

# 项目核准建设加速 设备制造交付承压 抽水蓄能发展过热现隐忧

■本报记者 李玲

在加快构建新型电力系统背景下,作为电力系统安全、经济、稳定运行重要支撑的抽水蓄能产业按下了发展“快进键”,项目核准建设进一步提速。但快速发展背后,隐忧已经浮现。

机械工业发电设备中心日前发布的《2023年上半年我国发电设备行业发展情况及形势展望》(以下简称《报告》)指出,在多项政策鼓励下,目前抽水蓄能项目存在局部发展过热情况,设备生产交付存在隐忧。就此问题,多位电力行业专家在接受《中国能源报》记者采访时表示,抽水蓄能发展过热不仅会造成投资浪费,也会给相关设备质量和项目安全带来隐患,亟需引起行业重视。

## ■投资建设出现过热苗头

国家能源局2021年8月发布的《抽水蓄能中长期发展规划(2021—2035年)》指出,加快发展抽水蓄能,是构建以新能源为主体的新型电力系统的迫切要求,是保障电力系统安全稳定运行的重要支撑,是可再生能源大规模发展的重要保障。规划到2025年,抽水蓄能投产总规模6200万千瓦以上;到2030年,投产总规模1.2亿千瓦左右。

在相关政策支持下,抽水蓄能产业掀起投资热潮。《报告》数据显示,目前我国已纳入规划的抽水蓄能站点资源总量约8.23亿千瓦。2022年底已建装机规模4579万千瓦,核准在建装机规模约1.21亿千瓦,另有139个项目通过了预可行性研究报告审查,总装机规模约1.77亿千瓦。

“在构建新型电力系统目标下,无论从技术还是规模角度看,抽水蓄能都是非常重要的储能方式,可以对电网稳定运行发挥重要作用,由此带动社会资本投入建设。”中国电力设备管理协会秘书长刘斯颖



图为安徽响水洞抽水蓄能电站。

告诉《中国能源报》记者,“另外,国家发改委去年通过创新抽水蓄能价格机制,明确以竞争性方式形成抽水蓄能电量电价,给了投资者‘定心丸’,这在一定程度上解决了抽水蓄能电站的盈利问题,提升了投资建设的积极性。”

中国水力发电工程学会原副秘书长陈东平在接受《中国能源报》记者采访时指出:“抽水蓄能肯定要鼓励发展,它可以极大增强电网调节能力,但目前确实有一股脑往前走的态势。尤其是一些地方对项目审批存在一定盲目性,缺乏统筹,有些企业可能只是为了拿项目,对后续开发问题考虑得并不是很周全。”

## ■设备订单交付面临压力

多位业内专家表示,虽然当前我国抽水蓄能技术水平已经很成熟,施工质量也很高,但过快发展也会引发一系列问题。

“按照当前抽水蓄能的发展速度,我个人有点担心后续一些支撑项目发展的资源跟不上。比如设备订单交付、施工建设能力,还有终端市场的接纳能力等问题。”陈东平坦言。

《报告》指出,根据当前抽水蓄能核准在建项目、预可研项目情况,2023—2025年,哈电、东电等企业既需要满足正常订单

的生产制造,又需要集中精力大幅提升抽水蓄能设备产能,任务艰巨。预计2028—2030年达到交付高峰,年均需交付容量3000万千瓦以上。

在刘斯颖看来,当前电力设备制造领域竞争日益激烈,电力设备制造企业确实面临订单交付压力,由此引发一些问题。“一方面,由于生产能力限制,电力设备制造企业可能面临无法按时交付订单的压力,由此影响项目施工进度,并可能导致合同违约风险;另一方面,在订单交付压力下,电力设备制造企业可能为了加快生产进度,在生产过程中牺牲部分质量标准,这将导致产品性能不稳定,甚至可能出现安

全隐患。”

陈东平也告诉《中国能源报》记者:“从自然规律上讲,进度和质量是矛盾的。当前需要理性考虑,而不是越快越好,科学发展才能真正做到快而好,否则过程中可能会出现停工返工,甚至闲置等问题,造成投资浪费。”

## ■合理统筹项目核准进度

《报告》指出,以国内抽水蓄能机组的实际产能为基础,合理把控项目核准进度。政府应合理统筹项目投产时间,稳步增加每年投产装机容量,避免相邻年份投产容量大幅波动,避免交货高峰过后设备需求大幅减少,造成产能资源浪费。

“行业协会需结合抽水蓄能中长期发展规划,根据当前项目纳入规划、核准开工情况,深入、紧密地研判、跟踪抽水蓄能行业发展形势,加强与企业的交流探讨,及时指导制造企业合理规划产能建设,提升管理能力、研发能力和质量水平,抓住机遇,实现抽水蓄能装备技术水平国际领先。”《报告》建议。

