

全球领跑格局下 储能产业破解挑战提质增效

■中国城市报记者 康克佳

当前,我国新型储能产业已实现跨越式发展,成为推动能源绿色转型、保障能源安全的关键力量。2026年,新型储能连续第三年被写入《政府工作报告》,政策红利持续释放,市场需求不断扩容,新型储能产业已彻底告别政策驱动的野蛮生长阶段,从新能源的“成本包袱”蝶变为能源系统的“价值枢纽”,正式步入以市场价值为导向、以技术创新为驱动、以全球协同为格局的高质量发展新阶段。

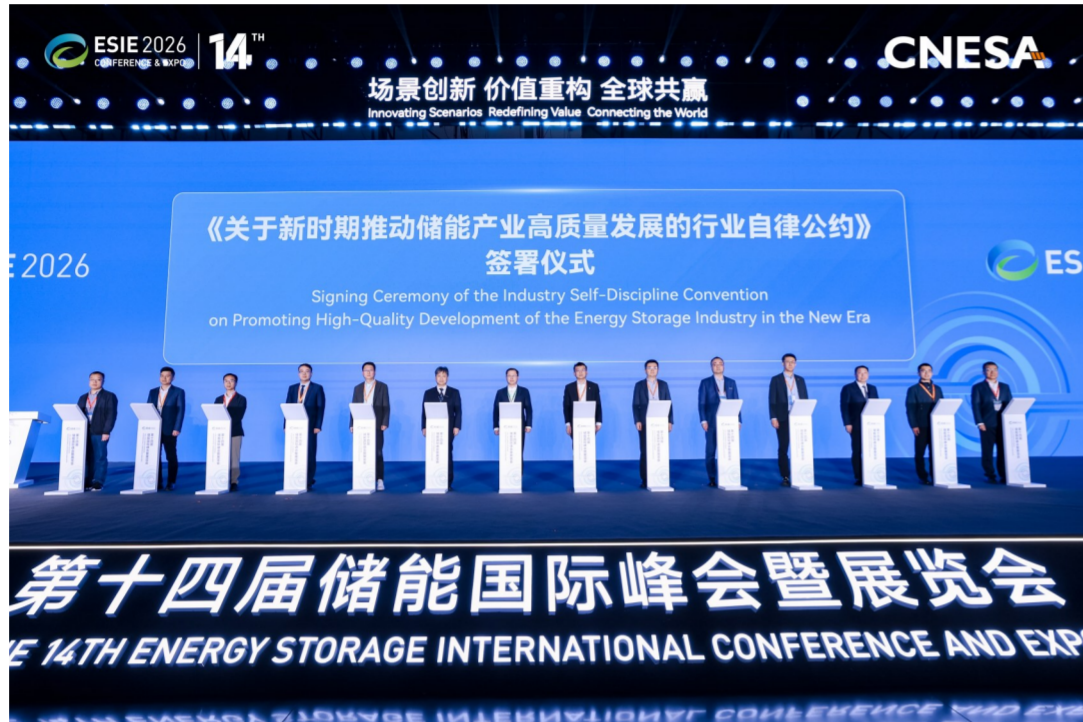
作为支撑新型电力系统的关键基础装备,新型储能已跻身国家六大新兴支柱产业。在“十五五”规划开启之年,行业在规模、技术、场景上实现全面突破的同时,也面临着市场机制不完善、成本波动加剧、安全风险凸显等多重挑战。如何破解发展痛点,实现从量变到质变的跨越,成为各界热议的焦点。

规模领跑全球 产业角色实现根本性蝶变

“截至2025年底,全国已建成投运的新型储能装机规模达到1.36亿千瓦,较2024年底大幅增长84%,与‘十三五’末相比增长超过40倍,装机规模稳居世界第一。”国家能源局总工程师、能源节约和科技装备司司长刘德顺在日前召开的第十四届储能国际峰会暨展览会上公布的这组数据,印证了中国储能产业“十四五”时期的跨越式发展。

峰会期间,中关村储能产业技术联盟发布的《储能产业研究白皮书2026》进一步补充,截至2025年底,我国新型储能在全球市场中的占比首次过半,达到51.9%,新增装机已连续4年位居全球首位。从区域分布来看,新型储能项目正加速向西北、华北等风光资源富集地区集中,内蒙古、新疆维吾尔自治区成为增长最快的地区;从利用效率来看,2025年全国新型储能等效利用小时数达1195个小时,较2024年提升近300个小时,在迎峰度夏期间,国网经营区内新型储能实时最大放电电力达4453万千瓦,顶峰能力相当于近3座三峡水电站,已从“示范领跑”真正转向电力系统的“主力支撑”。

