

储能产业如何走出“低价竞争”困境？

■本报记者 卢奇秀

近期，光伏、风电行业都开展抵制低价竞争行动，提出“价格战”侵蚀产业发展根基，不利于高质量开发风光项目、伤及制造企业生存基础，呼吁企业遵守法律不搞价格串通，提倡定价自律。储能行业也面临同样的价格困境，储能产品价格持续下跌，电芯从2023年初的0.9元—1.0元/Wh下降至目前的0.3元—0.4元/Wh，系统均价也降至0.5元—0.6元/Wh，价格直接腰斩。项目低价中标频频上演，部分成交价已逼近甚至击穿成本线。

“价格战”之下的储能企业生存现状究竟如何？不同于风电、光伏产业的多年沉淀，新型储能产业近年才开启高速增长态势，技术还在快速迭代，是否也应明确成本底线，推动产业良性发展？

■产品价格“底线”不断被突破

日前，蒙能集团储能系统设备采购开标记录公布，19家企业参与投标，11家公示投标报价，报价区间0.481—0.582元/Wh，储能投标价跌破0.5元/Wh。工商业储能价格也在快速下行，2023年年中，头部厂商工商业储能柜报价1.5元/Wh左右，年底价格快速走向0.88元/Wh，科陆电子日前推出的工商业储能柜A类电芯版价格为0.598元/Wh。随后，沃橙新能源直接报价0.58元/Wh，再创价格新低。

“一些报价已经超出企业所能承受的成本底线，也就是说，不可能赚钱。”业内人士向《中国能源报》记者坦言，相较于风电、光伏行业，储能成本构成更为透明，从电芯、PCS、EMS到系统集成，各家企业的成本控制策略大同小异，制造成本相当，“若某家企业的成本线远低于同行，这不可能，也不符合逻辑。”

事实上，低价已成为储能企业间竞争的主要手段。对此，远景能源高级副总

裁、远景储能总裁田庆军分析，国内储能市场仍主要由新能源强制配储政策驱动，在目前的市场环境下，储能项目投资还不能有效达成合理的回报收益。储能成为新能源项目投资的“包袱”，开发商自然会将成本和价格压到最低。

储能电池在系统成本结构中占比达60%，占据价格的主要部分。“过去几年，储能电池非理性扩张，产能整体供大于求。”田庆军指出，与风机生产不同，电池产线对连续生产要求很高，反复启停，对产品良率、成本有直接影响。而且，产品如果不能及时销售，不仅性能会出现衰减，其仓储成本和维护成本也很高。所以，很多企业宁可亏本销售，也不希望暂停产线。另外，也不排除市场上会有一些劣质产品在低价流通。这从某种意义上说明为何储能系统招标价格屡创新高。

■结束淘汰赛还为时尚早

尽管市场频频传递着储能企业增收不增利的困境，但从产业链企业的财报来看，头部企业的利润似乎又是可观的。比如，阳光电源上半年储能系统的营收为78.1亿元，毛利率高达40.8%；宁德时代第三季度净利润为131.36亿元，同比增长25.97%。业内预估，储能电池毛利率为35%—40%；国轩高科储能电池系统上半年毛利率达到23.87%，较去年同期增加6.44个百分点；南都电源上半年国内、国外储能系统毛利率分别为24.29%和32.22%。

“头部企业并没有深度参与国内‘价格战’，而是选择性地竞标项目，在历次招投标中的报价，也相对理性。高毛利企业的大量订单来自美国、欧洲和中东等国家国际市场，这些地区有较好的议价空间。同时，海外储能电站建设周期较长，合同

签约到产品交付期间，成本还会继续下行，等于是以时间换空间，所以财报数据相对较好。”业内人士称。

亿纬锂能近日表示：“大家以为海外业务毛利率很高，其实是因为今年处在特殊的时间节点，供应链成本下降带来采购成本的下降，但是项目的价格是提前锁定的，这也是大家看到高利润率的原因，预计明年海外业务的利润率会回到相对合理的水平。”

