

提升管理,有序推动多用户绿电直连



■ 孔繁钢

绿电直连作为新能源生产与消费融合的创新模式,已经成为破解弃风弃光、助力企业绿色转型的关键抓手。从2025年开始,国家连续出台政策,绿电直连完成了从“单用户直连”到“多用户共享”的重大突破。

2026年5月20日,国家发展改革委、国家能源局发布《关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》(以下简称《通知》),将绿电直连模式从“点对点”拓展至“点对多”。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。多用户指多个不同法人实体,但不包括居民和农业用户。文件进一步丰富了绿电直连的政策内涵,推动了工业园区、零碳园区等多主体用能清洁替代。截至2026年4月,全国已有24个省(区、市)出台绿电直连配套政策,99个项目完成审批,总装机3405万千瓦。多用户绿电直连政策的正式落地,将显著扩大绿电直连的应用空间,推动工业园区、零碳园区等用能清洁替代,促进更高水平、更大范围的新能源就近消纳利用,对项目责任主体、用能企业、政府相关部门和电网企业提出更高要求。

■ 多用户直连大幅拓展绿电直连范围

与单用户政策相比,《通知》在用户数量、业态场景和项目要素方面均有突破,将绿电直连模式从“单一用户专属”拓展为“多主体普惠共享”,大幅拓宽了政策覆盖范围。

一是直连用户数量更加多元。单用户政策中新能源只能向单一电力用户供电,而《通知》在此基础上打破“单一用户”限制,明确新能源可向多个不同法人实体用户供给绿电,有利于让更多负荷主体享受绿电直连政策红利。但需要注意的是,多用户不包括居民和农业用电,这也意味着多用户绿电直连项目与传统的台区多用户供电具有显著差异。

二是直连项目构成要素更加多样。单用户直连项目构成要素简单,主要包括电源、直连线路和负荷,从《通知》要求看,多用户绿电直连项目构成要素更加多样,涉及电源、线路、变电设施、储能、运营平台及多个负荷主体。

三是直连场景类型更加丰富。单用户政策中明确了四类典型场景,较好地满足了

部分有刚性降碳需求的企业用电诉求。在此基础上,《通知》创新提出“五个用户侧+四个电源侧”九大用户绿电直连应用场景,包括存量单用户绿电直连项目扩建、有绿色电力消费需求的用户、园区用户、分布式光伏汇集接入等特色场景,在打造丰富直连场景的同时也实现了单用户政策和多用户政策的有效衔接。通过允许工业园区、零碳园区、增量配电网的全部或部分负荷就近接入新能源,不仅可以有效挖掘用户侧集群化的就近消纳潜力,还可以在国内外碳排放双控和国际绿电溯源要求下最大程度满足相关企业绿色用能需求,为园区整体绿色低碳转型提供可落地的实施路径。

■ 多用户绿电直连管理要求更加严格

相较于单用户绿电直连,多用户直连的构成要素更多,涉及和影响面更广,系统更为复杂。为此,《通知》对多用户绿电直连的管理要求更为严格。

一是《通知》在单用户政策“以荷定源”核心原则的基础上,针对多用户场景强化了全链条管理要求。在规划层面、审批层面、运行层面,均做出进一步规范和标准,形成了“规划—审批—运行”全闭环的管理体系,确保多用户项目在扩容的同时有序规范发展。

二是《通知》针对性创新优化了主责单位管理制度,放宽了主责单位的主体范围,既可由电源与负荷成立的合资公司或单方投资主体担任,也可由园区管委会或第三方机构等独立主体(不含运营输电业务的公共电网企业)担任。

三是安全管理与责任体系进一步升级完善。《通知》针对多用户场景的复杂性,进一步升级了安全管理体系,强化了主责单位的运行管理责任。要求其协同优化内部电源、储能资源,制定应急场景下的内部用电调节和有序供应预案,提升项目整体安全管控能力;进一步明确安全兜底责任机制,要求项目主责单位承担因项目自身原因造成供电中断的相关责任,再根据内部协议和运行实际公平划分责任,厘清了与公共电网的责任边界,也解决了多主体场景下安全责任推诿的问题,构建了“边界清晰、兜底有责、协同管控”的安全管理体系。

