

# 海上光伏商业化渐行渐近

■本报记者 姚金楠 董梓童

“我国海岸线绵长,近海海域辽阔,理论上可开发海上光伏的海洋面积达到约71万平方公里,可安装海上光伏超百吉瓦。”在日前举行的近海光伏发展论坛上,隆基绿能中国地区部副总裁夏珂对我国海洋光伏的发展空间给出自己的判断。

从水库、湖泊走向滩涂、海洋,中国光伏正在开启新一轮探索。

## ●资源禀赋好 投资收益显●

在国家可再生能源信息管理中心副主任宋述军看来,随着光伏全产业链发展的成熟完善,当前,我国已经具备海上光伏项目规模化发展的初步条件。

“沿海地区太阳能资源丰富,在相同光照条件,由于海面开阔,没有遮挡物,日照时间较长,太阳能可以被更充分地利用。”不仅如此,宋述军指出,综合考虑水深、水温、盐度、海风等影响因素,我国渤海、黄海、东海北部水域较浅,受台风影响相对较弱,海水盐度也相对较低,海域的建设条件优越。

庞大的消纳市场更令人心动。夏珂称,我国沿海地区经济体量大、发展速度快、用能需求高,特别是近年来,大量外向型企业对于绿色电力的需求与日俱增。受限于资源禀赋、土地空间等现实情况,部分沿海城市的电力保障长期以来依赖远距离的外送电,而且化石能源占比颇高。海上光伏项目规模化开发,将为沿海地区能源供给提供新的发展路径。

据公开信息统计,截至去年5月,我国确权海上光伏用海项目共28个,累计确权面积约1600公顷,少数项目已实现部分容量并网发电。宋述军表示,单体并网项目正在为海上光伏的规模化开发提供工程经验。“从目前已建成的并网单体项目来看,在沿海各省较高的燃煤标杆电价和广阔消纳的保障下,项目具有一定的投资收益。”

## ●政策在完善 技术可加强●

广阔的市场前景下,现实的挑战也摆在眼前。



资料图

在眼前。

目前,我国山东、浙江、江苏等沿海省份都在积极推进海上光伏的开发,相应产业规划和支持政策也相继出台。但夏珂坦言,来自政策层面的挑战可能仍是后续海上光伏项目建设需要面临的主要挑战之一。“比如在用海许可相关前期手续的办理上,整体审批周期还是比较长,各级政府和各不同主管部门间的协调难度依然很大。而且这只是众多前期工作中的一个环节,整个项目的前期审批工作耗时耗力,涉及多方面的利益相关方,阻力还是不小的。”

此外,技术突破与成本控制的平衡也

在考验先行者的实力。

浙江大学教授赵西增认为,从技术发展,现有水面光伏系统整体力学性能比较差,要考虑浮体结构、极端耐受材料性能,从而适应海洋环境,保障系统长效运行。“比如,光伏组件排列是块体结构,波浪对浮体的冲击力大,连接处部件的可靠性就至关重要。”

对此,夏珂指出,目前水上光伏技术已经实现规模化应用,发电量、安全性等方面也得到了业界认可,海上光伏在探索阶段可以借鉴较为成熟的水上光伏相关技术,如今年并网的国能聊城202兆瓦水库光伏项目,在组件选型、智慧运维、浮体系统等

方面均应用了行业最领先技术。

“不过,海洋的恶劣环境的确对组件的适应性提出更高要求,如在北方海域,可能会出现冰块撞击组件阵列的情况。在一些海水盐度偏高的海域,盐雾结晶附着在组件表面,可能带来发电量的损失,这些都是我们要探索和解决的问题。”夏珂说。

据悉,隆基绿能已经在尝试配合参与一些小规模实证项目,通过具体实践检验产品安全可靠。针对沿海地区普遍的高温高湿、高盐雾、高风暴雨等环境特征,一方面隆基从原材料端实现对终端分析的管控,例如组件边框选择更耐腐蚀的电