“得益于技术进步和市场竞争，国际市场储能系统价格已明显下降，国际市场高毛利时代可能很难持续，相反，海外市场的风险在集聚。”田庆军认为，储能企业应把毛利维持在合理水平，以应对未来不确定风险。远景会将更多精力、更多资源投入到高价值的市场和高质量客户上。

“‘价格战’的直接后果是加速行业洗牌，未来80%的订单或集中在20%的企业手中，大量储能系统集成商会被淘汰出局。”业内人士进一步表示，“但现在谈尽早结束淘汰赛还为时尚早，储能市场还存在‘用产业换资源，用资源换订单’的情况，存在并非正常市场行为的销售。也就是说，部分企业以建设工厂的方式，获取地方风电、光伏指标，再用指标换取订单，基于市场环境的复杂性，稳定的储能竞争格局短期内或不明朗。”

■市场快速发展带来安全隐患

如何客观地看待“价格战”？

中关村储能产业技术联盟秘书长刘为向《中国能源报》记者指出，一方面，价格的下降有助于推动储能技术的普及和应用，特别是在工商业储能、微电网等领域，有望推动更多项目的落地实施。另一方面，价格的过快下降对企业的持续发展带来挑战。不少厂商反映，很多储能项目投

标报价已偏离实际成本，且中标价格迟迟不见底，带来质量和安全的隐患，非理性的价格竞争给储能行业长远发展带来巨大的风险挑战。

田庆军同样表示，要辩证地去看待价格竞争，这是市场经济的必然结果。“良性的价格竞争，能有效地推动行业技术进步和产业发展，我们反对的是以牺牲质量、安全为代价的盲目‘价格战’，会严重破坏市场竞争环境，为行业发展埋下巨大隐患。”

“那些囤在手里迟迟不能出清的电芯，部分可能出现漏液，维修后再流到市场，以次充好，价格相对较低，也增加了安全隐患。”业内人士补充道。

“虽然行业都在做三重防护、四重防护，但再多的防护也不能做到绝对安全。”田庆军指出，一个1GWh的储能电站有100万颗电芯，任何一颗电芯发生热失控，都有可能引发一场火灾或爆炸。储能厂商因为战略需要，偶尔有一、两单低价订单来突破某个区域或客户是可以理解的，但长期采用低价策略，报价明显低于行业成本，那就要对其产品质量表示质疑。

■“自律公约”不能破解“价格战”

基于上述情况，是否有必要效仿风电、光伏行业明确成本底线，开展“反低于成本倾销”自律公约行动？

“自律公约并无法破解当前的低价竞争，汽车行业、电池白名单案已经充分说明这一点。‘价格战’本身也是行业发展的驱动力，符合商业供需逻辑。”华北电力大学教授郑华向《中国能源报》记者表示，储能头部企业高收益表现也说明“价格战”不一定导致利润的下降，直接打击的是那些成本过高又无市场竞争力的落后企业。随着储能市场的成熟和

业主了解的深入，低价将不再是市场的唯一优先选择。

“产品价格是动态变化的，怎么去固定？两个月前，光伏组件企业的成本底线还在0.8元/W左右，仅仅过去两个月，行业就明确0.68元/W是当前光伏行业优秀企业在保证产品质量前提下的最低成本。”业内人士表示，光伏行业开展反“价格战”自律公约行动后，市场给出积极反应，头部组件企业纷纷上调0.01元—0.03元/W的出货价格，但在激烈市场竞争中，对自律公约的维持时间持怀疑态度。

针对储能行业“价格战”现实，田庆军认为，一方面，要提升储能的价值创造，通过智能化管理，实现对新能源的负荷预测、实时协调控制和充放电管理，提升储能能在电力市场中的经济收益。同时积极开发储能能构网功能，对更多的弱网、离网等项目提供保障，努力成为新型能源系统中的核心价值创造者。如果投资商能从投资储能项目中获益，那么自然会愿意为高质量的产品付出更多的费用；另一方面，改变最低价中标模式，鼓励均价中标或略低于均价中标，关注产品质量可靠性、履约能力、企业长期发展等综合评价指标。

