

海上风电配储经济性待考

■本报记者 李丽雯

核心阅读

有报告称,在全球多数市场中,风电配储项目的经济性都表现不佳,只有少数市场中存在可行的“风电+储能”商业模式。

日前,在以“海上风电场储能技术创新”为主题的英中海上风电系列研讨会上,英国伯明翰大学教授、储能研究中心主任丁玉龙表示:“对于零碳未来,可再生能源装机必不可少,而构建合理的海上风电转换、存储、输送和利用系统,将有效解决进一步开发海上可再生能源面临的技术瓶颈,推动高效的零碳能源系统发展。”

零碳未来海上风电不可或缺

在新冠肺炎疫情影响下,已有多家研究机构发布成果称,今年全球碳排放量较去年将出现下降,2019年可能成为全球二氧化碳排放达峰之年,在此情况下,经济“绿色复苏”的呼声也越来越高。近几个月来,包括中国、日本、韩国等国在内,都已公布未来净零排放目标,全球减碳进程也进一步提速。

丁玉龙在会上介绍称,全球海上可再生能源资源丰富,在零碳目标的推进下,到2050年全球海上风电装机规模预计将达到521吉瓦。根据国际能源署(IEA)测

算,到2042年,海上风电预计将成为欧洲地区第一大电源。

“近年来,全球可再生能源成本不断下降,在美国,海上风电成本预计将降至与光伏发电相当,而中国海上风电成本预计将有更大降本空间。”丁玉龙在会上表示,“然而,从全球范围来看,都存在着能源资源丰富区远离负荷中心的问题,时间维度上也存在不匹配,这催生了可再生能源配储的应用场景。”

海上风电鲜有配储

苏格兰 Aqua Power 公司首席执行官 Andrew Skocz 在会上指出,可再生能源大多具有高度的间歇性,同时也存在可预测性不强,供需平衡难以实现等问题。他指出:“从全球范围内来看,目前海上风电配储的批量部署相对陆上风电以及光伏领域较少,而海上风电配储的技术发展也存在一定空白。”

丁玉龙也指出,目前,各国海上风电项目都往往采用高压交流输电并入电网,

但海底电缆投资维护成本相对较高,海上风电也可能因不具备储能功能而缺乏一定的灵活性。

记者了解到,跨国能源企业沃旭(Orsted)开发的英国海上风电场 Burbo Bank 曾在2017年前后尝试部署储能设施,这一项目也被视作全球首个海上风电配储项目。但从目前情况来看,全球海上风电配储项目仍寥寥无几。

据了解,当前陆上风电以及光伏配备的储能,主要以电化学以及抽水蓄能等技术路线为主,部分地区则在尝试研究压缩空气储能等技术路线。但在 Andrew Skocz 看来,总体来讲,目前海上风电配备的储能系统仍面临着系统效率不够高的问题。

经济效益是主要考量因素

Andrew Skocz 指出,尽管当前全球储能市场规模快速增长,储能需求日益增加,但储能领域也面临着整体效益难以提高的困境。

“具有可持续发展空间才能够实现普及,对于储能系统来说,需要关注的因素包括充放电速度、充放电次数等。实现大规模应用的储能技术也应该有足够的资源供应,例如大型陆上储能面临着占地较大等问题,而锂电储能则可能面临着电动汽车市场的竞争。”Andrew Skocz 说。

彭博新能源财经也于近日发布报告

称,在全球多数市场中,风电配储项目的经济性都表现不佳,只有少数市场中存在可行的“风电+储能”商业模式。彭博新能源财经分析称,如果风储项目仅用于单个应用场景,则经济效益偏低;若项目能投入多个应用场景,经济效益会大大改善。

丁玉龙则指出,如果能够将储能系统与供电、供热等应用相结合,可能将构建更加高效的能源系统。“整合海上风电、潮汐能或波浪能发电的液态空气平台可能是其中一种解决方案,液态空气也可以使用氢气、甲醇等其他燃料,基于这一平台,应用场景将包含储氢、储氨、LNG等,实现海上能源运输。”