泳膜和更高强度的铝型材。”夏珂表示,“我们产品在实验室的表现是可观的,但依然需要实践的检验,这也是我们做实项目的初衷。”

## ●成本正下行 商业化可期●

高要求必然导致高成本。夏珂表示,由于目前实证电站的规模较小,边际成本无法降低,所以很难用商业化的眼光去看待海上光伏电站的建设成本。“但最近一两年时间内,很多企业、设计院和高校都开始参与海上光伏的产品技术研发、施工方案优化等工作,整个电站的开发建设成本正在下行。”

除去提升主要产品的适应性外,夏珂指出,引入数字化、智能化的设计和运维手段也是海上光伏降本增效的方向之一。

夏珂透露,隆基绿能已经在海洋光伏数字化设计软件开发上进行了一定的技术储备。“我们在软件内嵌入了成熟的算法,并且基于实证项目的数据对算法进行持续迭代。简单来讲,在软件中输入所在海域,并填入浪高、风速、淤泥层厚度、气温等基础数据,系统就会快速给出一个优化设计方案,组件支架的最优倾角是多少、阵列怎么排布都会包含在方案中。”

在夏珂看来,基于这样的初步设计方案,设计和建设团队可以结合海域的具体情况提升更有针对性的细节完善,“可以大大提升这个整体工作效率,从而降低成本。”

同样,在运维环节,智能化的平台可以集中采集海上电站的实时数据,构建起设备和电站的数字化模型,同时对电站运行指标进行可视化的监控,基于智能算法,可以精确定位低效设备,结合无人机巡检、机器人清洗等运维手段,及时发现问题并快速解决。夏珂说,“电站能够多发电,收益自然就会提升,成本压力也会随之降低。相信未来3-5年,也许更快,我们就能在国内看到商业化运营的海上光伏电站。”

# 储能产业会否增长动力不足?

■本报记者 卢奇秀

“随着国内强制储能需求逐渐得到满足,欧洲能源价格恢复平稳且自身供给能力加强,中国储能产业将面临增长动力不足的风险。”在3月29日召开的2023中国储能大会上,毕马威中国首席经济学家康勇提醒,资本热炒的储能产业亟需冷静思考,当前新型储能产业链各环节企业毛利水平大多不超过30%,且多家储能上市企业毛利率出现下降趋势。储能产业正处于发展关键期,完善成本疏导的市场机制是储能产业从商业化初期向规模化发展的关键所在。

## ●投资建设热但利用率低

储能赛道有多热,康勇用一组数据来说明——2021年全球储能融资金额同比增长30%。2022年延续之前的高增长态势,全年全球储能融资金额达63亿美元,同比增加94%,融资数量239笔,同比增加10%。中国、美国和欧洲是全球储能融资交易的主体,融资交易量占全球的90%。

再看中国储能市场,融资数量和规模大幅增加,成为继光伏、电动汽车之后备受市场青睐的新能源赛道。2019年我国储能行业融资规模仅30亿元,2022年增至494亿元,增加16倍。



投资4.9亿元的百兆瓦级锂电储能电站,可实现年总发电1亿千瓦时以上。

2022年,全国成立38294家储能相关企业,是2021年的5.8倍。从融资轮次分布来看,由于储能行业处于起步阶段,新进入企业较多,对储能的融资需求多处于早期阶段。

当前,各地储能项目建设如火如荼。中电联电动汽车与储能分会副秘书长马晓光介绍,截至2022年底,全国电化学储能电站累计772座,其中投运472座,在建300座。已投运的电化学储能电站分布在27个省(市、自治区),其中装机容量达到1吉瓦以上的省份有5个,分布是山东、江苏、宁夏、湖南和青海。

