

未来，由于电网将接入大量分布式光伏和多种新能源，农村配电系统将原来的放射状无源网络变为具有大量分布式电源的有源网络，电网的物理特性将发生较大变化。

分布式光伏大规模并网，农村电网如何“接招”？

文 / 孔繁钢

随着以新能源为主体的新型电力系统建设的推进，越来越多的分布式光伏接入农村电网。在国家“双碳”目标的指引下，我国乡村分布式光伏发电还将逐年大幅增长。

乡村大规模发展分布式光伏发电，必将给传统的农村电网带来挑战和深远的影响，进而重构乡村电网发展模式。推进适应“双碳”目标的新农村电网建设，迫在眉睫。

浙江分布式光伏的“狂飙突进”

浙江属于光伏三类资源区，光伏资源相对匮乏，但浙江省政府积极践

行“绿水青山就是金山银山”的发展理念，大力支持光伏全产业链的发展，尤其是分布式光伏，不管是分布式光伏的装机数量还是装机容量都长期位居全国各省前列。

截至2021年6月，全省光伏发电装机总容量达到1621.6万千瓦，相比2015年年底增长884%，装机容量已超过水电，是省内仅次于火电的第二大电源。其中分布式光伏发电项目装机容量为1137.4万千瓦，并网项目达到24.2万个。

今年5月，浙江省发布《可再生能源发展“十四五”规划》，大力发

展风电、光伏，实施“风光倍增计划”；6月，发布《浙江省整县（市、区）推进分布式光伏规模化开发试点工作方案》，要求全省山区26县全部参与试点并鼓励积极性高、日间负荷大的区县参与试点。“十四五”期间浙江省规划新增光伏装机容量1300万千瓦，其中分布式光伏实际装机容量将超过2000万千瓦。

为应对大规模分布式光伏发展，国网浙江省电力有限公司（以下简称“国网浙江电力”）多措并举做好农网提升工作。

首先，提升农村电网光伏承载



截至2021年6月，全省光伏发电装机总规模达到1621.6万千瓦，相比2015年底增长884%，装机规模已超过水电，是省内仅次于火电的第二大电源。

力。统筹规划满足光伏接网需求，统筹推进乡村配网建设，推动配置适量储能装置，优化配套工程计划管理。推动乡村电气化提升就地消纳水平。开展数智化供电所建设，推动供电所管理和服务能力双提升，服务分布式光伏发展。制定《数智化供电所建设三年行动计划》，建设数智化供电所管理平台，推广供电所“互联网+”及电子渠道，为分布式光伏并网提供更加便捷化、精准化的服务。

其次，探索分布式电源友好接入示范。在嘉兴地区率先建设了覆盖全

域的“分布式电源智能调控系统”，实现了区域内所有中低压并网的分布式电源信息全接入；在宁波杭州湾新区建设了全国首个分布式电源集群调控技术试点工程，实现了区域367个分布式光伏发电单元的实时优化控制。嘉兴海宁尖山地区建设涵盖储能站、交直流混合微电网、电能质量监测与治理、协调控制系统的“源网荷储”协调运行示范工程，解决区域光伏发电、电动汽车和直流负荷密度较高的问题，为可再生能源高密度接入和高效利用探索一种适合推广的模式。杭

州建德供电公司在电网规划阶段提前做好分布式光伏规模预测，制定“新能源插座”布局原则，合理布局新能源插座，提升分布式光伏接入和管理效率的同时，保障了电网供电的安全性和灵活性。

同时，国网浙江电力积极完善分布式光伏管理制度，并创新分布式光伏服务模式。

面向分布式光伏客户提供“一网通办”服务，切实提升分布式光伏并网效率和服务水平。创新推出分布式光伏云结算服务，向客户提供结算“一次都不跑”的结算体验。探索分布式光伏批量新装服务，进一步提升业务办理效率和服务体验。

浙江省发改委积极沟通，推动发改投资项目在线审批平台与电力营销系统备案信息互通。依托“网上国网”App研发上线“绿电碳效码”应用。利用区域分布式光伏项目发电大数据，通过区域平均发电小时数对比分析，对分布式光伏项目发电水平分级评价，及时提醒客户开展光伏运维工作，提升光伏项目发电效率。

由于浙江在发展农村清洁能源方面先行先试，电网企业与各级政府思想统一、沟通顺畅、措施有力，保证了各类新能源发电顺利接入农村电网，没有出现弃风、弃光现象。国网浙江电力在电网建设上每年持续投入较大，在建设适应农村各类新能源接

入的农村电网方面相对超前。目前浙江省分布式光伏发展对农村电网运行的不利影响总体上仍在可控范围，但随着今后大规模分布式光伏和多种分布式清洁能源的不断持续接入，浙江省的农村电网也必将进一步升级转型为适应“双碳”目标的新型农村电网。

