

分布式储能规模化发展需完善市场机制

► 本报记者 叶伟

12月16日,中关村储能产业技术联盟、自然资源保护协会在北京发布《分布式储能发展商业模式研究》。该研究报告显示,在“双碳”目标驱动下,分布式储能作为构建新型电力系统的关键环节正快速发展。2019—2025年前三季度,我国分布式储能累计装机容量从570兆瓦(MW)增长至3638兆瓦,技术上以锂离子电池为主(占比92.77%),应用场景则集中于工商业配储(68.70%)。

“国内分布式储能发展主要受经济性推动。”中关村储能产业技术联盟秘书长刘为在发布会上表示,随着商业模式日益成熟和应用场景不断拓展,分布式储能装机规模呈现指数级增长。

多利好促进行业高增长

“分布式储能尚处于发展早期阶段,国内并无明确的分布式储能定义。”中关村储能产业技术联盟副秘书长、研究总监岳芬说,该研究报告对分布式储能研究范围界定为:接入电压等级35千伏(kV)以

下,功率规模小于等于6兆瓦的储能系统。

近年来,随着新型储能建设运营成本下降以及分布式能源的大量开发利用,分布式储能得到广泛关注。同时,随着集中式储能竞争日趋激烈,更多企业将目光投向分布式储能,分布式储能增速明显加快。

国网综合能源服务集团有限公司储能事业部综合处处长、项目公司总经理李艳表示,分布式储能对推动新能源就近消纳起到积极作用。

同时,近两年,国家和地方出台了多项政策支持分布式储能发展。国家层面,将虚拟电厂、负荷聚合商等纳入电力市场新型经营主体,推动分布式新能源入市、绿电直连等模式发展,引导新能源按需配置分布式储能。地方层面,各省份通过拉大峰谷差、规范虚拟电厂准入和完善需求响应补贴等方式引导分布式储能发展,广东、浙江、江苏等省份对分布式储能给予补贴。

数据显示,2025年前三季

度,国内分布式储能装机规模超600兆瓦;截至2025年9月,国内分布式储能累计装机规模3638兆瓦。

从技术分布看,截至2025年9月,锂离子电池占比国内分布式储能装机92.77%,铅蓄电池占比4.53%,液流电池占比1.47%,其他技术类型占比较小。从应用场景看,截至2025年9月,国内分布式储能主要是为工商业配储,占比达68.70%;其次为电网侧分布式储能(包括变电站配储、台区储能等),占比8.30%;新能源配储位列第三,占比7.09%。

“工商业配储,是指在工业或商业终端为工商业用户配置储能系统,以优化用电成本、提高供电可靠性并参与电网服务的储能解决方案,包括业主自投、融资租赁和合同能源管理3种模式。”岳芬表示,工商业配储的收益来源主要包括峰谷价差套利、容量电费节省、需求响应以及参与电力市场(通过参与虚拟电厂)。这些高收益推动了工商业配储高增长,也带动整个分

布式储能产业的规模增长。

未来仍需完善商业模式

岳芬表示,当前,国内分布式储能在实际应用面临场景单一、市场机制不完善和商业模式不成熟等问题,制约了其规模化发展。

以工商业储能为例,研究报告指出其开发成本较高。储能项目开发需要考虑业主经营情况、厂址情况、用电习惯、业主意愿、收益分成、峰谷电价差和变压器/线路剩余容量等多重因素,开发难度较大。此外,安全问题突出。由于工商业储能与用户生产设备的物理距离近、应用场景复杂,很多省份在设备选型和厂址布局等方面缺乏统一标准,早期许多分布式储能在设备选型和厂址布局等方面不够严谨,存在安全隐患。而政策制度的缺失又导致土地规划、消防和城市管理等部门难以为储能项目办理合法手续。同时,低价竞争导致产品质量参差不齐。近两年,在行业竞

争逐渐加剧的情况下,工商业储能设备的价格从1.5元/瓦时降至0.6—0.8元/瓦时。

针对分布式储能发展面临的问题,上海派能能源科技股份有限公司国内营销副总经理彭宽宽表示,若进一步推动分布式储能规模化发展,需要政策、技术、用户三者共同作用。具体看,需加快完善虚拟电厂参与现货市场、辅助服务市场机制,拓宽分布式储能多元价值收益;聚焦产品创新、技术迭代,通过挖掘多收益,为用户赋予更高价值。此外,要提升用户的接受度。

以工商业配储为例,研究报告提出,在商业模式方面,短期内通过固定峰谷价差和需求响应获取收益,中长期探索动态的分时价差套利、减少用户容量电费、通过虚拟电厂参与电力市场等获取多元化收益。

李艳表示,行业要积极推动分布式储能市场化、多样化、微网化、便利化、AI化发展,同时加快标准建设、完善监管体系并加强安全管理,促进其高质量发展。

两部门优化集中式新能源发电企业市场报价

科技日报讯(记者 刘园园)12月11日,国家发展改革委、国家能源局印发《关于优化集中式新能源发电企业市场报价的通知(试行)》(以下简称《通知》)。《通知》自印发之日起实施,有效期3年。

《通知》旨在更好地落实新能源全面入市交易要求,推动构建符合新能源发电特性、分布格局、经营现状的市场报价方式,规范电力市场运行秩序,提升电力资源配置效率,助力新型电力系统建设和“双碳”目标实现。

随着全国统一电力市场加速推进,新能源发电企业开始全面参与电力市场交易。“相较传统火电厂,新能源场站规模较小、布局分散、位置偏远、人员配置少,客观上难以满足独立报价的技术和人力资源要求。”国家能源局有关负责人介绍说,去年以来,发电企业通过多种渠道反映有关诉求,希望适度放开集中式新能源集中报价限制,更好地适应新能源全面入市要求。

该负责人说,《通知》在遵循电力市场运行基本规则、不新增经营主体等前提下,逐步放开集中式新能源发电企业报价限制,允许多个场站在同一固定场所提交报价信息,并明确集中报价条件、工作流程等要求,加强相关主体报价情况监测及监管,推动新能源发电企业灵活参与市场交易,提升市场效率。

《通知》包括5个部分18条,涵盖基本原则、明确工作流程、规范报价行为、做好

风险防控及监管、加强工作组织等。

《通知》明确,集中报价,特指多个已完成市场注册的集中式新能源发电企业(不含分布式、“沙戈荒”大基地等新能源),在同一固定场所参与电能量市场交易中的集中报价行为。新能源发电企业集中报价,主要适用于电力现货市场正式运行和连续结算试运行地区电力中长期电能量交易中的集中交易和现货电能量交易。参与集中报价的新能源发电企业,原则上集中后的总装机规模不应超过所在省(区、市)电力市场单个最大燃煤发电厂装机规模(不含特高压输电通道配套电源)。

为明确工作流程,《通知》提出,新能源发电企业申请参与集中报价,应共同向电力交易机构提交书面申请,申请信息应包括项目名称、规模、报价场所、公平竞争承诺书、所属集团证明材料等。新能源发电企业申请退出集中报价,应向电力交易机构提出书面申请。电力交易机构负责受理集中报价有关申请,并建立集中报价动态管理清单,在完成审核、公示、披露等程序后,将相关主体纳入集中报价动态管理清单,并推送电力调度机构。

“国家能源局将密切关注电力市场建设情况和新能源参与市场情况,根据新形势、新要求动态修订《通知》,持续健全和完善电力市场相关政策,加快建设全国统一电力市场体系。”该负责人表示。

