

# 丽水打造新型电力系统市县级样板

■本报记者 苏南

自从2021年3月15日中央财经委员会第九次会议上提出“新型电力系统”概念以来,业界围绕如何建设、统筹、协调各环节各要素开展了一系列探索实践。今年,国家发改委、国家能源局、国家数据局联合发布的《加快构建新型电力系统行动方案(2024—2027年)》提出,通过完善市、县级电力调度机制,强化分布式资源管控能力,提升配电网就地平衡能力和对主网的主动支撑能力。

那么,市县新型电力系统长什么样?智慧化调度方面已经有了哪些有益探索?解决了哪些实际难题?

9月中旬,《中国能源报》记者走进浙江省丽水市。这里正如火如荼地开展着“双碳”目标下以新型电力系统为核心载体的能源互联网企业建设丽水实践。据悉,自2023年以来,累计已有109批次的业内专家来丽水调研新型电力系统建设。

丽水实践分为两个阶段,第一阶段丽水全域近零碳能源互联网综合示范工程已基本建成,涵盖了清洁能源汇集站、水光氢生物质近零碳、绿电100%泛微网等模式。第二阶段,基于多要素融合智慧能源互联平台的地市级新型电力系统示范正在加速构建,将在年底建成。

## ■ 新能源带来新挑战

丽水,地处浙闽两省接合部,处于五大外电入浙最前端,是“浙福联网枢纽地”,更是浙江乃至华东的重要生态屏障。

丽水市委在2021年提出创建“中国碳中和先行区”的目标,丽水市人民政府办公室于2023年发布了《关于支持丽水市电力高质量发展的若干意见》,致力于构建以新型电力系统为核心载体的能源互联网。目前,丽水已经初具物理实体电网和数字孪生电网协同发展、相互融通、和合共生的新型电力系统形态。

“新型电力系统发展的核心特征是新能源的大规模发展。”丽水供电公司总经理冯华向《中国能源报》记者介绍,丽水市新能源装机规模年均增速42%,分布式光伏增速达89%,待开发新能源超1000万千瓦。

新能源的高速发展给电网带来不小挑战。“电网运行问题增多,会引起时段性潮流倒送和设备重载。”冯华举例,“2023年,丽水全年电网关口倒送67天,春节期间220千伏变电站全部倒送,甚至春运期间

还出现过220千伏变电站反向重载。”

另外,单位并网成本也在攀升。随着开发深入,新能源点多面广的特征愈加明显,分布式光伏小散化,集中式电站偏远化,并网工程规模增大,2023年新能源单位容量平均成本上升到32万元/兆瓦,同比增长20%。与此同时,配电网扩改工程也在增加,新能源接入引起的电网技改扩容投资0.4亿元,同比增长9%,进一步增加了综合并网成本。去年丽水新能源相关电网投资达3.1亿元,占电网总投资20%,同比上升10个百分点。

如何解决上述难题?丽水的答案是12个字:“接得进、看得清、控得住、用得更好”。丽水通过增强电网“保供保送”能力,实现接得进;通过全方位感知多要素态势,实现看得清;通过提升源网荷储协同水平,实现控得住;通过深挖新能源利用潜能,实现用得更好。

“我们对电力系统的精准映射能力还有所欠缺。”丽水供电公司科技数字化部主任助理徐永海对《中国能源报》记者表示,为此,我们已搭建多要素融合智慧能源互联平台,整合了28套系统、251万条数据,打通主网调度、配网、营销等不同专业的信息数据,纳入外部电碳市场信息,实现天气信息、地理位置、用户要素等多维多态数据“一图融合”。现在,从高压到低压,从充电桩到变电站,从分布式电源到大工业用户,从可控园区负荷到负荷聚合商……电力系统中每一种要素的实时运行情况均可在数字化创新实践中心的一套平台中精准定位。

## ■ “小切口”解决并网“大问题”

丽水资源丰富,但负荷中心却在丽水外。今年底,丽水缙云抽水蓄能电站首台机组将投产,未来还将有至少5座抽水蓄电站在浙西南山区开工建设。这些抽水蓄电站和丽水分散的清洁能源电站一样,需要一条通畅的能源外送通道才能物尽其用。