彭博新能源财经预测称,尽管风电配储这一领域迄今为止发展缓慢,但随着电网要求不断变化,支持政策持续涌现和经济性日趋改善,风储市场未来有望迎来增长。

然而,对于国内而言,也有业内专家认为,考虑到当前海上风电市场的发展现状,要配备储能甚至更加多元化的设计,过高的成本对于企业来说将难以承受。一位不愿具名业内专家告诉记者,随着国内可再生能源不断降本,目前光伏以及陆上风电已能够实现平价,与之相比,海上风电竞争力已稍显不足,对于国内海上风电项目,大规模配备储能设施尚无必要。

浙江泰顺:“空中看光伏”火了



图片新闻

日前,一名滑翔伞参与者在浙江省泰顺县西阳镇的光伏小康工程基地上空飞过。泰顺县的光伏小康工程总投资2.34亿元,总装机容量22.836兆瓦,共流转林地900多亩,可助推全县56个村集体经济提质增效,1.4万低收入农户持续增收。同时,当地结合浙南运动飞行小镇的滑翔伞和热气球基地,打造“空中看光伏”旅游项目,形成“光伏+观光”旅游产业良性互动,吸引大量游客前来体验。人民图片

上海电气副总裁、上海电气风电集团董事长金孝龙:

平价时代,没有哪一款风机可以包打天下

■本报记者 张子瑞

站在平价时代的门槛,如何疏解成本压力,如何挖掘降本潜力,成为决定风电未来竞争力的重大命题。

“面对平价时代的成本压力,风电行业必须因地制宜、因时制宜,以基于平台化模式的定制化产品实现与资源条件的完美匹配。”针对这一命题,上海电气副总裁、上海电气风电集团董事长金孝龙给出这样的解决方案。

在陆上风电实现平价的过程中,风电开发重回“三北”的趋势日益清晰。“‘三北’地区风资源条件较好,集中开发的规模相对较大。这两大特点决定了‘三北’地区可以率先实现平价。”金孝龙日前接受记者采访时说。

紧跟陆上风电,海上风电也将于2022年实现去补贴。国内的海上风电大多是从欧洲进行技术引进起步,但国内的地理条件、海床条件和风资源禀赋和欧洲有较大差异。相比欧洲,中国的风上风电资源有其自身特点:一是平均风速低,二是南北差异大。南方相对风速较高,但受台风影响明显,北方台风影响较小,但风速更低。

因此,金孝龙认为,欧洲海上风电平价经验值得参考,但在向欧洲学习借鉴的同时,也不能完全照搬欧洲的发展模式。从风机角度来看,针对中国条件迥异的资源情况,没有一款机型可以包打天下。

由于风电的平价是以火电标杆电价作为参照的,各省的火电标杆电价从0.28-0.45元/千瓦时不等,因此,风电的平价也不会是一个价格。有些地区虽然火电标杆电价较高,但同时也伴随着开发条件较差,风电开发成本较高的问题。

“立足中国多样化的风资源条件和不同区域的电价上限,这要求整机从单一设

计走向平台化设计,在平台化设计的前提下,采用定制化模式。平台化有利于风机配置实现柔性调节,降低研制成本;定制化使得风机更有针对性,更加完美匹配风资源情况。”金孝龙说。

当前,部分开发商在考虑内部收益率(IRR)时,仍然更多考虑的是工程建设成本(CAPEX),没有切实转变到全生命周期度电成本(LCOE)上,特别是在运维成本(OPEX)的精细化测算上,经验数据缺乏使得OPEX的精准性无法切实保证。金孝龙认为,在标杆电价时代,项目的可研收益率跟实际收益率之间具有较大余量,这种思路或许不会对开发商产生太大影响。但是在平价时代,余量消失了,如果不把账算精细,不转到注重全生命周期精细化度电成本的思路上来,很可能达不到收益率目标。

表面上,风电正走入一个平价时代,实际上,风电迎来的将是一个低价时代。在无法全额保障性收购的情况下,实际电价可能比平价更低。为此,行业要做好思想准备和工作准备。

金孝龙预计,从发展趋势来看,未来,火电标杆定价可能取消。失去对标之后,风电价格可能会是两段电价:即由保障性发电量的基础定价和超出部分进行市场化交易的竞争电价组成。