四是项目反送电约束要求更加刚性。单用户政策针对反送电量设置了比例限制,并区分现货市场运行地区提出了差异化的反送电要求,《通知》在沿用该项要求

的基础上,将之前的“在新能源消纳困难时段,项目不应向公共电网反送电”调整为“在省级能源主管部门明确的新能源消纳困难时段,并网型项目不得向公共电网反送电”,从“不应”到“不得”,反映的是管理要求的强化,有利于切实压实项目就近消纳的主体责任,避免增加大电网消纳压力。

五是提出自发自用绿电分时溯源机制。单用户政策中由于直连模式简单,绿电可清晰溯源。但多用户项目中,由于分配方式复杂,分配主体多样,增加了绿电溯源的难度。为了更好地满足企业碳核算要求,《通知》建立了自发自用绿电分时溯源机制,明确项目整体自发自用绿电的核算规则,要求内部各用户按照每个时段用电量占该时段项目总用电量的比例,对自发自用绿电电量进行拆分。这一机制在小时级时间尺度上实现了绿电发电量与自用绿电电量的精准匹配,解决了多用户场景下绿电权益的公平分配问题。

■ 积极防范多用户绿电直连潜在风险

多用户绿电直连是新能源通过专用线路向多个法人用户供电的新模式,在促进就近消纳的同时,叠加了多主体协同、源荷波动、电网交互、利益分配四大变量,安全、合规、经济与系统风险交织,必须构建全链条风险防控体系。

一是电网安全与稳定。冲击电网运行的风险:并网型项目与公共电网界面复杂,新能源出力波动、骤起骤停易引发电压闪变、频率偏移、谐波超标,威胁区域电网稳定。责任边界模糊的风险:多用户共用线路与变电设施,设备故障、继电保护误动易导致责任推诿、故障扩大,影响电网安全事件溯源与处置。二次系统风险:继电保护、安稳装置、通信设备配置不当,或网络安全防护不足,易引发误动/拒动、数据篡改、恶意攻击,威胁电网与项目安全。

二是运营管理与合规。多主体权责不清的风险:涉及电源方、多用户、主责单位、电网企业,产权划分、运维责任、平衡责任、违约责任界定不清,易引发纠纷。政策合规盲区风险:电价机制、余电上网、绿证与碳核算衔接规则不明确,存在违规供电、价格违规、绿电溯源造假等风险。项目违规套利风险:借绿电直连规避环保、能耗、电价监管,或变相扩大自备电厂、转嫁成本,扰乱电力市场秩序。

三是经济与市场。源荷匹配失衡的风险:新能源出力波动大、储能成本高,负荷

与资源错配易导致弃风弃光、供电不足、经济性恶化。投资回报不及预期的风险:前期投入大、回收期长,固定电费、电网费用压缩收益,叠加用户用电波动,易引发亏损、资金链断裂。费用分摊不公风险:多用户间电费、运维费、电网配套费分摊机制不合理,易出现成本转嫁、利益失衡,影响项目可持续运营。

四是技术与设备。设备可靠性不足风险:专用线路、变压器、储能变流器等设备选型不当、运维缺失,易发生绝缘故障、过载、火灾等安全事故。系统调控能力弱风险:内部源荷协同不足,可观、可测、可控水平低,应急处置能力薄弱,故障易扩散。绿电溯源失真风险:计量装置不准,溯源机制不完善,导致绿电电量无法精准分配与认证,影响绿证交易与碳减排核算。

为此,《通知》对多用户绿电直连风险防范提出明确要求。

一是筑牢安全防线。《通知》明确了项目责任主体的界面:并网型项目与电网签订协议,清晰划分物理与安全责任边界,主责单位承担内部安全主体责任。强化涉网管理:严格配置继电保护、安稳装置、通信与网络安全设备,满足电网标准,避免影响电网安全。规范调度运行: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。