在记者前往采访的上一周,丽水第三个500千伏输变电工程被纳入国家电力“十四五”规划,而按照负荷预测,该工程2040年前后纳规,考虑到丽水清洁能源送出的需要,比原计划提前了15年。目前,丽水正在加快建设“500千伏三足鼎立、220千伏每县2座”坚强主网和现代智慧配电网,打造清洁能源送出型电网。

不仅要打通“大动脉”,电网的“神经末



景宁族自治县域浙福特高压线路

梢”也需发力,以保障“多小散偏”的清洁能源经济高效地充分开发。为此,丽水市选取了清洁能源汇集站这个典型性、代表性的方向开展探索,以“小切口”解决新能源并网“大问题”。

在山峦叠翠、碧水潺潺的环境中,一座风光水储能汇集站静静地矗立。“我们创新实践”多方投资、多能汇集、共享储能”的能源汇集站建设新模式,融合升压站、变电站、储能站三站一体,既解决新能源消纳送出难题、全额满足新能源开发需求,又优化电网网架结构,拉动地方能源投资,实现多方共赢。”丽水供电公司副总经理潘程对《中国能源报》记者介绍,该汇集站节省了新能源业主升压站投资30%、电网投资3500万元、土地廊道资源12亩,带动新能源投资超4亿元。

按照丽水市的规划,将在光伏、风电资源摸排的基础上,规划建设3座220千伏、9座110千伏能源汇集站。据测算,建设12座汇集站可满足约260万千瓦风光新能源接入,推动形成源网协同发展和乡村绿能共富的良好局面。目前,12座汇集站中已投运1座、前期或在建9座、规划布点2座。“丽水地域面积浙江省最大,是浙江陆

上清洁能源最丰富的地区,但电网呈现小规模、长线路、大供区特点,若不合理引导,将难以适应新能源大规模开发需求。能源汇集站是电源侧和电网侧的连接纽带,是破解新能源消纳难题的有效举措。”浙江省能源局相关负责人对《中国能源报》记者表示,对于新能源业主,可满足开发需求,并免去后期升压站运维检修费用;对于电网企业,新增山区变电站布点,可全面提升电网架水平和乡村供电可靠性。“丽水能源汇集站的建设,对于探索分布式新能源并网,节省土地廊道资源的其他地方,提供了可复制的样板。”

## ■ 建成可复制推广的乡村示范

在丽水新型电力系统建设中,缙云水光氢生物质近零碳示范是中国首个乡村场景的水—光—氢—生物质综合利用示范工程。

示范项目通过利用当地余量水电与屋顶光伏发电进行电解水制氢,并与沼气发生反应,将沼气中占比近五成的二氧化碳转化为甲烷,为新型电力系统建设和乡村用能提供了新思路。此外,利用茭白秸秆

和麻鸭鸭粪等生物质资源多的特点,将沼气与氢气通过两段式甲烷化深度反应,就地转换成高热值生物天然气,实现氢气转换储存。项目全功率运行后每年可产出氢气18万标方,生物天然气2万标方,满足100户农村家庭一年的使用需求。

“不仅是一项技术的创新,在这里,水、光、氢、生物质,每一种能源都得到最恰当地利用,每一种资源都实现了最有效的循环。”丽水缙云供电公司党委书记、副总经理黄晓航解释,该工程填补了适用于波动性可再生能源工况下,电—氢—生物质天然气灵活、高效转换与利用的空白。通过与国内外技术对比,该工程核心指标制氢纯度、二氧化碳转化率、甲烷纯度、高温燃料电池堆冷启动时间等达到国际领先水平。

在业内人士看来,缙云水光氢生物质近零碳示范工程,不仅是在探索可再生能源消纳新渠道,还为实现“双碳”目标提供了重要示范。该工程展示了如何循环利用农村废弃物,实现电氢生物质协同的乡村碳中和,同时也为其他具有丰富新能源和生物质资源的乡村提供了可借鉴的样板。

