

加装储能可否破解分布式发展困局

中国城市报记者 康克佳

“双碳”目标提出以来，我国能源发展正向着清洁低碳化迈进。今年前三季度，中国光伏装机再创新高。国家能源局公布的数据显示，新增装机1.29亿千瓦，同比增长145%。其中，分布式光伏成为新增装机主力，以52%的占比又一次超过集中式。

前三季度新增装机量 分布式占比过半

近年来，在供应链波动风险以及全国范围内电力供应趋紧的新形势下，分布式光伏的发展潜力被全面唤醒。

所谓分布式光伏发电，特指在用户场地附近建设，运行方式以用户侧自发自用、多余电量上网，且在配电系统起平衡调节作用为特征的光伏发电设施。目前应用最为广泛的分布式光伏发电系统，是建在城市建筑物屋顶的光伏发电项目。该类项目必须接入公共电网，与公共电网一起为附近的用户供电。

据中国光伏行业协会名誉理事长王勃华在2023光伏行业年度大会上介绍，今年前三季度，集中式光伏新增装机达61.79吉瓦，同比增长257.8%，分布式新增装机67.14吉瓦，同比增长90.0%，集中式与分布式占比分别为47.9%、52.1%。

在今年前三季度分布式新增装机中，户用项目规模达32.98吉瓦，工商业项目达34.16吉瓦，同比分别增长98.8%和82.3%，占总新增装机的份额分别为25.6%和26.5%。

据伍德麦肯兹光伏研究团队近期发布最新报告《中国分布式光伏市场展望2023》，未来10年，中国分布式光伏市场新增装机容量将达到790吉瓦，占国内光伏新增装机总量的51%。其中，户用光伏仍是分布式光伏市场的主要增长点，年均安装容量将实现33吉瓦。与此同时，工业光伏市场也将以5%的年均增长率显示出强大的增长潜力。

从地域市场看，分布式光伏市场重心开始南移。今年江苏、浙江、湖南、安徽等南方省份成为主力，其中江苏省超过山东省成为分布式装机的第二位，仅次于河南省。在东南沿海地区，商业用电价格显著高

于居民用电价格。尽管该等区域的光照资源欠佳，但工商业用户庞大的用电需求使得分布式光伏电力成为具有经济效益的用电选择。

“随着南方省份在装机量上不断增多，国内光伏产业的发展由重点省份向全面开花的方向迈进，可以说这是一件有利于国家能源结构优化和绿色经济发展的大事。”一位长期从事分布式光伏的业内人士告诉中国城市报记者，在各项政策的引领下，分布式光伏产业的发展潜力大大释放，已经进入由量变转为质变的关键发展时期。

并网难、消纳难 成关键问题

分布式光伏看似前景大好，但其面临的问题也进一步凸显。

今年6月，国家能源局综合司印发《关于印发开展分布式光伏接入电网承载力及提升措施评估试点工作的通知》，要求山东、黑龙江、河南、浙江、广东、福建等6个试点省份选取5—10个试点县(市)开展试点工作。目前浙江、福建、广东、河南、山东等5个省份已经发布分布式光伏接入电网承载力评估情况。在已发布的光伏剩余可开放容量中，共有20个地区可新增开放容量为零。

存在消纳难题的不仅仅是试点省份。

今年5月29日，湖南省发展改革委明确叫停“全额上网”小型地面光伏电站项目备案工作，表示需将其统筹纳入全省建设方案并按管理权限由发展

改革委备案后方可建设。8月，湖北省发布了一份《关于加强分布式光伏发电项目全过程管理的通知(征求意见稿)》。虽然文中提了不少利好分布式光伏的措施，但也规定“在低压配网接网预警等级为红色的县(市、区)，自公布之日起暂停分布式光伏发电项目备案”。11月，辽宁省营口市发展改革委发布的《关于分布式光伏项目备案有关工作的通知》称，营口地区分布式电源可新增容量为981.97兆瓦，而经过统计，自2022年1月至2023年5月，营口地区已备案未并网光伏容量已达1527.06兆瓦，已远超营口地区分布式电源可接入承载能力。因分布式电源导致220千伏及以上电网反送电的，评估等级为红色，应在电网承载力未得到有效改善前，暂停新增分布式电源项目接入。