开发商已意识到低价中标或给自身带来的风险，近期已有央企率先修改储能招标规则，降低价格评标权重从45%调整至35%，引导“最低价中标”走向“中间价中标”，平衡价格和质量性能。

郑华建议，主管部门要抑制低效的重复性投资建设，针对行业存在的不合理环节或机制对症下药，比如持续优化招投标机制，对项目投运实际效果进行考评等。企业只有持续推动技术、营销能力创新升级，提供高质量的产品和差异化服务，才能保持市场竞争力。

市场投票 BC应用前景广阔

■张梵

近日，上海有色网公开信息显示，从主要厂商开工率来看，目前P型电池退出出清加速，N型市占率已达80%，BC电池片产能已从2022年底的5GW增长至目前的53GW，预计未来组件产能增长主要依靠新技术如BC技术带动。2024年—2027年光伏电池整体扩产速度放缓，PERC产能将逐步被市场淘汰，未来产能增量主要来自HJT和XBC，五年间1400GW总产能将成为峰值。XBC作为N型晶硅电池效率中的“王牌”，市场预期在2023年四季度中大幅提升，动摇了不少电池厂家对于产能的规划，原规划TOPCon与HJT电池路线的产能布局中陆续计划投资XBC电池。

供应侧产能的悄然变化，主要基于产业供需的变化。从2023年四季度延续到2025年年中，电池市场累库风险较大，而2025年下半年至2026年预计为电池市场的去库存周期，2024年高涨的库存需要拉长年限来消化，2026年往后新一轮电池技术革命开启，2027年扩产带来新的增量。谁能率先实现客户更高增益的场景化产品，谁就能成为通过技术革新引领产业革命的领导者。

针对山地电站，从电站设计角度及经济性出发，中国电建集团昆明勘测设计研究院有限公司新能源院专业总工程师张箭指出，转换效率更高的组件经济性更优，BC量产效率可达24%以上，功率、效率更高，电站建设时占地少、工程量小。中国电建建设集团云南省电力设计院电源公司土建部主任宋宁表示，BC电池转换极限效率29.1%，衰减率低，抗阴影能力强，具有很好的推广应用前景。

近两年，近海光伏发展迅速。山东电力工程咨询有限公司海洋工程技术部副主任设计师孟庆飞以滩涂光伏和近海光伏为例进行测算：在相同100兆瓦的装机容量下，采用BC组件，相较TOPCon组件，成本可以降低6%，发电量增加约2.5%。孟庆飞表示，在土地、用海成本较高和支架基础成本较高的场景，采用BC组件可以较好地降低工程成本，有较好的发电量，项目整体收益明显。

沙戈荒光伏项目是“十四五”期间新增光伏装机的主力军。内蒙古电力勘察设计院能源规划中心总工程师徐广瑞指出，BC组件效率达24.2%及以上，经年衰减低至0.35%，在沙戈荒项目中对比其他产品可节省6%的土地面积、材料成本及施工成本，有效降低初始投资。相同土地面积，可提升6%的组件装机容量，在初始投资变化不大的情况下，可提升6%的发电量收益，大幅度提升电站收益率。

平地光伏项目在国内面临的土地资源限制较多，需要在政策允许的范围，合理规划和利用土地资源。宁夏回族自治区电力设计院副总工程师郭海斌对平地光伏电站进行测算，指出在同等土地面积下，BC组件较常规N型TOPCon组件装机容量提升6%，光伏区总造价降低0.0803元/W，25年全生命周期发电量提升3.3%，税后IRR净增加0.26%。

近几年，我国光伏用地政策进一步收紧，剩余可用于安装光伏的土地资源日益减少，光伏电站土地难已是公开难题。各大设计院对不同类别光伏场景的专业测算，最终均指向土地资源的集约化利用，相同装机容量，选用转换效率更高的BC组件可节约土地6%左右，这对光伏投资来讲意味着可大幅度降低土地使用成本，提高项目经济性。