无论电价定价怎么变化,上网电价下调将是大概率所趋,平价之后,面临的是更严峻的低价和竞价考验。

相比陆上风电,中国实现海上风电平价的挑战更大。中国风电产业发展20多年,《可再生能源法》颁布15年后,才实现陆上风电平价上网。而海上风电发展才10年时间就开始走向平价。

在业内看来,虽然同名为平价,但实际上,中国海上风电平价和中国的陆上风电平价,以及欧洲的海上风电平价都不同。与陆上风电中风机设备成本占比一半相比,海上风电中风机设备成本占比仅为40%甚至更低。其更大部分的成本是由风机基础施工、风电输出工程等组成。在欧洲,海上风电开发商只负责建设风场,不负责建设送出工程,上网电价并不包括送出工程的成本。而在国内,海上风电上网电价却是包括送出工程成本的平价。

随着海上风场离岸越来越远,风机设备在总成本中的占比进一步降低,送出工程的成本却呈几何数上升。

“事实上,在我国,一般远距离输送的特高压输电线路成本也是纳入到输配电价里,差不多1毛钱左右,而海上风电的送出工程成本仅5分钱。”金孝龙认为,“海上风电送出系统工程应与远距离特高压输电线路作为同一模式,统一由电网部门负责建设,纳入输配电价。”

海上风电产业链长,降低海上风电成本,不仅靠风电整机企业一方,更需要从设计、开发、施工、运输、吊装等各个环节着手,各方共同努力,系统实现成本的降低。同时,在国家取消电价补贴的压力下,现有的单一海上风电发展模式已很难满足需求,需要创新应用模式,与海洋经济相结合,利用“海上风电+X”的模式,发展氢能、海水淡化、储能及海洋牧场等多种能源或资源集成的海上“能源岛”,就地利用生产,提高海上风电的经济性。

我国2060年“碳中和”目标的提出,提振了整个新能源行业。有测算称,这至少需要30亿千瓦的风电新增装机。在金孝龙看来,市场前景广阔,但实际装机量

有多少,取决于风电在整个能源系统中的竞争力。

根据国际可再生能源署(IRENA)的报告,过去10年,太阳能光伏发电、陆上风电和海上风电的成本分别下降了82%、39%和29%。风电的成本下降速度不及光伏的成本下降速度,这可能在未来影响其竞争力。

不过,在业内看来,光伏本质上是材料学,通过材料的突破可以迅速提升光电转换效率,从而降低度电成本。而风电涉及机械、气动、电气、控制等十几个交叉学科,复杂程度远远超过光伏。这也使得风电的降本难度更大,所需周期更长。但也正是因为这样的特点,风电被认为技术含金量更高,产业链更长,对整个制造业的拉动效应更强。

但不论面对什么样的客观条件,持续降本都是风电行业不得不做出的选择。

“面对降本难题,需要整个产业链更深度融合,整机商要更早介入到风资源开发阶段,真正做到因地制宜,因时制宜。”金孝龙表示,“同时,陆上大基地、海上连片开发等规模化开发模式,也对风机的可靠性、稳定性、利用率提出了更高要求,提升可靠性可看作另一个维度的降本。”

金孝龙告诉记者,未来,风机的一大块降本空间可能来自轻量化设计。通过轻量化设计减轻风机载荷,通过控制策略优化降低极限载荷,从而促进风电降本。另外,优化供应链,通过国产化战略打破核心部件的“卡脖子”难题,也是风电降本的关键一环。

“在‘十四五’期间,行业会矢志不渝推进技术创新。例如,模块化装配、分段式叶片、新材料应用等领域有可能会爆发技术创新。”金孝龙预测。

资讯

新疆大力推进发电侧光伏储能项目应用示范

本报讯 日前从新疆自治区发展改革委获悉,新疆积极推进发电侧光伏储能项目应用示范,截至目前,已建成投运项目4个,累计完成充电153.15万千瓦时,放电131.98万千瓦时。