技术路线的多元化发展,为产业持续增长筑牢了根基。中关村储能产业技术联盟理事长陈海生介绍,我国储能技术已形成“三梯队”并进的格局:第一梯队的抽水蓄能和锂电池实现



第十四届储能国际峰会暨展览会期间头部储能企业共同签署《关于新时期推动储能产业高质量发展的行业自律公约》。 CNESA供图

大规模应用,其中锂离子电池装机占比超96%;第二梯队的压缩空气、液流电池、储热储冷进入推广阶段,多个30万千瓦级压缩空气、10万千瓦级液流电池项目已投运;第三梯队的钠离子、飞轮和超级电容正从示范向应用转化。“我国储能技术已实现从‘跟跑’到‘并跑’,如今全面‘领跑’全球。”陈海生说。更值得关注的是,储能的应用边界正在被不断打破,从单一的大基地配套向全场景渗透。厦门科华数能科技有限公司总裁崔剑表示,储能已从可有可无的“配角”转为保障电网安全的“刚需”,形成了“光储充”“储能+制氢”“矿+区微网”“海岛微网”等多元融合模式,并加速向独立储能电站、分布式光储零碳园区、低空经济配套、港口岸电等新业态延伸。

其中,“AI+算电协同”成为本届峰会最亮眼的赛道,为储能产业打开了万亿元级新市场。“未来全球电力增量的一半以上将由AI‘吃掉’,人工智能数据中心(AIDC)储能将成为算力基础设施的核心支撑。”陈海生判断。集邦咨询数据显示,全球AI数据中心储能装机容量将从2024年的15.7吉瓦时增长到2030年的216.8吉瓦时,年均复合增长率达46.1%。

深水区前行 多重挑战待破解

在产业高速发展的背后,一系列深层次矛盾和问题也逐渐

显现。与会专家普遍认为,新型储能行业已进入发展深水区,市场机制、成本控制、安全保障、全球化布局等方面的挑战,成为制约产业高质量发展的瓶颈。市场机制不完善是行业面临的核心痛点。“储能如何盈利是当前最关键的问题。”阳光电源股份有限公司副总裁兼储能事业部总裁徐清直言,不同区域的电力市场规模差异较大,多数储能项目仍依赖单一的电价差套利,收益结构不稳定。

尽管国家已取消新能源项目强制配储的硬性规定,推动储能向市场驱动转型,但目前全国仅有山东、宁夏、甘肃等少数省份落地了新型储能容量电价或补偿机制,且各地标准不一、考核严格,多数项目难以获得稳定的容量收益。

中关村储能产业技术联盟的数据显示,2025年2小时储能系统EPC建设成本降至1043.82元/千瓦时,同比降幅13%。行业陷入“价格内卷”的同时,上游原材料价格的剧烈波动进一步挤压了企业利润空间。中国城市报记者从峰会上了解到,受中东油气危机及产矿国出口政策影响,近期电池级碳酸锂价格一度逼近15.7万元/吨,叠加出口退税政策调整带来的出海抢装潮,储能电站供应持续紧张,报价已攀升至约0.38元/瓦时。“目前电芯企业都在全力锁定原材料价格、调度订单排期,系统集成商则四处寻找可用电芯保障交付,产业链上下游都面临着巨大的成本和交付压

多维发力破局 迈向价值重构新时代

面对挑战,受访专家一致认为,新型储能产业需从完善市场机制、强化技术创新、深化AI融合、推动全球化布局四个维度发力,实现全生命周期价值重构,真正成为能源转型的核心支柱。完善市场化收益机制是破局的首要任务。刘德顺明确表

示,国家能源局将加快完善新型储能的市场机制,完善收益结构,推动新型储能公平参与电能量、辅助服务等各项市场交易,通过市场交易合理形成充放电价格。有业内人士建议,各省应加快推动独立储能可靠容量补偿政策落地,合理设定供需系数、时长系数及可用系数,实现储能收益与电力供需、服务质量挂钩;同时探索将“新能源+储能”“火电+储能”一体化项目纳入可靠容量补偿范畴,制定储能应急调用补偿办法,构建“以容量电价保底、以现货套利为弹性、辅助服务为增值”的多元化盈利模式。

技术创新是企业突围的核心武器。如今,“破内卷”已成为行业共识,竞争焦点正从单纯的硬件价格战转向智能化、安全性、场景适配性的综合价值竞争。南方电网总工程师李建设透露,南方电网与国家电网已牵头组建中央企业新型储能创新联合体,汇聚30余家央企、近200家创新主体,着力攻克全链条核心技术,打造创新示范应用高地。