8月15日，华能集团2024年光伏组件（第二批）框架协议采购招标公告，协议预估采购总容量15GW。其中3标段为1GW的BC组件，这是“五大六小”能源集团首次单独开辟BC标段，被业内视为BC技术路线打开国内集中式光伏电站市场的重要节点。此后，国内大型发电集团中国华电、广州发展、国家电投、粤水电等企业纷纷发布BC集采标段，总规模超5GW。据公开数据显示，据不完全统计，9月集中式组件招投标开标的N型组件均价降至0.707元/W，较年初下降24%。近期华润1GW光伏组件集采招标项目开标价集中在0.62—0.70元/W，最低价已达到0.6229元/W，而BC组件报价均高于TOPCon组件。如粤水电4GW光伏组件招标项目，BC组件投标均价较TOPCon组件高21%；无独有偶，中国华能集团有限公司2024年光伏组件（第二批）框架协议采购项目，标段3（BC组件）投标均价较标段1（TOPCon组件）高22%。

更高增益的产品量价会加速落后产能出清，场景适配性与收益率提升，会引发需求量的增多，高于成本有溢价空间的合同标的，业内会促使制造企业加大研发投入，不断优化产品品质，良性的供需关系才是促进产业高质量发展的密钥。

2024年6月发布的《光伏产业专利发展年度报告（2024）》指出，BC领域全球专利申请了排名前五的创新企业，有七家来自中国，分别为隆基绿能、爱旭、国家电投、阿特斯、江苏日托、中来股份、晶科能源。制造企业悄然改变产能布局，供需的杠杆已然撬动，做好技术革新储备的企业必然会提出自己的一票。

国际小水电联合会2024年水风光储多能互补开发研讨会在柳州举行

■黄德洪 胡丽君

10月24日，国际小水电联合会2024年水风光储多能互补开发研讨会在柳州拉开序幕。

本次大会由国际小水电联合会主办，国际小水电联合会多能互补专委会、联合国工发组织国际小水电柳州基地、湖南郴电国际发展股份有限公司承办，会期两天。开幕式上，柳州市人民政府副市长唐力勇，国际小水电联合会总干事、国际小水电中心主任徐锦才分别致辞，水利部农村水利水电司副司长邢援越出席并讲话。会议精心组织6个专题讲座和5个现场观摩点，聚焦学科基础研究和产业发展前沿需求，搭建“产学研”融合的青年科技人才跨界交流平台，探索研讨电力多能互补发展存在的问题，提出推进电力多能互补高质量发展的政策建议，为构建新能源为主体的新型电力系统提供支撑。

据了解，国际小水电联合会多能互补专委会是全国唯一一个基于国际组织平台的多能互补领域专业机构，多能互补专委会主要在以水电为基础的多能互补储能等领域开展相关政策研究、学术交流、技术支撑、项目示范、团体标准编制以及成果转化和推广等活动。

会议在柳州举行是因为柳州水能资源丰富，全市水电装机容量243.56万千瓦，技术可开发量200.47万千瓦，已建成小水电站共计1134座，总装机123.85万千瓦，是湖南省小水电资源最丰富地区之一。柳州还是国际小水电中心在全球范围内设立的首个示范基地，创建了“柳州小水电发展模式”，建设了一批具有较高水准的小水电示范项目，为国内外小水电发展提供了成功经验。郴电国际充分利用柳州风、光、水、储资源优势，依托地方电网网络，就地就近接入光伏和风电，积极探索和实践柳州地方电网源网荷储协调发展，探索发展了6种多能互补形态，打造了“多源汇集、多能共济、多网融合、多元发展”的水风光储多能互补的“柳州模式”。

郴州市人民政府副市长唐力勇在致辞中指出，一直以来，国际小水电中心始终坚持“国际化、公益性、东道国”的发展方针，以促进全球小水电发展为使命，为深化南南合作和推动中国水利走向国际舞台，进行了大量有益的探索和实践。当前，柳州立足锂矿水电、风电、光伏资源优势，坚持全产业链发展，全力打造全省领先、全国一流的“电池之都”，低成本能源聚集区，水风光储多能互补示范区。在

