

零碳农村配电网建设多重挑战待破解

■本报记者 苏南



近年来,通过持续的巩固提升工程,我国农村配电网正经历从“用上电”到“用好电”、从基础保障到赋能发展的转变。最新研究数据显示,我国农村地区用电量增长迅猛,人均用电量从2016年的约800千瓦时增长至2024年的1712千瓦时,增幅超70%。

在“双碳”目标背景下,农村已成为能源绿色低碳转型的重要阵地。在业内看来,农村绿电消纳建设面临资源分散性、负荷低密性、收益弱质性与运维薄弱性相互交织的结构性难题,未来需探索农村分散式资源、商业模式与长效运维机制,推动乡村新型能源系统从政策驱动走向内生发展。

■农村用电需求快速增长

最新数据显示,2024年全国农村用电量达7958亿千瓦时,相当于8个三峡电站的年发电量。农村用电已从“点灯看电视”的初级阶段,全面迈入生产生活电气化、产业多元化的新阶段。

国家能源局市场监管司司长郝瑞锋曾表示,党的十八大以来,国家能源局着力实施农村电网巩固提升工程,加强农村电网基础设施建设,累计投入中央预算内投资超千亿元,推动解决农村电网网架薄弱问题,农村电网供电可靠性持续提升。2024年我国农网用户平均停电时间相较2020年降幅超过40%。

国家电网公司的最新数据显示,截至2024年底,全国农村电网平均供电可靠率达99.915%,综合电压合格率达99.839%。国家电网经营区农村地区综合电压合格率、供电可靠率分别达99.831%、99.915%。

国家能源局方面表示,下一步将聚焦乡村产业发展和群众用电需求,在农网硬件升级和软件服务提升上同步发力,更好服务乡村振兴发展。

国家电网公司近日召开的优化营商环境发布会提到,积极助力乡村全面振兴和服务业发展。“十五五”时期,该公司将完成县城电网联系薄弱区域主干网架升级改造,2030年全年农网用户均停电时间较2025

年下降30%以上。此外,还将规范公开配电网可开放容量信息,保障“十五五”时期年均新增6000万千瓦以上分布式电源及时并网。

■不同地区存在四类共性问题

取得成绩的同时,我国农村在绿电消纳与微电网建设上,尚面临独特的结构性难题。

自然资源保护协会清洁电力项目副主任黄辉表示,与工业园区相比,农村在绿色配电网和微电网建设方面存在显著差异,突出表现在资源特点、负荷特性、收益模式上。其一,资源分布与权属分散。农村可用于发展分布式新能源的屋顶、土地等资源,往往分属于多个用户,产权主体多元,资源整合与统一开发的难度远高于产权集中、规划统一的工业园区。其二,用电负荷分散、密度低。农村用电主要集中于生活用电和农业生产用电,零散分布在多个用户,用电量和负荷密度明显低于工业园区,负荷的波动性、时段和季节性特征也更为突出。其三,收益模式难以完全市场化商业闭环。不同于园区执行较高的分时工业电价,若缺少规模化产业用电支撑项目收益,项目可持续运营仍需依赖财政补贴或公益化运作模式。

中国农村能源行业协会等近日发布的《面向零碳村镇的现代配电网》研究成果显示,我国地域辽阔,不同区域农村面临的核心矛盾各不相同。东部地区电网基础较好,但负荷密度高、土地资源稀缺,传统集中式绿电开发受限;中部地区负荷增长快,而电力设施更新相对滞后;西部地区农村电网建设成本高,本地消纳能力不足;东北地区则受冬季采暖影响,调峰困难、外送协调难度大。在此格局下,分布式能源消纳压力大、设施更新滞后于负荷增长、源荷逆向分布导致建设成本高企、季节性峰谷差显著四类共性问题日益凸显。