深化AI与储能的全链条融合,是提升产业价值的关键路径。远景能源高级副总裁田庆军表示,AI不仅能优化储能研发效率,将电池配方研发周期从半年缩短至数周,还能通过精准的风光功率预测、电力交易智能决策,实现储能全生命周期价值最大化。“未来储能不再是简单的‘大号充电宝’,而是具备自主决策能力的智能资产。”专家同时建议,应在保障安全的前提下,逐步开放电力系统设计,建立数据共享机制,为AI技术在储能领域的深度应用提供支撑。

推动生态级全球化布局,是储能产业的必然选择。刘德顺表示,国家能源局将全方位加强国际交流,支持中国企业“走出去”。与会企业代表认为,中国储能企业应依托国内庞大的市场基础,加快海外本土化生产、研发和服务体系建设,推动中国技术、标准与国际接轨,从“产品出海”升级为“生态出海”,在全球能源转型中贡献中国力量。

“从‘十四五’的蓄势破局,到‘十五五’的价值重塑,中国储能产业正在经历一场伟大的跨越。”陈海生预测,到2030年,中国新型储能累计装机规模有望达到3.7亿千瓦以上,累计装机平均时长将提升至3.47小时。随着储能产业不断成熟,新型储能将为构建以新能源为主体的新型电力系统、实现“双碳”目标提供最坚实的战略支撑,深刻影响全球经济的绿色发展路径。

首批国家级零碳园区全面落地 储能成为规模化重要支撑

■中国城市报记者 刁静严

走进今天的产业园区,烟囱渐少,光伏板成片,清洁风光发电驱动生产线运转,储能设备稳稳托住波动绿电……

零碳园区是指通过规划、设计、技术、管理等方式,使园区内生产生活活动产生的二氧化碳排放降至“近零”水平,并具备进一步达到“净零”条件的园区。2025年12月以来,我国首批国家级零碳园区全面进入落地建设阶段,不少园区靠清洁能源、储能配套、智慧管理实现低碳转型,但也面临投入成本高、多能协同难、项目落地慢等难题。

近日,由中国城市报、中国信息协会能源工作委员会联合主办的储能零碳园区应用实践论坛在京举行,与会专家表示,作为实现“双碳”目标最接地气的主战场,零碳园区已成为企业减负、园区转型、产业升级的实在路径。零碳园区不是“一刀切”的形象工程,而是循序渐进的转型工程,只有找对技术、用对模式、踩准节奏,才能让绿色低碳真正成为园区实现高质量发展的新优势。

多地园区走出差异化 绿色转型路子

以前提到产业园区,人们联想到的是工厂扎堆、能耗爆发。如今,从北京的成熟经济技术开发区,到东北的装备制造产业园,再到西部的“东数西算”算力基地,各地都在争建零碳园区、争创零碳示范。零碳园区早已不是少数地区的“盆景”,而是全

国铺开的“风景”。

在论坛上,中国城市报记者了解到,多地园区走出了差异化绿色转型路子。

北京经济技术开发区是老园区改造零碳园区的典型,受限于土地资源紧张、企业密集,现有基础设施已建设的现状,目前靠绿电交易、分布式光伏、新型共享储能“精打细算”,正以新能源与智能网联汽车产业为核心开展零碳园区建设。

辽宁沈阳中德高端装备制造产业园零碳园区依托装备制造产业优势,将储能产业纳入园区布局,电化学储能、磁悬浮飞轮储能、非补燃式压缩空气储能一应俱全,一边用绿电造产品,一边发展绿色新产业,实现“以绿育绿”。

甘肃庆阳“东数西算”产业园区则靠着本地充足的风电、光伏等资源,把数据中心和绿电、储能绑在一起,推动“算电协同”,让服务器吃上稳定绿电,打造零碳算力基地。

零碳园区的快速崛起,是政策引导、产业需求与技术进步共同作用的结果,如今已从最初的试点探索,成长为全国范围内的绿色转型热潮。

从2024年中央经济工作会议提出“建立一批零碳园区”,到2025年首批52个园区入选国家级零碳园区建设名单,再到“十五五”时期我国力争建成约100个国家零碳园区,我国零碳园区的发展规划逐步落地、层层深入。目前,首批52个园区已全面进入建设实施阶段,行业关注度不断提升。国家发展改革委能源研

