

《加快农村能源转型发展助力乡村振兴的实施意见》指出,有序向社会资本开放配售电业务,推动增量配电网企业发展综合能源服务——

增量配网业务将成农村能源转型抓手

■ 本报记者 韩逸飞 杨晓冉

国家能源局、农业农村部、国家乡村振兴局日前印发的《加快农村能源转型发展助力乡村振兴的实施意见》(以下简称《意见》)指出,要完善配套政策机制,推动增量配电网企业发展综合能源服务,支持各类市场主体依法平等进入农村能源建设领域。有序向社会资本开放配售电业务,积极培育配售电、储能、综合能源服务等新兴市场主体。鼓励政府和社会资本合作 PPP 等融资经营模式,引导社会力量进入农村能源站、综合能源服务等可商业化运营的领域,形成资金合力。

有专家指出,农村用能约占全国用能总量的 30%,在降碳要求下,构建清洁低碳的能源体系迫在眉睫。同时,农村用能分散,且往往是多种能源共存,需要通过增量配网这一抓手带动综合能源服务,从而最终推动农村能源转型。

《意见》将进一步推动农网变革优化

多位专家认为,《意见》的出台无疑有利于农村能源的低碳转型、绿色发展。华北电力大学能源互联网研究中心主任曾鸣坦言,在乡村振兴的进程中,能源若没有同步转型,就不能够称之为真正的乡村振兴。“乡村的用能量不容小觑。过去的乡村用能以传统能源为主,不仅对环境有负面影响、能效较低,供应安全也问题频出。此外,用能价格对乡村振兴的支撑作用

核心阅读

就目前而言,农村地区基本上没有开展增量配电网、隔墙售电业务,仅在一些增量配电网试点项目配电营业区内包含少量农业用户。在农村发展增量配网,除了电力体制改革普遍遇到的阻力和挑战外,最大的问题是如何培育用户。

不足。”

中国能源研究会配售电研究中心副主任吴俊宏也认为,《意见》结合乡村振兴战略提出发展增量配电网、隔墙售电等模式,将发挥重大意义。“农村处于电网末端,长期以来农网建设较为薄弱,农网容量和安全性不及城市配电网,且全年利用率不高,网损大。因此,当前农网无法完全保障农村更高质量生活用电、无法支撑乡村振兴战略下乡村产业经济发展。在此情况下,加快农村能源体系转型迫在眉睫,它不仅是农村居民生活质量提高的基础,也是农村产业发展的基础。”

金风低碳能源设计研究院研究员王帅曾分析指出,在碳达峰碳中和目标下,如何在因地制宜的情况下,兼顾清洁、低碳、节能、宜居与资源承受能力,结合当地资源情况,构建以本地消纳为主的分布式新能源系统,以及符合农村需求的能源生产、供应、消费体系,是农村清洁能源体系转型面

临的最大难题。

“以增量配网方式实现乡村能源转型,要考虑其经济上是否具有支撑力,以及是否有合适的市场机制及商业模式。由于外部环境不同、所在地政策不同,对农村能源的管理体制、运作机制等方面,还要因地制宜的深入分析和论证。”曾鸣说。

农村增量配网业务需因地制宜

对于现阶段的农村来说,可利用资源及用能需求较为分散,但整体用能需求量大,分布式能源项目体量小,部分地区的农村能源系统一直处于无序发展状态,缺乏系统化推进机制,也未形成可推广、复制的路线与模式。

对此,吴俊宏认为,乡村振兴战略的实施将大力提升乡村用电负荷,给传统乡村能源供应模式提出巨大挑战,《意见》明确要推动增量配电网企业发展综合能源服务,

创新发展新能源直供电、隔墙售电等模式,若此举落地将有利于改善上述局面。

“就目前而言,农村地区基本上没有开展增量配电网、隔墙售电业务,仅在一些增量配电网试点项目配电营业区内包含少量农业用户。”吴俊宏告诉记者,《意见》提出乡村振兴战略下必须创新发展增量配电网业务等模式,将有助于新能源的就地消纳,真正做到“源网荷”互动。同时,还有利于解决新型电力系统面对新能源大力发展带来的建设成本和调峰压力等问题。

在农村发展增量配网,除了电力体制改革普遍遇到的阻力和挑战外,最大的问题是如何培育用户。“乡村类的增量配电网、综合能源服务,用户培育问题是最大难点。即这个地区适合发展什么产业、如何落地产业,如何将产业引入、落地与能源一体化发展。”吴俊宏说。

对此,曾鸣表示,想要通过综合能源服务这种模式推广农村分布式能源,市场机制和商业模式也是个问题。与城市不同,农村能源商业模式、市场机制目前难以支撑盈利,应更多地靠政策支持,辅以市场手段。