中国新能源电力投融资联盟秘书长彭澎坦言，不管是试点省份公布的结果，还是其他一些地区发布的分布式光伏发电项目备案或发展相关通知，最直接的影响就是没有消纳空间的地区不能再新建分布式光伏发电项目了。这肯定会对分布式光伏新增装机产生一定抑制。

为什么会出现消纳难？

“整县开发的模式提高了分布式装机门槛，但缺点是过于集中，从而出现当地变压器容量不够或者容量够但用量少消纳不掉，最后只能向输电网返送电的情况。”有业内人士告诉中国城市报记者，容量明显不足是造成消纳难的主要原因，因此促消纳成为分布式光伏发展的主线。

加装储能能否破局

在业内，为分布式加配储能并不是一个新话题。

数据显示，江苏昆山和苏州、浙江诸暨、山东的枣庄及河北、河南，陆续出台了分布式光伏配储的相关政策文件，配储要求在装机容量的8%—30%之间，具体的配置方式不限，自建、共建或租赁均可。

今年8月，浙江省金华市发布《金东区加快用户侧储能建设的实施意见》，要求新建设的非居民分布式光伏发电项目原则上按照装机容量的10%以上配建储能系统，额定功率下连续放电时间不低于2小时。意见还指出，鼓励企业用户利用分时电价机制，主动削峰填谷，优化电网负荷需求。

“‘光伏+储能’模式能够将白天发出的冗余电量储存起来供夜间使用，有效克服光伏发电的间歇性和波动性问题；还能将存储电量在峰时段售出，增加企业光伏收益，同时大大提升电源供电保障能力和调峰响应能力。”国网供电公司工作人员说。

理论上，储能是缓解弃光问题的有效手段之一，甚至可以进一步利用峰谷价差提高光伏项目收益。然而，实际上由于储能的高价及安全性问题，无论用户侧还是电网侧，对于配储的积极性仍然较低。接受中国城市报记者采访的业内人士均提出了“初始投资成本增加、储能利用率不高、项目回本周期延长”等问题。

阳光电源副董事长顾亦磊表示，光伏消纳需要储能配合，但目前储能的利用率非常低，

很多机制梗阻没有打通，且规则制定并不合理。

“如今，电力市场改革持续推进，各省调整电价变为白天低谷，面对调整后的分时电价，配储已成为解决之道。在峰谷价差较大的地方，工商业储能更具经济性，储能商业模式日渐显效。”彭澎告诉中国城市报记者，近年来，储能的需求和边界正在逐步清晰。

“根据2023年2月电网企业代理购电价格数据显示，浙江峰谷价差全国最高价格，为1.32元/千瓦时。峰谷电价差超过0.7元以上的省份达到了23个，在当前分时电价机制下，多省市可以满足工商业储能每天两充两放，进而提升储能系统的利用率、缩短成本回收周期。工商业储能将更具经济性，或成未来最好赛道。”彭澎说。

谈及储能未来趋势，中国光伏行业协会副秘书长刘译阳说：“伴随着光伏与储能度电成本的持续下降，未来某一天，当‘光伏+储能’与传统能源能够实现同质同价，光伏发展的星辰大海才算真正到来。不过在那之前，我们要做的还是不断降低成本。”

彭澎则提出了四条市场建议：第一，新能源项目大量入市，包括原来带补贴的地面老项目；手中如果还存有老项目的，需要提前做好准备。第二，储能需要容量电价。第三，电价曲线随着装机量的增长，会逐步变成深谷型，需要6小时以上的储能时长。第四，新能源+储能在电力市场中，找到好的用电户签订长期协议才是最终出路。



宁夏青铜峡： 电网建设加速推进

12月20日，电力工人在位于宁夏回族自治区青铜峡市境内的贺兰山—典农220千伏线路工程3号铁塔进行铁附件安装。

据悉，贺兰山—典农220千伏输变电工程将为宁夏中环50吉瓦(G12)太阳能智慧工厂、银川单晶硅、汉尧石墨烯等新兴产业提供坚强电力支撑，也进一步增强了银川电网的供电能力，为银川经济发展注入新活动力。

人民图片