一边是投资建设热潮,另一边却是实际利用率低。大唐集团新能源科学技术研究院副院长吕晨光坦言,电化学储能项目实际运行效果较差,平均等效利用系数仅12.2%。其中,火电厂储能利用系数为15.3%。新能源配储利用系数最低,仅为6.1%,其运行策略最多做到弃电期间一天内一充一放,整体调用情况较差。且新能源强制配储质量难以保证,存在劣币驱逐良币的现象,总体使用率较低。

## ●具有多重作用但收益不确定

事实上,作为现代能源体系的关键支撑技术,储能可以提供调峰、调频、平滑新能源出力、改善电能质量等诸多功能,具有多重价值。

“近中期内,新型储能经济优势不够明显,仍需统筹发展抽水蓄能、火电灵活性改造等调节资源作为有益补充。远期来看,随着

技术进步和成本下降,新型储能将成为电力系统调节的重要力量。”国网能源研究院新能源所副所长黄碧斌分析,近中期新型储能在调峰、顶峰上的应用需求较大,到2025年、2030年,按实际可用率70%考虑,储能装机需求将达5000万千瓦和1亿千瓦,主要分布在华中、西北和华北地区。基于不同应用场景对“十四五”期间储能需求的预测,西部地区,支撑新能源基地规模化外送1100万千瓦。东部地区,缓解电力供应压力2500万千瓦。提升新能源就地消纳能力2000万千瓦,替代输配电工程投资200万千瓦。

收益不能覆盖成本是当前储能产业发展的症结所在。黄碧斌坦言,新型储能主要有参与电力市场交易、削峰填谷、容量共享、电网有效资产回收等模式。总体来说,各地均出台了多种支持储能获得收益的政策,但收益相对较低且不确定性强。

南方电网储能研究院副院长李乐卿认为,储能缺乏长效的商业模式与参与电力市场的机制,具体而言体现在储能辅助火电机组调频发展空间有限,随着应用规模不断增大,储能运营商收益将逐步降低;新能源配储会额外增加发电企业成本,其成本分摊及疏导机制有待完善;电网储能同样缺乏有效的成本回收和价格机制;用户侧储能则仅在峰谷价差较大的北京、上海、江苏、广东

等地区有广泛应用,企业盈利同样有待精细化管理。

## ●发展关键期需合理疏导成本

价值大、需求大,但盈利性差、动力不足。对此,中电联专职副理事长安洪光指出,现阶段储能产业正处在大发展的关键时期,需要在技术创新、运行方式、商业模式、投融资等方面进行机制体制设计及政策研究。“要加快科技创新,不断提升新型储能设备的能量转换效率和本质安全水平,提升储能电站的经济效益。要加强规划引领,结合电网、发电结构和发展需求,统筹规划配置储能的比例与规模,以灵活性资源的定位确定发电侧、电网侧和用户侧各类储能的作用。优化储能的配置与运行,深入研究储能与源网荷储配置方式与商业模式的协同,调动各方促进产能发展积极性,降低全社会的储能成本,同时进一步深化市场化改革,以市场化的方式合理消化储能成本。”

黄碧斌同样认为,要加强统筹规划,科学制定各地储能建设实施方案,合理确定规模布局和建设时序,根据系统调节能力和电网建设改造实际需要,确定电网侧储能发展需求,并将其纳入地方能源电力规划统筹实施,确保有序发展。

“合理制定新能源侧储能配置比例,加强储能安全、调用等方面的监管。”吕晨光建议,合理界定输配电服务对应的储能成本,并将其纳入输配电定价成本范围。推动发电侧储能的运行和价格政策制定,让发电侧储能投资得到较为明确的全生命周期收益。

## ■纵妍

2023年3月,国家工业和信息化部发布2022年度绿色制造名单,国电南瑞科技股份有限公司被认定为国家级绿色工厂。此次获评国家级绿色工厂,是国电南瑞践行“双碳”战略,积极落实ESG发展理念、持续完善ESG治理体系,坚持绿色低碳运营,发挥自身优势促进清洁能源产业建设等成果的集中体现,展示出南瑞在绿色、低碳、可持续发展方面的成效。