上述研究分析认为,零碳村镇的现代配电网源侧布局分散、出力随气象骤变;网

侧基础薄弱、感知水平低,设备状态存在“看不见、测不准、控不住”的情况;荷侧柔性调节资源尚未挖掘,需求响应机制尚未建立;储能规模不足、商业模式有待完善,社会资本投资意愿不足。此外,配电网建设还面临经济性约束,部分设备投资回收期超过10年,基础设施建设成本高、运维管理成本高、资金回收周期长等问题叠加,“钱从哪里来、收益怎么分”成为比技术更现实的门槛。在管理层面,接入主体多元、拓扑结构复杂,传统集中式运维模式难以适配,既懂技术又懂农村的复合型人才短缺,设备协议不统一、数据孤岛和网络安全风险也亟待破解。

■商业模式创新是关键

为破解难题,研究指出,可以通过资源配置、联网运行、商业运营三种模式系统性解决乡村零碳配电网发展面临的难题。

资源配置模式方面,可通过光储直柔、

多能互补或智能调控三种发展模式,根据当地资源禀赋和负荷特点灵活组合应用。联网运行方面,电网基础较好的村镇可采用集中式并网,实现分布式能源聚合接入和余电外送。偏远或电网薄弱地区则可依托多能互补、储能和智能控制探索离网自治模式。此外,绿电供需不匹配的村镇间可通过柔性互联构建微电网,实现能量互济,提升新能源消纳能力和供电韧性。商业运营方面,可进一步研究关注现代配电如何走向可持续运营。例如,余电上网实现收益分成,碳交易将村镇减碳量变现,虚拟电厂与需求响应聚合分布式资源参与市场交易。

考虑到我国农村差异显著,研究建议,商业模式须分区域、分场景设计,而非全国“一刀切”。东部地区负荷密度高、电价灵活,宜以多元收益加灵活调控为特征,将“源网荷储”深度协同发展。中部地区应聚焦配网提质增效与多元互补。西部地区风光资源优越但负荷分散,宜建设可自主运

行的能源网络。东北地区则须以供热低碳化与系统调节增强为核心,通过风光耦合储能实现峰谷调节与低碳供热。

北京计科能源新技术有限公司研究主管车阳介绍,一些实践案例已初步验证通过多元化政策机制可提高农村零碳配电网商业运营的经济可行性。在山西芮城庄上村,余电上网年收益超过90万元,村民用电成本下降60%以上,“光伏+文旅”融合年增收450万元;在山东北石碛村,虚拟电厂最大削峰负荷达250千瓦,2024年获得调峰收益与电价差收益合计28万元;在宁夏贺兰山葡萄园,年碳信用变现获益8万元。

业内专家建议,将零碳农村配电网纳入新型电力系统和乡村振兴总体布局,完善输配电价机制,加大财政资金精准投入,创新绿色金融与社会资本参与机制,现代配电网将从农村清洁能源发展的瓶颈,转变为支撑乡村振兴与能源转型协同发展的引擎。

天然气能效监察再出政策“组合拳”

工业窑炉、锅炉、集中供热等终端用能场景纳入新监管周期

■本报记者 渠沛然

今年以来,随着重点行业节能降碳改造攻坚三年行动启动和年度工业节能监察升级,工业窑炉、锅炉、集中供热等天然气终端用能场景的能效指标被纳入常态化监察范围,多地据此加强对工商业用气大户的能效核查力度。

近期,各地通报案例显示,多家城燃企业因终端管控不到位、能效督导缺失、隐患闭环不足被通报扣分,终端精细化合规服务已成行业刚需。这套政策“组合拳”将工业窑炉、锅炉、集中供热等天然气终端用能场景纳入新的监管周期。

■不达标企业或“吃黄牌”

此前,《关于开展重点行业节能降碳改造攻坚三年行动的通知》(以下简称《通知》)建立了“国家级跟踪评估、省级日常监管、专项节能监察”相结合的全过程督导机制,要求省级节能主管部门重点核查企业单位产品能耗、电耗水平及重点用能设备能效等核心指标,全面核验企业技改落地实效。《通知》同时明确,各地须于每年12月底前形成专项监察结果,将监察成效作为落实投资扶持、价格调控等配套支持政策的重要评判依据。