陈东平也建议:“一方面,电网公司需要理性考虑,强化规划,不管是谁建的抽水蓄能项目,最后运营控制还是由电网企业掌握,要分析现在遍地开花的项目布局是否符合科学规划;另一方面,相关主管部门也应认识到这个问题,坚持‘全国一盘棋’统筹考虑,不能造成过大沉没成本。我们现在有能力科学规划,稳步向前推进。”

从电力设备制造企业角度而言,如何应对项目建设带来的生产压力和挑战?刘斯颖表示:“电力设备制造企业应加强生产统筹管理,提高生产效率和质量管理水平,与客户保持良好沟通,及时响应客户需求,同时积极寻求人力资源和供应链的优化。此外,还要严格遵守相关法规和标准,做好技术提升与设备升级,提升服务水平,并加强人才培养和管理。”

# 工商业储能市场空间大短板多

■本报记者 苏南



图为工商业储能集装箱。

碳中和能源高峰论坛暨第三届中国国际新型储能技术及工程应用大会日前在深圳召开,会议期间发布的《2023中国工商业储能发展白皮书》(以下简称《白皮书》)预测,到2025年,全球工商业储能累计装机可达11.5GW,全球工商业储能累计市场规模将在190亿元—240亿元之间,其中中国和美国的装机量占比将超过全球的50%。

业内人士一致认为,我国工商业储能市场刚起步,暂未形成竞争格局,产业快速发展亟需国家政策、并网机制、商业模式等方面的支持。

## ■起步阶段未出现“大玩家”

《白皮书》显示,今年1—6月,中国用户侧储能项目新增装机规模约138MW,主要是工商业储能。今年底,工商业储能新增装机规模有望达到300MW—400MW。按照工商业储能系统成本约1.2元/Wh—1.5元/Wh、储能时长约2.5小时估算,2025年我国工商业储能累计市场规模约为65亿元—80亿元。

“目前,我国工商业储能尚处于起步阶段。”中国化学与物理电源行业协会储能应用分会秘书长刘勇接受《中国能源报》记者采访时表示,去年我国工商业储能装机总量占新型储能装机的8.8%,而新增工商业储能装机占新型储能新增装机的4.4%。“对比两个数据可以发现,我国工商业储能占比比较低,产业发展有待破局。”

峰和资本总经理周博睿也认为,我国工商业储能市场竞争格局尚未形成,进入该领域的企业以跨界者居多,而且初创企业鱼龙混杂,不乏图短期效益者。“不容忽视的是,工商业储能下游高

度分散、充分市场化,目前暂未出现以工商业储能为主业的‘大玩家’。未来,工商业储能领域的集成度将越来越高,产品具有根据场景定义的特点,所以在研发认知上,需要企业能捕捉用户需求变化并有效制定研发节奏。”

“虽然国内工商业储能刚起步,但我们非常看好这块市场。”大秦数能工商业储能解决方案专家李政向《中国能源报》记者表示,工商业储能应用场景在逐步丰富,市场也更需差异化、多元化的产品解决方案与服务。“大秦数能提前布局,针对国内市场成立专门的工商业储能部门。公司近期刚完成数十亿元的B轮及C轮融资,未来会加大储能新技术、新方案的研发投入,加快工商业储能产品线和生态产品线的扩充速度。”

## ■标准缺失等产业短板凸显

在受访的业内人士看来,未来3—5年,工商业储能将成为主流。《白皮书》预测,到2025年,我国工商业储能装机总量约占新型储能装机总量的4.5%,按新型储能装机总量约70GW估计,2025年我国工商业储能装机总量约为3.2GW。

刘勇表示,在储能规模方面,发电侧和电网侧储能规模较大,业内俗称“大储”;工商业储能规模中等,俗称“中储”;户用储能和便携式储能规模较小,俗称“小储”。尽管工商业储能与户用储能同属用户侧,但从全球范围看,2022年工商业储能装机总量为4.2GW,而户用储能装机总量为17.6GW,二者比例约为1:4。“工商业储能产业的政策支持、应用规模均滞后于户用储能,仍有较大发展空间。”

“在工商业储能方面,我国与欧美国家一样,未形成独立的标准体系。”刘勇直言,目前工商业储能方面的国际标准和国内标准均不够细化,电池、变流器等关键部件的标准仍沿用普通储能电站标准,导致目前行业内产品相互独立,彼此兼容性较差。

据《中国能源报》记者了解,除了行业标准缺失,工商业储能循环次数不高也是一大挑战。目前,工商业储能每天调度两次的项目较少,大多数储能电站的调度频率在1—1.5次之间,甚至部分项目的调度频率低于每天1次。循环次数直接影响其经济性,进而影响企业配置工商业储能项目的积极性。