曾鸣指出,乡村用能往往是多种能源,增量配网不能只讨论配电网的问题,关键是要解决综合能源服务的问题。“要设计合理的商业模式,让各方参与者能够实现互惠共赢,推动社会资本得到回报,使终端农户能得到实实在在的好处。最终才能实现农村能源转型、降低碳排放、提高能效的目标。”

增量配网项目落地仍需更具体措施

据记者了解,本次《意见》提出要鼓励政府和社会资本合作 PPP 等融资经营模式,就是为了让各利益主体充分整合周边环境和资源,选择合理模式,促成各方达成共识,以实现规模化经营和产业带动。

吴俊宏表示,通过政府和社会资本合作 PPP 融资经营模式对于增量配网项目的顺利开展有很大优势,既能够缓解社会资本一部分资金压力,又能够发挥政府关系,协调建设用地、廊道、用户关系等问题。但对于增量配网来说,后续还需要出台具体的政策及监管措施,保障《意见》提出的机制创新方案能够落地。

厦门大学中国能源政策研究院院长林伯强认为,对于增量配网来说,由政府和社会资本合作 PPP 等融资经营模式,能充分发挥地方政府引导和管理的职能,解决项目开发审批困难的问题,同时也有利于结合发展战略合理选择开发模式,发挥村庄自然优势,避免同质化发展。

此外,电力行业观察人士展曙光指出,政策落地最终还需相关配套政策共同助力。“在农村地区如何解决交叉补贴问题,让电网等单位有意愿做下去,也需要重点考虑,建议在农村实施试点,探讨指引性方案。”

图片新闻



为在春节期间,扮靓“双奥之城”,国网北京电力城市照明管理中心日前正式启动 2022 年长安街景观布置工作。图为 1 月 13 日凌晨两点,工作人员正在安装并调试大红灯笼。长安街从东单到西单路段 121 基华灯共安装 242 套大红灯笼。

张超/摄

关注

青海电力牵头开展新型电力系统重大科研项目

本报讯 1 月 5 日,由国网青海省电力公司牵头研究的国家电网新型电力系统示范工程配套项目“支撑新型电力系统构建的新能源友好并网、源荷协同技术及关键装备研究”正式启动。

青海省是我国新能源发电大省,近年来新能源发展十分迅速。截至 2021 年 12 月底,青海电网发电装机达 4114 万千瓦,其中新能源发电装机 2528 万千瓦,占比达 61.5%,清洁能源装机 3721 万千瓦,占比达 90.45%,青海电网已经成为全国清洁能源、新能源发电装机占比最高的省城电网。根据青海打造国家清洁能源产业高地行动方案,规划 2025 年新能源规模将达到 5971 万千瓦,2030 年新能源规模将达到 1 亿千瓦以上,发展前景十分广阔。

国网青海电力科技部主任韩永强说:“随着近年来青海清洁能源高速发展,电力系统‘双高’‘双峰’特性日益突出,需要通过科研攻关突破传统理论技术,从而准确预测和辨识电力系统风险,保障电力安全可靠供应和电力系统安全稳定运行。”

2021 年,青海省成功入选国家电网有限公司首批 3 家新型电力系统省级示范区,为青海电网融入国家战略提供了重大机遇。国网青海电力围绕青海新型电力系统示范区建设的具体需求,重点针对新能源发展过程中作为源端发电责任主体和终端用能消费主体协调互动问题,研究提出典型的源荷互动示范方案,形成“支撑新型电力系统构建的新能源友好并网、源荷协同技术及关键装备研究”项目选题,并成功通过审查答辩,入选国家电网有限公司示范工程配套研究项目。

“支撑新型电力系统构建的新能源友好并网、源荷协同技术及关键装备研究”项目由国网青海电力牵头,联合清华大学、青海大学、南京南瑞继保工程技术有限公司等多家高校、企业联合开展研究。项目共设置 5 个课题,将持续至 2024 年底。研究期间,将重点针对新能源发展过程中作为源端发电责任主体和终端用能消费主体协调互动问题,研究新能源作为发展主体下的源荷互动模式和评价体系,提出典型的源荷互动示范方案。重点开展构网型储能、直流汇集组网、电碳协同管理、园区型综合能源规划运行等关键技术研究、装备研制、应用落地工作,从而为新型电力系统的构建提供关键技术、装备与应用支撑。

韩永强介绍,项目成果形成后,可有效提升“双高”特征明显电力系统安全稳定水平,促进新能源的大规模开发利用,为全国新型电力系统的发展、建设提供青海方案,起到示范效应。同时,对拉动地方投资,带动产业链发展,促进地方经济社会发展也具有重要意义。