# 储能招标“最高限价”引热议

■本报记者 卢奇秀



日前,国内某储能央企采购314Ah储能电芯,采购规模为100MW/200MWh,单价限价0.305元/Wh。

储能中标价格屡创新低,但在招标中以“最高限价”形式,紧贴生产成本的行,仍牵动着行业敏感神经。事实上,今年多起央企储能项目招标文件中,都明确出现“最高限价”,且指定制造商范围,并对电芯库存时间、串联方式、内阻大小等细节内容提出具体要求。

一边是产品价格持续下探,一边是业主要求不断抬高。身处低价竞争中的储能产业,如何看待“最高限价”?这一要求是否会愈发普遍,进而削弱储能企业的议价权?企业又将如何应对?

## 普遍行为——市场竞争激烈之果

最高限价是工程项目成本控制的重要手段。“通常项目招标前,投标企业会提前向招标业主沟通项目规格、具体要求、预算投资等情况,进行成本分析并考虑风险预留,以此倒算投标报价。”国内某储能企业人士向《中国能源报》记者坦言,招标业主划定最高限价来控制成本是常规操作,且越来越普遍。

今年5月,中国石油集团济柴动力发布5MWh液冷储能系统电气分部件框架协议项目中标候选人公示,此次招标,济柴动力对储能电池系统及电芯分别作出0.478元/Wh和0.33元/Wh的最高限价,这一紧贴成本线的最高限价引发行业热

议;8月,中核集团发布嘉峪关500MW/1000MWh独立储能项目EPC总承包磷酸铁锂电化学储能系统采购招标公告,并指定了中核株洲、阳光电源、融和元储、远景能源等15家制造商;同在8月,中国电气装备集团储能科技有限公司全钒液流100MW/400MWh储能系统交流侧设备框架采购,项目最高限价3200万元。

华北电力大学教授郑华向《中国能源报》记者介绍,电力行业招标一般由商务文件、技术文件和价格文件三部分组成,最终中标结果取决于商务、技术和价格的综合评分。电力业基于目标考虑会采取不同的招标策略,不同项目商务分、技术分和价格的权重系数会有较大差异。“最高限价”属于针对价格部分的限制条件,是电力行业普遍采用的方法。而划定供应商名单则是为了提升供应质量,降低招标工作量,控制采购与运维成本的一种招标方法,也被称为框架采购或白名单。在当前储能产品供过于求的情况下,竞价、划定白名单是市场激烈竞争的必然结果。

## 压缩成本——正负双重影响

无论是企业主动降价竞争,还是招标过程中被动限价,在新能源产业的降本诉求下,更低的报价似乎更易赢得业主青睐。

据记者了解,配建储能的成本仍主要由发电侧承担,配建储能对于企业而言是

一笔巨大的成本负担。一座风光电站配建装机量20%、时长2小时的储能项目,其初始投资将增加8%—20%,内部收益率降低0.5%—2%。

“新能源投资企业不得通过控制成本、优化供应链来保持利润空间。”中国化学与物理电源行业协会储能应用分会产业研究中心副主任冯思遥向《中国能源报》记者表示,随着储能市场逐步走向成熟,设备成本的透明度越来越高,这有助于招标企业高效筛选符合需求的产品,购买到最具性价比的产品。但储能行业是一个快速发展的领域,技术升级和市场动态变化较快,若限价无限贴近甚至低于成本,或诱发质量不佳的产品流入市场,从而影响整个储能项目的安全性和长远发展。储能产品的价格应综合考虑材料成本、研发投入、生产工艺等因素,确保供应商能够获得合理利润的情况下提供高质量产品。最高限价在某些阶段是必要的,但在行业技术水平快速提升阶段,应根据市场情况灵活调整。

郑华同样指出,如果市场长期存在不合理最高限价,往往会导致企业采取变相规避成本的方式以获取利润,比如用低成本组件、原材料替换高价值组件、原材料,甚至降低产品性能功能,最终导致“双输”局面。不给企业保留合理利润空间的最高限价是不合理的,不利于储能行业良性发展。