国家级绿色工厂是国家工信部为落实“十四五”工业绿色发展规划,全面推行绿色制造,助力工业领域实现碳达峰碳中和目标,经过层层遴选出的各行业实现绿色高质量发展的典型企业。

绿色工厂是指实现了用地集约化、原料无害化、生产洁净化、废弃物资源化、能源低碳化的工厂。作为绿色制造体系的核心支撑单元,绿色工厂是未来企业发展的主要形态,评选绿色工厂旨在完善我国绿色制造体系,助力工业领域实现碳达峰碳中和目标。

近年来,国电南瑞坚持生态优先,将绿色发展理念融入生产经营全过程,紧紧围绕资源能源利用效率和清洁生产水平提升,全面推行绿色生产,持续加大环保投入,优化用能结构,贯彻落实各项绿色发展举措。

树立绿色发展理念。持续加强节能减排宣传教育,积极开展环保知识培训,提高全员生态文明意识和环保知识水平。推进无纸化办公,广泛采用视频会议系统,营造良好的绿色办公氛围。全面推广绿色出行,江宁基地园区内建设交直流充电桩50余台,通勤班车全部采用新能源汽车,努力建设资源节约型和环境友好型企业。

打造绿色生产体系。将绿色发展理念贯穿产品全生命周期,积极采用绿色设计和绿色包装,从源头上减少有害物质使用,建设绿色供应链,制定绿色采购方案,优化生产流程和物流运输环节,对产品碳足迹、园区设施及生产过程产生的温室气体进行核查和改善,推进以节能减排和环保技术进步为主要目标的设备更新及技

# 国电南瑞获评国家级绿色工厂

术改造,持续打造绿色生产体系。

推动清洁能源发展。坚持创新驱动,发挥控制技术与信息技术优势,围绕绿色低碳发展和新型电力系统构建开展理论研究、技术攻关、装备研发与工程实践,加快清洁能源并网,深入研究新能源主动支撑、源网荷储协同控制等关键技术,助力开启绿电交易模式,以高端装备与高端技术推动大型水电站、大规模光伏发电、抽水蓄能、海上风电等清洁能源消纳,服务能源绿色低碳转型。

加大绿色基础设施建设。践行低碳环保理念,园区建筑使用新型保温节能材料,充分利用自然光照,减少资源消耗。依托建筑屋顶、停车场等场所自建分布式光伏发电系统,年发电量约240万千瓦时。构建智慧园区综合能效管理平台,整合园区用能数据自动采集统计、能耗诊断及节能优化、污水处理信息实时监测分析等功能,实现能源消耗全流程实时监控,有效提升了企业能源使用效率和污染防治管控水平。

强化绿色环保管控机制。通过ISO14001环境管理体系、ISO50001能源管理体系认证,完善环境保护与能源管理相关制度规范,为不断改善区域环境质量做出绿色环保承诺。对生产服务全过程进行环境因素识别和评价,针对重要环境因素实施有效控制措施,深入开展隐患排查整改,升级园区生活污水处理设施等环保设备,加强应急物资储备,组织开展专项应急预案演练,提升环境突发事件应对能力,实现更高层次的绿色发展。

2023年1月,江苏省工业和信息化厅正式发布第三批江苏省绿色工厂名单,国电南瑞下属南京南瑞继电电气有限公司、国电南瑞南京控制系统有限公司两家公司获评江苏省绿色工厂。

下一阶段,国电南瑞将持续秉承“节能增效、绿色发展、主动履行社会责任”方针,积极践行ESG发展理念,坚持绿色低碳运营,发挥自身优势,促进清洁能源产业建设,在高效、清洁、低碳、循环和可持续发展方面持续改进,争做绿色发展领跑者,为“双碳”目标实现贡献南瑞力量。



南瑞江宁基地分布式光伏发电系统,国电南瑞/供图