分布式电源或将出现五大挑战

未来，由于电网将接入大量分布式光伏和多种新能源，农村配电系统将由原来的放射状无源网络变为具有大量分布式电源的有源网络，电网的物理特性将发生较大变化。因此，传统意义上的农村电网必然无法适应大规模的间歇性分布式电源的广泛接入，未来，农村电网也将面临新的挑战。

一是农村电网消纳能力不足。浙江电网负荷基数较大，新能源在浙江电网的整体消纳情况较好，至今未出现弃风、弃光现象。然而，在局部以农村电网为主的地区，由于区域负荷特性与光伏、风电等电源出力特性不匹配，导致消纳存在困难，需要进行改造提升或新增变电容量。以浙江衢州为例，当前全社会最高负荷为342万千瓦，光伏装机容量为165万千瓦，按计划，2021~2022年，其所辖四县两区要新增分布式光伏60万千瓦、集中式光伏50万千瓦，不但存在白天局部区域光伏发电倒送电网，而且存在

部分时段整个市域光伏发电难以消纳的情况。

二是影响电网电能质量。随着电网接入容量的增加，电压偏差将呈现先减小后增大的“U形”变化，极端情况下甚至会超过电压要求上限。以嘉兴海宁某台区为例，午间光伏出力向上级电网倒送，用户午间电压最高达256伏。同时，光伏并网逆变器不断增多，在光照强度急剧变化、输出功率过低等情况下，产生大量谐波。浙江嘉兴某变电站共接入73个分布式光伏发电项目，经现场监测，分布式光伏出力在30%时，电流总谐波畸变率高达14%，超过标准5%的限值规定。

三是影响配电网自动化和继电保护动作。传统农村配电网一般不考虑双侧或多侧电源情况，配置电流保护大部分为无方向过流保护。大量分布式光伏接入后，系统故障时系统及光伏均向故障点提供短路电流，改变了流经保护的电流，可能导致继电保护装置误动、拒动等行为。同时，存在自备投、重合闸等保护不正确动作风险，将进一步扩大电网事故范围。

四是谐波的影响及危害。分布式光伏高比例接入时，由于逆变器电力电子元件大规模接入电网，加上有些逆变器质量不佳，或将导致电网谐波污染严重超标。电网谐波的危害是多方面的，会导致电网损耗增大、继电保护误动作、仪表测量不准确等问

题，降低了供电可靠性和电能质量。

五是县级电网调峰难度加大。光伏等间歇性非调峰电源高比例接入县级农村电网，电网可调度的调峰资源突显不足，由于传统农村电网没有储能装备，会导致局部地区光伏发电高峰与用电高峰的错位，电网调峰难度加大，节假日期间尤为突出。

建设新型农村电网，难题如何破解？

应对上述挑战，电网企业应重视开展以下工作：开展县配电网对分布式光伏接入能力的调查和评估；开展分布式光伏大规模接入对配电网和负荷侧电压影响的研究；开展不同容量光伏发电接入低压电网的谐波测试；开展分布式光伏并网对农村电网继电保护影响的研究；开展光伏发电量就地消纳和就近消纳的调查评估；开展适应分布式光伏消纳的储能装置相关技术研究。其中，在储能侧，要探索集中式和分布式相结合的储能配套方案，充分发挥储能对电网的多维度支撑能力，有效解决山区县源荷发展不均衡、不对称的问题。推动出台“配额制”储能建设模式，解决储能装置建设“发电企业不愿投、电网公司不能投、社会资本不想投”的困局。

从政府角度来看，一是要开展新型农村电网规划研究，完善农村配电网标准。开展新型农村电网规划的研究，提出优化调整方案，在规划引领

下实现分布式光伏有序建设和接入。全面梳理和完善分布式光伏发电的相关制度标准，防止一哄而起和运动式推进。完善相关管控流程，引导源、网、荷、储协同发展。积极做好光伏并网服务、光伏并网配套工程建设，加强对农村配电网的升级改造，确保大量分布式光伏并网后的安全稳定运行。二是要大力培育农村用电市场、就地就近消纳光伏发电。进一步提高电能农村终端能源的比重，着力推动农业生产生活电气化，努力提升农村地区分布式光伏就地消纳能力。三是要促进政策和法规的建立，推进新型农村电网（电力系统）的发展。要推进制定政府的相关政策法规，在合理的价格下引导投资方、消纳方和电网企业按市场化规则有序运作。制定投资人在光伏并网需承担的储能和消谐的责任原则，对配套的储能装置和消谐设备可以由投资人自建自管，也可以采取市场化认购，统一建设共享资源等办法。

四是要在当地党委政府和全社会提高建设新型农村电网对于消纳大规模分布式清洁能源、实现我国“双碳”目标的重要性的认识，在政府部门层面建立新型农村电网建设的领导小组，制订阶段性建设规划与计划，有力推动新型农村电网建设。■

（作者系中国电机工程学会农村电气化专委会副主任委员）