国家可持续发展议程创新示范区的政策和“身在柳州、办事无忧”的良好营商环境下，打造了“水立方”模式和人与自然和谐共生“柳州样板”。希望国际小水电中心积极布局参与柳州产业发展，为柳州更多的企业“出海”拓宽空间，共同拓展“一带一路”共建国家能源项目，柳州将一如既往地支持国际小水电中心在柳州发展并为项目建设提供最优的环境和服务保障，通过与国际小水电的战略合作，实现从创建“柳州小水电发展模式”到打造“水风光储多能互补柳州模式”的跨越升级。

上百名知名专家、企业代表围绕“多能互补助力乡村振兴和可持续发展”这一主题进行了深入的探讨，就如何践行“双碳”目标，推动电源向水风光储多能互补发展，打造新型电力系统作了主题演讲，分享了在多能互补开发领域的成功案例和经验。

郴电国际发展股份有限公司党委书记、董事长，国际小水电中心柳州基地主任范培刚，介绍了柳州发展多能互补的比较优势，探索与实践，目标与愿景。当前，郴电国际联合合作单位采用现代通信技术、边缘计算以及AI智能技术，先进能源技术，将变电站、储能电站、光伏电站、风力电站、充电站进行了整合，首创和构建了“五站合一”“一杯咖啡充电站”为主题的新能源汽车超充站；首次将余压发电技术应用到城镇供水管道中，首创微水利发电示范试点，还研发了“供水管道余压发电装置”“水风光一体化智能给水栓”“水风光一体化智能调流阀”“自发电数字式减压阀”“风光水储一体化智能闸门”等5类产品，进一步丰富产品品类和应用场景。未来，郴电国际将继续依托柳州地方电网资源优势，因地制宜开展电网电力技术创新和体制机制创新，全力打造水风光储多能互补示范基地。

10月25日，国际小水电中心与柳州市人民政府举行战略合作签约仪式。双方将在建设柳州“多能互补示范基地”，柳州市水资源可持续利用与绿色发展，柳州水电项目开发、技术交流与咨询、水电站技术改造，开展水电投资、新能源投资、园区综合能源管理、电网运维等项目国际合作方面互相支持，通过“走出去”和“请进来”的方式，为国际清洁能源发展贡献“柳州力量”。

国际小水电中心副主任黄燕主持会议，国家能源局湖南监管办、湖南省能源局、湖南省水利厅、湖南省上市公司协会等单位领导参加会议。

贵州电力交易中心：双轮驱动，独立规范运行再提速

本报讯 近日，贵州电力交易中心开展的电力交易机构独立规范运行的研究项目顺利通过专家组的中期验收。与会专家一致认为，该项目有利于推进贵州电力交易中心的独立规范运行，对于形成规范、公开、透明、高效的电力市场具有重要意义。

电力交易机构的设立和运行是进一步深化电力体制改革的重要举措。自2015年《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》发布以来，北京、广州电力交易中心和各省市电力交易中心陆续成立，并通过提供交易平台、信息发布、市场清算等服务，为发电企业、电力用户、售电公司等市场参与者提供了便捷高效的交易环境，促进了我国能源资源的优化配置。

近年来，为推动全国统一电力市场体系的建设，国家发改委、能源局不断提高对电力交易机构独立规范运行的要求，先后出台了《关于推进电力交易机构规范化建设的通知》

《关于推进电力交易机构独立规范运行的实施意见》《关于进一步加强电力市场管理委员会规范运行的指导意见》等文件。为更好地贯彻落实文件要求，贵州电力交易中心实施“公司治理、市场治理双轮驱动”战略，一方面严格依照章程组建治理架构，成立董事会专门委员会，完善公司治理权责清单等治理文件，构建“权责法定、权责透明、协调运转、有效制衡”的公司治理结构体系。另一方面，自2024年下半年起联合北京市鑫诺律师事务所开展了“独立规范要求下电力交易机构与相关主体的关系”研究项目，力求厘清各相关主体在电力市场管理和电力交易参与中的权责，形成完整、可操作的规则体系和制度体系，将独立规范运行的要求落到实处。

中期验收后，双方将继续深入开展工作，完善各项成果，为建设统一开放、竞争有序的电力市场体系贡献贵州力量。

（赵晓林）