工业和信息化部今年5月印发的2026年度工业节能监察通知,进一步将监管触角延伸到具体设备层面。电机、变压器、风机、泵、空压机、工业锅炉等用能设备被逐一纳入监察范围,达不到强制性能效标准限定值的低效设备,将被依法督促淘汰。同时对2025年度违规企业整改情况开展“回头看”,未按要求的依法依规处理。

这意味着能效不达标企业,不仅面临整改压力,还可能在用气价格、项目审批、财政补贴等方面吃“黄牌”。

金联创天然气分析师刘征表示,综合各地督查方案看,工商业天然气专项稽查锁定四大核心领域,明确城燃企业终端督导责任,要求建立用户能效台账、整改台账、复查台账,实现问题可查、整改可溯、责任可究。

■考核深入企业内部

城燃企业不仅是能效数据的提供方,也是用能大户。门站锅炉、调压设施、办公楼宇,这些环节的能耗在监察升级的背景下同样面临审视压力。比如,青岛能源集团燃气公司攻关胶州门站锅炉并联控

造,提升燃气锅炉运行能效,仅此一项供热季期间预计节约自燃气6万立方米、费用20余万元。

业内人士表示,这个数字放在城燃企业的总盘子中不算大,但反映出城燃企业内部的生产节能正在从可有可无变成被考核的对象,是未来趋势。

更大的变化,来自业务模式的转型。中国燃气在安徽铜陵为动力电池生产企业得壹能源落地的生物质绿色蒸汽项目,采用建设、拥有、运营模式,由中国燃气投资建设并运营管理,业主方无须前期投入设备与基建成本,仅按需采购工业蒸汽。该项目于今年2月底正式投产供气,截至今年8月已累计安全供气近9.8万吨,单日最高供气量突破980吨,相较企业原有天然气锅炉供热模式,每年可为业主节约能源成本约3500万元,同步实现年减排二氧化碳6.5万吨。

可以说,城燃企业正在把帮客户管能效变成一项可盈利的业务,而不只是应对监察的附加义务。

■不断提高能效服务

城燃企业从卖气转向管能效,背后

的驱动力来自政策闭环的合拢。攻坚三年行动构建的部署、推进、监管、评估、激励全链条治理体系,要求各地每年12月底前形成专项监察结果,并将监察成效作为落实投资扶持、价格调控等配套支持政策的重要评判依据。用气企业的能效表现会影响其在价格和补贴上的待遇,而城燃企业作为连接上游气源和下游用户的中间环节,必须有能力为客户提供可信的能效数据和管理建议。

刘征表示,本轮全国能效稽查,表面是合规严查,本质是倒逼城燃行业服务升级、业态转型。传统单一卖气模式利润空间持续收窄,而终端能效服务、节能改造、合规督导、综合运维,已成为城燃企业全新的增值增长点。

“城燃企业依托管网、气源、上门服务的天然优势,为工商业用户提供合规排查、能效优化、设备升级、隐患治理一体化服务,既能满足监管合规要求,规避企业扣分风险,又能增强用户粘性、拓展增值业务,有望摆脱单一价差盈利困境,实现从供气保障向价值服务的高质量转型。”刘征说。

甘肃特高压累计外送电量超3000亿千瓦时

今年外送电量中每2度电有1度是新能源

本报讯 国网甘肃省电力公司近日透露,截至9月29日0时,甘肃特高压累计外送电量突破3000亿千瓦时,达到3002.5亿千瓦时。其中,陇电入湘工程累计外送电量2485.5亿千瓦时,陇电入鲁工程累计外送电量517亿千瓦时,两条特高压大通道有效衔接西北清洁能源基地与东中部用电负荷中心,有力推动区域能源转型,促进东西部协调发展。

