利用率低或过小无法满足负荷需求。政策要求这类项目的风电、太阳能装机容量仍需纳入各省新能源开发建设方案统一管理,以防无序发展。

在项目建设模式上,鼓励创新多元投资和合作。负荷侧企业原则上承担主责,可自行投资电源或与发电企业合资建设;若源荷非同一投资主体,必须签订长期购电协议或能源管理合同,明确电力设施建设、产权归属、运行维护、调度权责、结算关系以及违约责任等,为项目长期稳定运营提供契约保障。

此外,直连专用线路原则上由用电企业和电源投资方共同建设,不额外增加公共电网投资负担。通过上述规划建设要求,政策力求绿电直连项目建设有章可循、稳健可持续。

关于系统接入与安全管理。针对绿电直连项目的运行特性,《通知》区分了并网型和离网型两种模式。并网型项目需作为整体接入公共电网,在电源与公共电网产权分界点形成清晰的物理和责任边界,即电源侧接入负荷用户的用电侧母线。这样一方面保障了项目内部电源—负荷系统与大电网间的安全隔离,另一方面发生异常时公共电网可及时支援或切除。

文件要求,并网型项目单位应综合考虑内部新能源出力特性、负荷波动、经济效益和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超出该容量部分由谁供电及费用承担。这实际上限定了直连项目平时从大电网获取的最大功率,企业需为自身直连系统设计留出足够的备用裕度。

为落实安全管理责任,《通知》明确并网型项目在产权分界处划分安全责任范围,各方各司其职,防止责任不清导致安全隐患。

此外,要求省级主管部门细化直连项目就近消纳半径、上网电量比例和退出机制等细节,引导项目科学评估实际用电需求,避免出现运行效果不及设计、绿电消纳不达预期等情况。

关于计量结算。《通知》规定,并网型绿电直连项目应以项目接入公共电网的连接点作为统一的计量和结算边界。项目内部电源向负荷供电量及与大电网交换的电量均通过该接入点计量。这意味着项目与电网公司进行电费结算时,将以接入点为准按"净交换电量"结算。如果项目发电富余上网,电网收购上网电量;如项目用电缺口需从网购电,则支付购电量。项目内新能源和负荷之间的内部结算按双方契约执行。这一计量结算机制确保了直连模式下电量电费算得清、理得顺,也方便监管部门统计直供绿电的消纳量。

关于交易机制。在市场交易和价格机制方面,绿电直连项目被纳入电力市场体系,享有平等市场主体地位。按照《通知》,并网型直连项目整体注册参与电力市场,可根据市场化交易结果来安排电源生产和负荷用电计划。直连项目与其他发电厂、电力用户一样,通过中长期合同或现货市场竞价确定电量电价,实现市场化定价。

值得注意的是,《通知》特别禁止项目负荷由电网企业代理购电,这确保了直连用户真正独立参与市场、直接面对价格信号,而非通过电网公司代购的形式变相回归计划电。如果发电侧与用电侧并非同一投资主体且需分别参与市场,政策也允许其分别注册后以聚合模式联合交易。

在价格和收费方面,政策要求绿电直连项目按规缴纳相关费用,包括输配电费、系统运行费、政策性交叉补贴、政府性基金及附加等,一律不可违规减免。也就是说,即便电力通过自建专线输送,仍需承担应有的输配和公益性费用,以维护公共电网的公平和可持续运营。这一规定平衡了直连项目与公共电网各方利益,防止因不缴费造成交叉补贴机制失衡。

综合来看,绿电直连通过市场化交易配置资源,同时在收费上遵循国家标准,实现了直供模式与既有电力市场和价格体系的接轨。

三、释放绿色电力新价值

绿电直连政策的落地为能源市场带来了诸多机遇,孕育出新的增长空间和商业模式。

首先,新能源消纳将大幅拓展。通过点对点直供,原本受制于输电通道瓶颈的风电、光伏可以就近找到大用户,实现更多清洁电力消纳,减少弃风弃光。同时企业获得稳定绿电,对完成可再生能源消纳责任也有直接贡献。

其次,出口导向型产业竞争力提升。欧盟碳关税、国外客户低碳采购要求等压力下,直连绿电为出口企业提供了一条降低产品碳足迹的可靠途径。如江苏试点面向动力电池企业,以专线供电方式帮助产品绕开欧盟碳配额壁垒,在国际市场赢得低碳优势。对于新能源装备、化工、材料等高耗能出口行业,这无疑是重要利好。

第三,催生新型能源服务业。绿电直连模式将发电企业、用能企业和第三方服务商更紧密地联系在一起,催生出源网荷储一体化、合同能源管理、虚拟电厂聚合交易等新业态。各类能源服务公司可以为有需求的工业园区和企业"定制"绿电直供方案,从电源选址建设、储能配套到运营调度、证书认证提供一站式服务,形成用户侧能源服务的广阔市场。事实上,头部企业已经开始行动,为大型数据中心定制的"光伏+氢能"直供方案,尽管电价较普通工商业电价每度高出0.2元,但附带国际认可的绿证(I-REC),数据中心仍愿意签约10年长单购电,溢价部分足以覆盖初期投资。这表明,高耗能企业愿为绿色属性付费溢价,将环境价值转化为商业价值。

下转第4版▶