

国家发改委、国家能源局就新型储能发展征求意见,以实现从商业化初期向规模化发展转变——

3000 万千瓦储能目标如何实现?

■本报记者 姚金楠 董梓童

4月21日,国家发展改革委、国家能源局发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见(征求意见稿)》(以下简称《征求意见稿》)。《征求意见稿》提出,目标到

2025年,实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变,新型储能装机规模达3000万千瓦以上。到2030年,实现新型储能全面市场化发展。

健全发电侧配储激励机制

《征求意见稿》指出,要大力推进电源侧储能项目建设。结合系统实际需求,布局一批配置储能的系统友好型新能源电站项目,通过储能协同优化运行保障新能源高效消纳利用,为电力系统提供容量支撑及一定调峰能力。

对于相应的激励机制,《征求意见稿》指出,对于配套建设新型储能的新能源发电项目,动态评估其系统价值和技术水平,可在竞争性配置、项目核准(备案)、并网时序、系统调度运行安排、保障利用小时数、电力辅助服务补偿考核等方面给予适当倾斜。

实际上,自2020年来,已有多个省份陆续提出新能源配储的要求,地方对储能的态度也从“鼓励”“建议”转向“优先”和“要求”,2021年延续了这种态势,已有十余省份出台相关政策。对于业界普遍关注的经济性等问题,集邦分析师陈旺表示:“对于光伏、风电机组来说,配置储能可能会降低一定的内部收益率,但随着储能系统成本不断下降,项目投资回报的周期会相应缩短。同时,让储能参与调峰、调频获得服务补偿费,以及在碳交易市场建设完善后出售碳排放指标获得收益,均能够提升项目的整体收益率。”

鼓励建设共享储能

在储能设施的建设形式上,《征求意见稿》特别强调,要鼓励探索建设共享储能。

对此,中国化学与物理电源行业协会储能应用分会秘书长刘勇指出,电源侧建设共享储能可以实现公共资源的最大化利用。“不见得每一个电站都需要配置储能,如果几个可再生能源电站配置一个储能设施,不仅储能电站规模可以得到提升,利用率增加,经济性也会更加凸显。”

江苏林洋能源股份有限公司副总裁方壮志透露,现在很多省份都出台了鼓励新能源发电侧配置储能的政策,在具体实施的过程中,如果新能源发电企业租用了共享储能设施中的部分容量,也会将其认定为发电侧配套建设了储能。“这样企业既实现了配置储能的政策要求,同时也免去了备案、立项、建设等一系列繁杂的工作。”除向可再生能源电站出租储能容量的盈利模

式外,方壮志指出,与单独分散配置的小规模储能相比,共享储能还可整体接入电网调度系统进而获得收益。

在参与辅助服务方面,《征求意见稿》也强调,要明确新型储能独立市场主体地位。因地制宜建立完善“按效果付费”的电力辅助服务补偿机制,深化电力辅助服务市场机制,鼓励储能作为独立市场主体参与辅助服务市场。

支持用户侧多元配储

多种商业模式。

“用户侧储能的配置有一个重要影响因素,就是电价峰谷差,这是最基本的决定性因素。”方壮志表示,目前,我国各地电价峰谷差高低不一,“例如江苏等省份,峰谷差可以达到0.73元/千瓦时,这样的地域用户侧储能就有很好的市场空间。但有些地方可能只有0.4元/千瓦时左右,这时用户侧储能的配置可能经济性就不如前。”

“当然,如果后续某些大用户的储能容量达到一定规模,也是可以接入电网调度系统参与辅助服务,这就可以派生出另一部分收益。”方壮志强调,随着电力现货交易的完善,用户储能的机遇将不断扩展。“目前,电力现货交易只是中长期交易的补充和点缀,如果现货交易真正来临,用户侧储能设施可以按照交易策略进行充放电,那将是非常强大的用户侧资源。”

地方政策

安徽:

推进千万千瓦级绿色储能基地建设

4月21日,安徽省人民政府发布了《安徽省国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要的通知》,提出推进能源革命,优化能源结构,完善能源产供储销体系,扩大清洁能源开发利用,提供安全可靠能源保障。重点研发可控核聚变、制氢、储氢及运输,小分子催化,煤炭清洁利用,智能电力电网、分布式能源等技术。加快突破风光水储互补、先进燃料电池等技术瓶颈。

在可再生能源方面,文件指出,要坚持集中式与分布式建设并举,有力有序推进风电和光伏发展。完善抽水蓄能电站价格形成机制,发挥抽水蓄能资源优势,推进长三角千万千瓦级绿色储能基地建设。多元高效利用生物质能。积极推进太阳能、地热能、空气能等在建筑领域的应用。提升电力系统调节能力,探索推动电化学等储能应用,提高新能源消纳和存储能力,进一步“扩大可再生能源应用规模。”

江苏:

可再生能源替代常规建筑能源比例达到8%

4月20日,江苏省住房城乡建设厅发布《关于推进碳达峰目标下绿色城乡建设的指导意见》。文件指出,推动绿色建筑高质量发展,深化可再生能源建筑应用。推动太阳能光热、光电、浅层地热能、空气能、生物质能等新能源的综合利用,大力发展光伏瓦、光伏幕墙等建材型光伏技术在城镇建筑中一体化应用。

深化可再生能源建筑应用。深入挖掘建筑本体、周边区域的可再生能源应用潜力,推动太阳能光热、光电、浅层地热能、空气能、生物质能等新能源的综合利用,大力发展光伏瓦、光伏幕墙等建材型光伏技术在城镇建筑中一体化应用。积极推广热泵分散供暖,提高建筑电气化应用水平。到2025年,全省新增太阳能光电建筑一体化应用装机容量达500MW,新增太阳能光热建筑应用面积5000万平方米,新增地热能建筑应用面积300万平方米,可再生能源替代常规建筑能源比例达到8%。



1028家

企查查数据显示,目前我国共有3.76万家锂电池相关企业,广东省以1.64万家企业高居第一,江苏、山东分列二三名。2020年,锂电池相关企业注册量为5821家,同比下降25.2%,今年一季度新注册1028家,同比下降3.11%。此外,全行业40%的企业注册资本高于500万。

从近十年来锂电池相关企业年注册量变化来看,企查查数据显示,2018年之前均处于逐年上升趋势,2018年达到最高的8248家,2018-2020年呈逐年下降趋势,2020年全年新注册企业5821家,同比下降25.2%。

今年一季度新注册锂电池相关企业1028家,同比下降3.11%。其中1月份注册量为326家,同比下降18.7%,2月份注册量为160家,同比增长36.8%,3月份注册量为542家,与去年同期基本持平。

广东以1.64万家高居全国首位,全行业四成企业注册资本高于500万。从地区分布来看,企查查数据显示,目前广东省以1.64万家锂电池相关企业数量高居全国第一,江苏、山东分别以4339家、1917家企业位列二三名。此外,安徽、河南、浙江、湖南等省份同样跻身前十。

从注册资本来看,企查查数据显示,共有25%的锂电池相关企业注册资本低于100万,100-500万之间的企业占比35%,而注册资本高于500万的企业占比达到40%。(吴怿)

三问用户侧储能

■本报记者 韩逸飞

4月21日,国家发改委、国家能源局联合印发《关于加快推动新型储能发展的指导意见(征求意见稿)》,文件明确提出,要积极支持用户侧储能多元化发展。鼓励围绕分布式新能源、微电网、大数据中心、5G基站、充电设施、工业园区等其他终端用户,探索储能融合发展新场景。

有专家认为,“在电力市场机制完善之前,储能市场一定是属于用电侧的”,但众望所归的用户侧储能却并未迎来蓬勃发展。

是什么制约了发展?