另外,国内大部分工商业储能项目仍停留在自储自用模式,主要依靠峰谷价差和政府补贴获取经济效益,未能根据电力市场交易最新政策有效拓展盈利方式。例如,目前大部分工商业储能未能有效结合虚拟电厂,参与电网需求侧响应、辅助服务等。同时,未有效参与到周边产业园区内部的综合能源管理、源网荷储一体化和多能互补的新型电力系统中,无法充分发挥储能系统的更大能效。

## ■探索多种商业模式是方向

如何解决工商业储能发展面临的挑战?刘勇建议,首先要不断完善工商业储能技术产业发展的顶层设计,为产业快速发展奠定政策基础;其次,国内工商业储能行业标准有待进一步细化完善。鉴于产业仍处于发展前期,目前市场上各工商业储能企业根据不同场景推出型号众多、性能参数各异的储能产品或模块,未来可通过完善标准体系建设,建立保障各细分市场高安全、高品质的标准体系,推动企业提高产品兼容性。

在受访业内人士看来,目前国内工商业储能主要以合同能源管理为主,仅能从业主处分配10%—20%的收益,导致其参与储能项目的积极性不足。在现有区域峰谷价差、补贴政策逐步明确的情况下,如何根据企业自身用电特性、结合虚拟电厂运营情况、协调周边产业园区等综合因素,使工商业储能系统能有效参与需求侧响应、辅助服务等电力交易活动,探索完善各方收益的商业模式,是工商业储能产业未来亟需解决的问题。

精控能源储能事业部副总经理穆建春告诉《中国能源报》记者,工商业储能高质量发展需要以优质产品解决方案为核心,打造投资方、融资方、储能企业、工商业用户一体化的生态圈。“在生态圈中,各方相互协调配套,形成一个相当于扩散的客户群体,但同时也增加了项目的成功性、盈利性。生态圈不断壮大,各方共同努力,储能市场才能有新的增长点。”

本报讯 记者林水静报道:在新能源汽车市场迎来高速发展的背景下,动力电池主要原材料碳酸锂价格持续波动,受到行业密切关注。上海钢联9月13日发布的数据显示,国内电池级碳酸锂均价较前一交易日下跌1000元/吨,均报价19.45万元/吨,年内再度跌破20万元/吨价格大关,多家证券机构纷纷发布研报,普遍看空碳酸锂市场价格。受访人士均认为,此次价格下跌原因在于供需错配,当前仍未见止跌信号。

两个月前,碳酸锂价格经历暴涨暴跌后基本稳定在30万元/吨价格关口,但近两个月跌至10万元/吨左右。对于此轮价格下跌,富宝锂电网锂电分析师刘晓敏向《中国能源报》记者分析:“这波下跌行情从7月就已开始,根本原因是需求不足,导致短期内碳酸锂市场供给大于需求。一方面,5月份下游企业库存较低,动力电池企业趁年中大促时积极备库生产,导致大供一过,需求面临不足;另一方面,供给从5月份开始也在逐步放量。”

碳酸锂价格持续下跌将使上游锂盐企业利润下滑或成本倒挂,企业也在通过各种方式降低损失。刘晓敏表示,部分厂家靠代加工业务来规避风险。“代加工是指由客户提供给锂盐厂矿石或者卤水熟料等,加工成碳酸锂自用或者销售,锂盐厂赚取加工费,一般没有矿权或者自供率较低的锂盐厂会接代加工。”

下游材料厂同样面临利润问题。“当前外采澳矿碳酸锂原材料锂辉石精矿6%CIF价格在3175美元/吨,提锂成本预计在23万元/吨左右,而我们目前的电池级碳酸锂均价在19.45万元/吨。”刘晓敏说。

“据客户反馈,由于终端需求支撑不足,目前整体看空情绪较重,预计短期内碳酸锂价格还有下行空间。”刘晓敏表示,“从新能源汽车产销数据来看,与去年同期相比呈上升趋势,但大家还在谈需求不足,我认为从锂盐厂到终端,产业链还是处于去库存状态中。”

与此同时,碳酸锂期货价格也跌破18万元/吨关口。方正中期期货9月12日发布的日报显示,当日碳酸锂主力合约开于17.89万元/吨,收于17.78万元/吨。

作为新的价格风险管理工具,碳酸锂期货在今年7月21日上市后被行业寄予厚望,但上市后价格连连下跌。广州金控期货有限公司研究员黎俊向《中国能源报》记者表示,期货的风险调节功能在于,无论价格下跌还是上涨,企业都可以利用其进行套期保值,管理价格风险。据透露,当前有许多企业已经开立期货账户。“碳酸锂价格最终止跌,还要寄希望于碳酸锂生产成本的止跌企稳,这个生产成本就是矿石价格。目前澳洲、南美洲、非洲的矿产产能集中释放,矿石供应增加较多。”

# 碳酸锂价格年内再度跌破20万元/吨大关 供需错配导致上下游企业利润下滑