(王国栋 王海亭)

开创电力保供精细化、柔性化新模式——

“一键响应”提升电网负荷侧管理效率

■ 本报记者 苏南

在构建新型电力系统的背景下,浙江电力不断探索电力保供精细化、柔性化的新模式。继多元融合高弹性电网、首次实施虚拟电厂辅助电网调峰试点、率先开展负荷侧资源参与电力交易之后,近日,浙江电力再次创新推出“一键响应”需求侧管理模式。

据了解,“一键响应”新模式在业务上贯通发、输、变、配、用各个环节,专业横向协同营销、调度、设备等多个部门,纵向打通省、市、区县等多个层级,是浙江电力打造新型电力系统先行示范的新实践。

受访的业内人士认为,浙江省用电负荷不断创历史新高,去年最高用电负荷首次突破 1 亿千瓦,加之其电力供需形势呈现复杂性、不确定性,亟需通过技术手段破解保电考验。浙江电力创新探索的“一键响应”,不仅能有效解决本省负荷侧管理痛点,而且对其他用电高负荷省份也有借鉴意义。

改变“人海式”负荷管理模式

谈及推出“一键响应”业务的初衷,国

网浙江电力营销部相关负责人对记者表示,过去,负荷侧的管理模式效率较低,需要大量的人力资源和时间成本投入,当前,在电力保供和能耗双控宏观形势下,对于负荷侧的管理要求越来越高,需要改变以往以人工决策、人工通知为主的“人海式”负荷管理模式,创新探索面向全业务、全区域、全时间尺度的“一键响应”需求侧管理模式。

据了解,“一键响应”模式应用场景主要涵盖需求响应、负荷管理及紧急调控,分别应对不同场景下产生的缺口。

“目前已完成了一键需求响应。”浙江电力相关工作人员向记者介绍,针对短时、小容量的供电缺口,调控专业生成响应时段、响应容量等需求,并“一键”推送至营销需求侧平台,该平台自动生成需求响应方案,实现全流程线上流转。“已签约超过 1000 万千瓦的日前需求响应资源池,其他功能正在努力研发当中。”

促进新型电力系统稳定发展

在业内人士看来,需求侧响应管理将有效提高新型电力系统的灵活性,是构建

新型电力系统必不可少的内容,在政策法规、成本疏导机制、补贴资金来源不健全的情况下,“一键响应”从技术层面探索出了一种用户侧负荷管理的新思路。

上述相关负责人表示,在构建新型电力系统背景下,将会大力发展新能源,而新能源的接入势必会影响到电网的供需平衡关系,当风、光等新能源大量接入后,一旦天气突然发生变化,就会导致发电量下降,那么这时就需要调用负荷侧的资源来维护供需平衡。“因此在一段时间内,负荷侧的调控会越来越频繁,我们推出‘一键响应’,能更好地提升负荷侧管理效率,在调控负荷侧资源的时候做到又快又精准,让新型电力系统发展更安全稳定。”

记者梳理发现,去年,华东、华中、西南三个区域电网和 15 个省级电网负荷 41 次创新高,区域和省级电网均因地制宜挖潜电力响应精准度,为电网“减压”,仅在 2021 年夏季,国网发起需求侧响应服务邀约 320 多万次。可以预见,快速反应的“一键响应”将为电网企业提供更智能化、更有效率的电力需求侧管理模式,助力新型电力系统构建。



将研发“一键”编制负荷管理方案

未来,浙江电力“一键响应”还需深化完善哪些方面?上述相关负责人向记者透露,“我们将重点研发如何一键编制负荷管理方案。针对长期、大容量的供电缺口,基于亩均评价、能耗强度等用户标签,充分考虑行业负荷特性、产业链上下游关系、行业内部联动等多种因素,通过智能算法‘一键’生成负荷管理方案,保障经济社会有序运行。”

“另外,我们将探索一键紧急调控中的一键策略生成和一键批量控制。”上述相关负责人介绍,简单来讲,一键策略生成就是当电网因发生故障而导致出现缺口时,我们需要快速调用相应出现缺口地区的负荷资源来进行负荷压降。一键批量控制,就是通过加快完成用户侧负荷终端改造工程,根据前面已经生成的策略,可一键启动批量控制,需求侧平台自动远程批量中断到户分路负荷。因为这样对用户的影响比较小,可以排除掉用户的生活用电、重要生产负荷,去切除另一部分相对而言不是那么重要的负荷。目前浙江已具备 200 万千瓦可中断负荷,力争 2022 年达到 500 万千瓦。