“目前,新能源配储整体利用率系数较低。”上述企业人士担忧道,“一旦电网大规模调用,储能能否顶得上,安全是否兜得住,才是真正的考验。”

## 议价权薄弱——“淘汰赛”加速

一定程度上,企业卷入价格竞争也是无奈之举。

“利润水平和市场规模,难以兼顾。”冯思遥指出,国内储能企业总量超过20万家,行业竞争异常激烈,部分企业为了获取订单,往往采用低价竞争的方式,以量换价。当前,储能产业链各环节逐渐形成一定的集中度,产业链上下游企业更倾向于通过强强联合、多领域深度合作的模式拓展市场,导致中小型储能电芯、系统企业话语权薄弱。不过,拥有核心技术、专利或独特解决方案的企业依然具备一定的议价权,尤其是在技术门槛较高的项目中,这类企业仍然可以通过技术优势获得相对较高的报价。

冯思遥判断,最高限价或加速储能市场向具有成本优势的头部企业集中,导致中小企业面临更大的生存压力,尤其是那些在成本控制和规模效应方面尚不具备优势的企业。未来2—3年,储能行业大规模“淘汰赛”将更加明显。

实际上,储能企业议价能力呈动态变化。2022年,上游碳酸锂价格数倍飙升,带动储能项目中标价格大幅上涨,迫使不少项目出现建设延期甚至叫停的情况,年底并网节点前储能产品供不应求,一芯难求。行至2023年,随着碳酸锂价格回落,产能快速释放,储能电芯、系统价格出现腰斩。随着市场竞争愈发激烈,价格持续下探,今年8月,2小时储能系统中标均价已至681.09元/kWh,同比下降39%,电芯均价迈入“0.3元”时代。

究其根源,新型储能还处于发展初期,政策机制、价格体系尚不完善。“会有大量的企业因现金流差、利润少而倒下。资本市场可以允许被投资企业一两年不赚钱,但不会允许企业长期不盈利,这是资本的特性。穿越周期后,行业会逐渐回归理性。”远景能源高级副总裁田庆军认为,新能源是技术驱动型产业,储能产品的定价权应回归技术创新。

## 追求物美价廉——技术创新为护城河

价格走低、要求走高,企业该如何

应对?

郑华指出,储能项目招标要求越来越高,一方面体现出业主对技术、性能等方面越来越熟悉,希望通过明确的性能指标等要求来获得高质量的产品;另一方面,部分特殊性能的要求,体现出业主对特殊应用场景或技术的偏好,也说明以前技术发展的粗放。产品最终要通过市场应用来检验,市场永远喜欢“价廉物美”的商品。因此,“打铁还须自身硬”——企业要不断技术创新,在提升产品质量和性能的同时,努力降低综合成本。同时,呼吁和维护行业理性竞争,制止不合理的限价行为,给储能企业提供足够的空间进行技术创新和产品质量提升。

在冯思遥看来,技术领先可以帮助企业获得更高的议价能力。企业要求技术上的领先,尤其是满足不同应用场景的适配性需求,提升电芯的循环寿命、安全性及数字化水平,在产品质量、安全性上要符合甚至超出标准要求。同时加强与供应链上下游建立更紧密的合作关系,优化供应链管理,确保原材料供应的稳定性,控制好生产成本。为保持竞争力,企业可以考虑在储能产品之外拓展业务范围,如与电动汽车充电网、分布式能源管理等领域结合,寻找新的增长机会。

“技术创新不仅仅围绕自身产品,还要就客户痛点针对性地创新。头部企业每年投入巨额研发费用,但研发成果出来后,人才很快被挖走,成果也会被剽窃,如果都是拿来主义,谁还愿意研发投入呢?”田庆军表示,要加强储能领域知识产权保护,建立保护创新者、鼓励持续性创新的良好机制,让投入者没有后顾之忧。

只有当储能成为盈利手段,而不是成本负担的时候,市场有能力为储能企业的附加值买单。“市场认可你的价值观,你的产品价值,会愿意为此多付成本。”田庆军判断,随着电力市场蓬勃发展,2025年将成为新型储能商业应用的分水岭,储能开始变得比风光电伏更赚钱。