二是健全合规与治理体系。确立主责单位:项目指定独立主责单位,统一负责投资建设、运营管理、交易结算、安全运维,统筹协调各方。完善协议约束:主责单位与各用户签订协议,明确产权、运维、平衡、违约条款,公平分摊费用,规范调整机制。严守政策红线:严格执行《通知》等文件,严禁违规套利、规避监管,确保绿电溯源真实可靠。三是优化经济与运营机制。坚持以荷定源:项目应按照“以荷定源”原则合理规划新能源装机规模,年自发自用绿电电量占总可用发电量的比例不低于60%,占自用绿电电量的比例不低于30%、2030年前不低于35%。根据负荷规模与特性,合理确定新能源装机与储能配置,提升源荷匹配度,降低波动风险。

建立分摊机制: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,按用电量、容量、收益贡献公平分摊各类费用,动态调整价格,保障各方合理收益。强化风险管控:开展全周期经济性评估,合理控制投资规模,预留应急资金,防范安全风险。

四是强化技术与设备保障。严控设备质量:选用高可靠性、低损耗设备,严格验收,定期运维,及时消除隐患。提升调控能力:建设智慧能源管理平台,整合源、荷、储数据,实现协同优化与应急处置。精准计量溯源:应具备分表计量条件,配置高精度双向分时计量装置,建立绿电溯源系统,确保电量可追溯、可认证、可分配。

五是完善监督与应急机制。加强协同监管:能源主管部门、监管机构、电网企业协同监管,定期开展安全、合规、风险排查。健全应急预案:制定电网故障、设备事故、极端天气等应急预案,定期演练,提升应急处置能力。强化信用约束:建立主体信用档案,对违规违约行为实施联合惩戒,保障项目规范运营。

■ 有序推动是前提

值得注意的是,《通知》的题目延续了去年发布的《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》中“有序推动”的提法,说明国家在推动多用户绿电直连的同时,充分考虑到了此项工作的开创性和复杂性。绿电直连是新时代国家支持“双碳”与产业升级、最大化就近消纳新能源、降低用能成本的一项创举。在推进此项工作的进程中,各地的实际情况和条件存在许多差异,必然会遇到各种困难和新问题,不能搞“一刀切”,更要防止一哄而上,进而引发电网、市场和运行的风险,需要在实践中不断探索和总结经验。

“有序推动”是高质量发展的前提。只有在安全可控、规则清晰、风险可控的前提下推进,才能把多用户绿电直连的消纳、降本、减碳、稳网价值真正释放出来,避免重蹈过去部分新能源项目盲目扩张、效益不佳、风险频发的覆辙。《通知》侧重对并网型多用户绿电直连项目做了比较详细的规定,对离网型多用户绿电直连则没有做详细的规定,留待今后在实践中总结经验加以完善。

绿电直连政策的迭代升级,尤其是《通知》发布以后多用户绿电直连模式的正式落地,既是能源转型的必然趋势,也是企业绿色发展的重要机遇。从单用户绿电专属供电到园区集群共享绿电,从单点突破到全域协同赋能,绿电直连逐步构建起“源荷协同、就近消纳、绿色共赢”的新型电力供需模式,为实现碳达峰碳中和目标作出新贡献。

(作者系中国电机工程学会农村电气化专委会顾问)

浅议能源统计口径完善——以“千瓦时”代“吨标煤”