甘肃是国家“西电东送”重要枢纽,全国重要综合能源基地,风能、太阳能资源得天独厚。截至今年8月底,甘肃全省电源总装机达1.29亿千瓦,其中新能源装机8493.69万千瓦、占比65.85%。经测算,

3000亿千瓦时的电能相当于节约标煤3687万吨,减排二氧化碳23379万吨,可满足约8847万户三口之家1年的用电需求。

近年来,甘肃加快推进特高压外送通道布局建设,除已建成投运的陇电入湘、陇电入鲁工程外,陇电入浙工程甘肃段已建成,陇电入川工程已通过可研评审,陇电入鄂、陇电入赣工程纳入国家新型电力系统建设“十五五”规划,待6条特高压外送通道全部贯通后,甘肃年外送电量将超过2000亿千瓦时。

风光发电具有间歇性、波动性,对大容量、长距离特高压稳定送电带来严峻挑战。“陇电入鲁工程满功率运行时每小时可

送电800万千瓦时,电能完成交直流转换仅需3毫秒即可千里直达山东。”陇电入鲁工程送端站±800千伏庆阳换流站负责人刘冰冰介绍,该工程构建火电调峰、储能托底的多能协同模式,有效平抑新能源出力波动,实现风光电力应发尽发、稳定送出。

据了解,为打通新能源高效外送通道,国网甘肃省电力公司强化政企协同、省际联动,结合省间洽谈成果科学编制优先送电计划,扎实推进政府间协议落地。深入研判送受两端供需形势,系统分析分地区、分季节、分时段外送能力与送电曲线,以此优化交易策略、调整外送结构,保障优先输电计划落地见效。在送电执行

环节,主动协调各发电企业做好电量、电价、送电曲线申报,扩大中短期增量交易规模,紧盯省间优先计划下达进度,持续提高新能源外送电量。

“今年1—8月,甘肃电网外送电量达662.09亿千瓦时,其中新能源电量329.29亿千瓦时,占比近50%,实现每2度外送电就有1度是新能源。”国网甘肃电力发展事业部经营计划和碳管理部主任李威武表示,当前甘肃交直流电网协同发力,跨区跨省外送能力达到4630万千瓦,源源不断的陇原绿电输送至26个省(区、市),为全国能源保供和绿色低碳发展贡献力量。(王昕月 徐铭 王萍)

前8个月云南新能源重卡充电量同比增长5倍多

本报讯 南方电网云南电网公司近日透露,今年1—8月,云南全省重卡充电量达到15.59亿千瓦时,同比增长542.20%。

近年来,在“双碳”目标驱动及区域电价优势影响下,云南新能源重卡销售渗透率持续上升,重卡充换电基础设施用电需求显著增长。今年前8个月,云南电网公司累计接入重卡充电用户732户,容量145.93万千瓦安,较2025年同期增长超2倍。

目前,云南省累计并网接入的新能源重卡充换电站数量达1331座,总容量超过268.88万千瓦安。一张覆盖全省所有州市的重卡充电补能网络已然成型,标志着云南在推动货运物流绿色低碳转型方面取得阶段性重大成果。

其中,西双版纳州作为边境口岸货运与干线公路运输的重要节点,依托“七出省五出境”黄金物流通道区位优势,重卡充电基础设施建设提速增效。截至8月31日,全州累计投运重卡充电站48座,总容量达90兆瓦,初步建成覆盖口岸干线、货运通道、重点产区的绿色重卡补能网络。面对单站容量大、建设增速快、区域集聚等特点,西双版纳供电局深化政企协同,建立快速响应接入机制,推行“先接入、后改造”及柔性并网模式,在保障电网安全的前提下最大限度满足项目用电刚需。

下一步,云南将持续立足边境区位优势与绿色能源优势,深化交通与能源融合发展,完善重卡充换电基础设施布局,壮大绿色运力体系,为服务云南省“双碳”目标、推动区域高质量发展筑牢绿色能源保障。

(展宁 李琛 田林)