究所研究员、能源可持续发展研究中心主任田智宇坦言,我国正处在碳达峰攻坚期,碳排放增量空间已十分有限,而园区又是能源消耗和碳排放的主要载体,零碳转型不是选择题,而是必答题。“十五五”时期,我国将全面进入碳排放强度与碳排放总量“双控”阶段,碳排放强度下降为约束性指标,碳排放总量控制为预期性指标,园区必须扛起降碳主体责任。同时他强调,零碳园区并非追求绝对零排放,而是尽可能减碳、低碳,还要同步带动产业升级与能源安全保障。

中关村储能产业技术联盟政策研究经理秦奕东介绍,首批52个国家零碳园区中,超半数明确配置储能,技术路线以锂电、储热为主,氢储能加快试点,钠电、液流电池等新型储能也进入示范阶段。伴随绿电直连、光储一体、源网荷储联动等政策落地,储能已成为零碳园区的“标配”,为消纳波动绿电、保障用能稳定、提升能效收益提供关键支撑。

资金压力、协同不顺、标准不一 仍是现实堵点

尽管零碳园区建设势头迅猛,但中国城市报记者采访过程中发现,看似美好的转型蓝图,在实际落地时却遭遇多种阻碍,不少园区面临“想转型却落地难”,各类难题交织,零碳园区建设及转型之路并不顺畅。

零碳园区的建设和转型的钱从哪来?资金压力成为最突出的痛点。据了解,零碳园区转型需投入大量资金改造基础设施、安装储能设备,前期投入动



辄数千万元,而投资回报周期长达8—10年,中小企业资金有限,根本不敢涉足,即便有园区平台牵头,也难以承担巨额投入。更关键的是,目前多数零碳园区项目仅能依靠峰谷电价差盈利,电力市场、碳市场的收益渠道未完全打通,项目盈利空间有限,难以调动市场主体的参与积极性。

多能协同不顺也成为重要瓶颈。园区企业用电、用热、用冷需求多样,但风光发电“看天吃饭”,波动性强,很难与企业多元用能需求精准匹配。尤其是传统园区,基础设施早已定型,管线、厂房难以改造,想实现绿电直连、加装储能,不仅成本高,还容易影响现有生产,改造难度远超新建园区。

此外,零碳建设的标准不够清晰,部分园区出现“重申报、轻落地”的现象,仅追求零碳标签,忽视实际减排。同时,懂能源、储能、碳管理的复合型人才稀缺,很多漂亮的转型方案,在实际运营中仍沿用传统模式,难以发挥实效;多方利益难以协调,也让不少项目推进缓慢,陷入“纸上零碳”的困境。

田智宇提醒,传统产业园区要先低碳、再逐步迈向零碳,不能急于求成;建设要坚持节能优先、因地制宜,统筹好能源转型、产业发展与企业成本,把绿色转型落到实处。同时,地方政府要统筹可再生能源要素配置,鼓励绿电直连、直供等机制创新,避免可再生能源资源分散配置。

秦奕东认为,当前园区还面临多能耦合调度难、用户侧储能接入标准缺失、消防安全管理机制不完善等专业难题,这些都是此前未被充分重视的短板。另外,部分园区对储能配置缺乏系统性规划,仅简单按比例配储,没有结合风光资源、负荷特征、减碳排约束做最优方案,进一步加剧了落地难问题。

一园一策、技术创新 破解落地难题

面对各类难题,不少园区已率先突破,在实践中摸索出可复制的破解路径,专家也结合一线案例,为零碳园区建设及转型提供了务实建议。 “电热协同是破解供能难题的突破口。”清华大学山西清洁能源研究院碳中和研究所副所长郑忠海分享案例,在山西杏花村园区,园区已完成供暖、制冷系统改造,储热设备整齐排列,热泵机组高效运转。“以前靠燃煤供暖,费钱又不环保。现在用储热和热泵技术,一度电能出三重热,还能回收生产余热,一年能省不少成本。”郑忠海表示,园区超半数用能集中在供暖、制冷,抓住这一关键,就能快速实现降碳增效。

智慧技术让绿电供应更稳定。远景能源有限公司储能市场与解决方案总监郑晓磊介绍,在远景能源参与建设的一家零碳园区内,工作人员通过智慧调度平台,实时查看风光发电、储能运行和企业用电情况。“依靠物理AI与天机气象大模型、天枢能源大模型精准预判发电量,智能调度储能和用电负荷,绿电使用率大幅提升。”构网型储能技术还实现了园区部分区域离网运行,摆脱了对传统电网的依赖。



第十四届储能国际峰会暨展览会现场特变电工展出的户用智能光储解决方案。 CNESA供图