■ 臧剑 向柳 罗彬

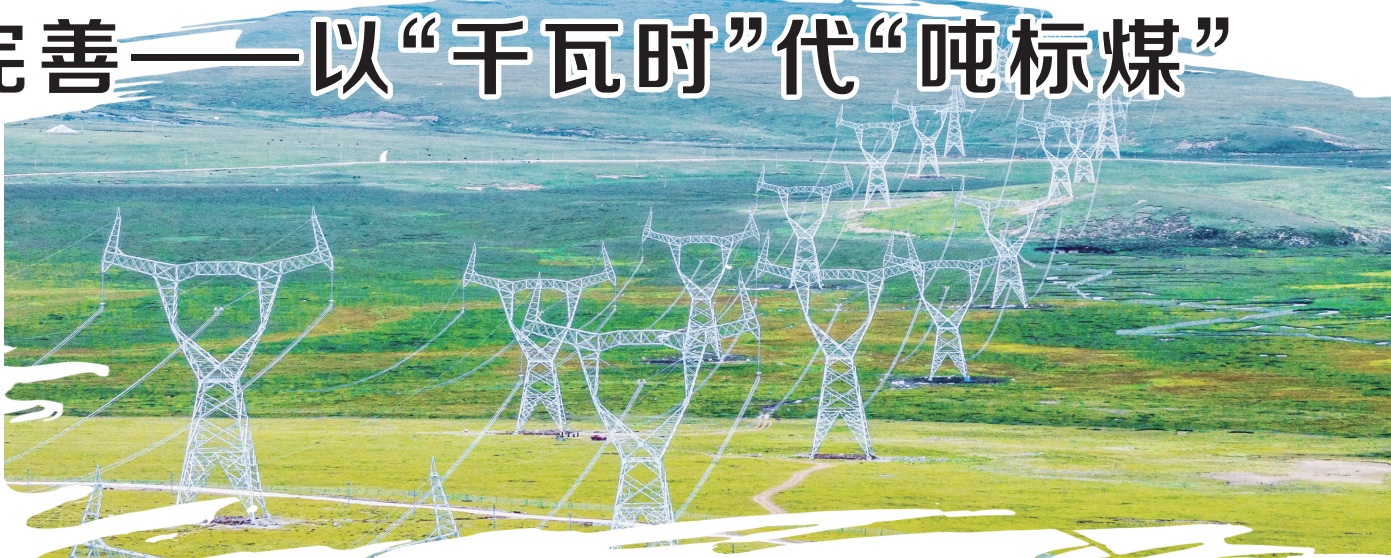
当前,我国正加速构建新型能源体系,能源终端利用形态呈现电力地位增长特征,化石能源使用占比逐步降低,我国传统以煤炭“吨标煤”能源统计口径体系面临新变化。近年来,能源消费增量主要体现在电力消费,能源治理需从单纯关注能源消费总量,转向关注能源来源、消费形态、替代效果和减碳贡献,适配“双碳”考核新要求成为能源统计改革的核心导向。

在全社会能源转型的大背景下,电力正逐步成为主导能源,因此将能源统计口径从标煤折算调整为以电力为核心计量单位的讨论,已成为当前能源治理领域的重要议题。国家能源局数据显示,2025年中国全社会用电量达到10.37万亿千瓦时,同比增长5.0%,历史性突破10万亿千瓦时大关,规模位居全球首位,2016—2025年年均增速达6.5%,电力消费增长具有持续性。截至2025年末,据国家能源局数据,全国非化石能源装机容量达23.4亿千瓦,约占全国电力总装机的60%;清洁能源发电量为3.99万亿千瓦时,同比增长15%。根据《中国电气化年度报告(2025)》显示,截至2025年,全社会终端用能电气化率达28.8%,十年来累计提升约7.8个百分点,新兴产业蓬勃发展,传统产业电力应用场景不断拓展,新能源汽车推广势头强劲,绿色家电加速普及与绿色生活深入推进等多重因素叠加,使电力在能源消费结构中的地位持续提升。