储能是智能电网、可再生能源高占比能源系统、“互联网+”智慧能源的重要组成部分和关键支撑技术。能够为电网运行提供调峰、调频、备用、黑启动、需求响应支撑等多种服务,是提升传统电力系统灵活性、经济性和安全性的重要手段;能够促进能源生产消费开放共享和灵活交易、实现多能协同,是构建能源互联网,推动电力体制改革和促进能源新业态发展的核心基础。

新疆新能源资源丰富,储能项目建设是下一阶段新疆新能源大规模发展的重要条件。2019年以来自治区发展改革委组织相关地州、企业,大力探索储能在新疆发电侧应用模式,积极开展发电侧光伏储能应用示范。

第一批试点项目共5个,项目总投资约4.4亿元。项目技术方案以磷酸铁锂电池储能系统为主;建设运营上既有光伏与储能项目同一业主模式,也有储能项目单独建设,与光伏企业互利合作模式。从试点项目运营情况上看,相关基础设施设备在新疆高温高寒环境下运行稳定,各项性能指标能够满足光伏电站调峰调频要求。(石鑫 张彬彬)



光伏玻璃价格涨幅超20%

上周多晶硅价格继续小幅下滑。11月份多晶硅下游订单陆续签订,但从目前已成交的价格来看,趋势仍在走弱。目前主流一线多晶硅企业复投料报价坚挺在90-92元/公斤区间,上周已成交的订单价格市场上有低于90元/公斤,实际成交价格有88-89元/公斤,11月份整体成交不多,下游采购企业压价较为明显,整体多晶硅买卖双方仍在博弈中。

多晶用料方面,国内多晶一级料价格随着单晶用料的走弱而下跌,多晶一级料报价57元/公斤左右,但与下游采购心理价仍相距较远。新疆、四川乐山检修企业将在本月逐步达产,供给将会进一步提升。

硅片方面,尽管上游多晶硅价格近期持续微跌,但硅片市场仍稳如泰山。国内四季度下游有较强需求保障,同时大尺寸硅片需求趋势不变,单晶M6硅片价格坚挺在3.2元/片左右;单晶G1硅片方面价格在2.85-3.03元/片。市场上多晶硅片在产能进一步萎缩,有厂商继续关停多晶铸锭产能,目前在产的多晶硅片企业基本按单生产,多晶硅片价格也基本无利可让,多晶出货主流品种中切片价格维持在1.15-1.25元/片,高位成交渐少。

电池片方面,市场基本持稳。大尺寸电池在四季度需求旺季带动下供不应求,主流电池厂商本月订单基本排满,单晶M6电池价格坚挺在0.90-0.94元/W;单晶G1电池虽电池片厂商尺寸改造升级产能有所减少,需求基本集中在多主栅电池上,但与单晶M6相比价格并无起色,价差逐渐拉大,本周单晶G1电池主流价格在0.80-0.85元/W,较少高位成交价。

由于下游光伏玻璃的“一片难求”,有部分下游二三级组件厂开始放缓对电池的采购,谨慎备货。多晶电池需求已基本处于低水平,利润空间有限,价格上波动不大,上周围内多晶电池主流价格在0.52-0.58元/W。

组件方面,辅材价格持续上涨使得国内组件厂商价格上涨意愿明显,有部分组件厂商本月组件价格较上月价格已略有上调,单晶组件主流报价上涨至1.65-1.73元/W甚至更高,1.7元/W以上的报价显著增加,但整体下游接受度一般。在玻璃等辅材价格仍未看到下跌迹象以及供给缺货现象尚未所缓解前,组件厂商目前也不敢轻易接单,部分拿不到相应规格玻璃的订单暂不接,因此整体上组件厂商的开工率也受到了一定的影响。

辅材方面,上周国内玻璃大厂明确给出本月玻璃价格,3.2mm厚度玻璃价格上涨至43元/m²,2.0mm厚度玻璃价格上涨至35元/m²,上涨幅度达到22%左右,然实际交易中光伏玻璃成交价格已触及52元/m²。(储亿家)