用户侧储能曾被业内视为最有潜力的储能发展领域,但受制于种种因素,其装机量迟迟未迎来爆发。

梧桐树资本新能源新材料投资总监刘宝认为,当前限制用户侧储能发展的主要原因有三。首先,用户侧储能收入来源十分单一,投资回报周期较长,“目前储能的主体地位没有明确,没有参与到电力辅助服务市场,收入来源主要依靠峰谷电价差,收益难以得到保障。而2019年以来工商业电价累计下降超20%,峰谷价差空间缩小,进一步收窄用户侧储能的盈利空间,延长其投资回报周期。”其次,用户侧储能单个项目规模较小,客户所处行业分散且需求差异大,应用环境复杂,导致项目可复制性较差,推广速度较慢。最后,刘宝指出,“储能行业标准缺失,安全性问题突出。储能安全标准严重缺失,建设监管和安全制度没有标准指引,难以得到有效监管。储能的安全生产事故时有发生,所造成的社会影响和危害程度较大,限制了用户侧储能大规模应用。”

威胜集团有限公司微网储能事业部总经理黎朝晖认为,现阶段,国内用户侧储能的发展空间主要在工商业环节。“工商业用户是我国电力的主要消费者,但是由于经济结构等多方面的原因,用户侧储能投资的年化收益率非常低,企业投资得不偿失。”

市场空间到底有多大?

随着经济的发展,城市家电的普及率提高,过去的电力线路尤其是老旧城区的变压器和线路已濒临满载状态,老旧城区地段较好,电力线路扩容成本高,用户侧储能价值可以发挥的市场空间有多大?

黎朝晖表示,电池储能技术在电力系统的应用总体可划分为四个部分,分别是电源侧储能、主网侧储能、配网侧储能、用户侧储能。他认为,“用户侧储能主要功能在于解决终端用户低电压、台区重过载等

问题,将直接提升用户的用电感受,并向上兼容前端局部网架卡脖子导致供电能力受限的问题,一定程度上缓解高峰期细导线、小配变、小主变等卡脖子设备过流烧毁的风险。”

黎朝晖认为,用户侧储能主要是解决“电网有电,但各级网架存在卡脖子设备导致高峰期电能无法安全输送到用户”的矛盾,是构建能源体系不可或缺的组成部分,但并未得到重视。

刘宝指出,用户侧储能可以实现容

量电费管理,解决老旧小区的电力线路扩容问题,以及电动汽车充电介入给电网带来冲击的问题,延缓配电网升级,同时可以实现削峰填谷,降低电量电费。“随着城镇化的发展,老旧小区电力改造的问题越发突出,用户侧储能的值有望得到充分发挥,收益多样化,经济性较好,未来市场空间较大。但同时,也需加速完善行业安全标准和电力市场化机制,保障用户侧储能的安全性和经济性。”

该如何量化收益?

电力市场化建设逐步完善将给用户侧储能带来一些投资性的需求,比如价差受益、需求响应受益、调频受益、需量优化收益等,但收益难以量化,对此用户侧储能该如何应对?

刘宝提出,想要量化收益,最重要的是明确用户侧储能的主体地位,完善电力辅助服务市场机制,推进电力价格市场化改革,提升用户侧储能的收益水平。“还要持续提升储能技术水平,降低成本,提升安全性。通过持续性的技术研发,全方位

提升储能系统技术水平和集成效率,提升储能系统的能量密度、循环寿命和安全性。同时,通过储能系统设计和提升运维水平,减少故障率,提高用户侧储能的利用率,从而降低储能综合成本,并提升安全性。”

“另外,持续完善用户侧储能参与电力市场化交易的能力,提高储能系统的利用率。积极储备大量用户负荷数据,结合未来电力市场化建设进程和电价政策变化,优化配置区域储能系统,提供需求侧

响应服务、调频、提高电能质量等辅助服务,降低用户综合电费,提高用户侧储能利用率。”刘宝认为,只有三管齐下,才能让用户侧储能收益最大化。

黎朝晖认为,国内用户侧储能想要实现满意的收益,需要储能系统能够有效降低综合用电费用。“这样工商业用户就有配置储能的潜在动机,随着储能成本的不断降低以及电价机制的逐步完善,国内工商业储能的经济性有望逐渐显现。”