能源统计口径是能源治理的重要基础,关系政策识别、目标考核、产业评价与国际比较。标准煤当量(tce, 1kgce=29.3076MJ)作为基础核算单位,在能源总量核算、单位GDP能耗比较、节能目标考核和历史数据连续性等方面发挥着基础性作用,目前仍不可替代。但可以预期的是,标准煤口径的适用边界正在发生变化,基于现行火电供电煤耗(2024年标准:294gce/kWh)的折标系数为0.1229kgce/kWh,该口径有利于统一核算,但电力消费扩张和电能替代的结构性意义难以直接呈现。从国际看,主要经济体普遍遵循UNSD《能源统计国际建议》:热量单位用于能源平衡表(如EJ),电力单位用于消费侧统计(如TWh),单一依赖标准煤口径易增加国际比较和对外表达的换算成本。从“双碳”考核导向看,能源管理需精准回应“用了什么能源”“是否实现低碳替代”,亟需更精细的统计语言支撑“5+9”“双碳”考核指标体系落地。

完善能源统计表达体系,应坚持“保留基础、补充完善、优势互补”原则,在保留标煤口径核心功能的前提下,引入千瓦时等电力实物量指标作为补充,建立参考学习EN-ISO 52000标准的双层核算框架:能量当量层(tce)保障总量可比性,物理量层(kWh)表征电能转型,助力碳排放双控考核精准落地。将按照先增量发布、再领域台账、后省级试点、再治理衔接的渐进路径稳步推进。

一是补充千瓦时维度辅助指标。在不



调整现有能源统计核算体系的前提下,于能源统计公报、行业运行报告和政策评估材料中增加电力计量维度的指标,包括全社会用电量、终端用能电气化率、绿电渗透率、清洁能源消费量、非化石电力消费占比、重点工业行业单位产值用电量强度等。这一动作操作小、操作可行,有助于显著提升能源统计对电力转型的表达能力,也便于在国际交流和对外发布中直接采用国际通用的千瓦时和太瓦时表示。

二是建立重点领域电力消费台账。优先在新能源汽车充电服务、数据中心和算力基础设施、电锅炉电炉电窑炉、建筑热泵、电解水制氢、工业园区绿电消费等领域建立千瓦时统计台账,反映电能替代和清洁能源消费的实际规模。这些领域电力消费可直接通过电表计量采集,统计推进难度相对较小,便于先行积累方法和经验。重点行业的电力消费台账还可为产业碳足

核算、绿电消费认定提供基础数据。

三是开展电力实物量统计试点。四川等水电大省同时具备大规模清洁能源生产、跨省外送、本地消纳和新兴产业用电增长等多重场景,适合作为试点样本。建议以“电量—来源—流向—减碳效果”为主线,建立覆盖清洁能源生产、省内消纳、跨省外送和重点产业用电的分层统计框架,并探索将千瓦时数据与区域电力碳排放因子、绿电交易及产业碳足迹核算相衔接,形成可复制、可推广的统计方法。

四是推动指标与碳核算、绿电交易等机制衔接。完善能源统计口径,根本目的是服务能源治理。建议在能源总量核算继续采用标准煤口径的同时,在碳排放因子计算、绿电消费认定、产业碳足迹核算、新型电力系统规划等环节同步运用千瓦时实物量指标,支撑能耗双控向碳排放双控转变。推动千瓦时指标与电力市场化交易、

绿色电力证书、可再生能源消纳责任权重等机制深度衔接。

五是完善国际通用表达。在对外发布能源转型成果和参与国际合作时,可在标准煤口径基础上增加太瓦时、千瓦时等国际通用表达形式,更直观展现我国清洁能源发电量、终端电气化率和电能替代规模。

总体而言,标准煤口径仍是我国能源总量核算的重要基础,千瓦时实物量指标则有助于更直接反映电力消费、清洁能源替代和终端电气化进程。面向新型能源体系建设,应推动二者优势互补,逐步构建总量核算、结构表达和减碳评估相衔接的能源统计表达体系,为能源转型和碳排放治理提供更加精准的数据支撑。

(臧剑系天府永兴实验室减污降碳评估研究所副研究员;向柳系四川省环境政策研究与规划院主任、高级工程师;罗彬系四川省生态环境监测总站站长、正高级工程师)