

紧紧抓住新型储能发展的战略机遇期

——全国政协“加快推动新型储能发展”专题调研综述

文/图 本报记者 李元丽

■记者手记

厘清新型储能发展的几个问题

李元丽

近年来,随着风能、太阳能等新能源在我国能源体系中的占比不断提升,与新能源发展紧密相关的储能技术和产业也备受关注。今年以来,各省市加快推进储能项目的落地,有超过20个省份明确了配套储能设备的配置比例。在山东济南,我国首座百兆瓦级分散控制储能电站正式投运。它每次可充21.2万度电,满足1000户家庭一个月的使用。湖南省建立“新能源+储能”机制,力争到2023年建成电化学储能电站150万千瓦时以上。宁夏提出,新能源项目储能配置比例不低于10%、连续储能时长要达到2小时以上……

数据显示,截至2021年底,我国新型储能的规模已经突破了300万千瓦。国家发改委、能源局发布的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》提出,到2025年,实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变,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。

我们关注柴米油盐,关注天气变化,关注汽油涨价,可能很多人对储能的印象还停留在“股票涨得挺快”,而对于不炒股的人来说储能可能仅仅是离日常生活更遥远的“国家支持的产业”。事实上,储能离我们并不遥远。在屋顶上,在汽车充电桩,目之所及、行之所至,皆有储能的身影。如果说互联网改变了我们的生活方式,那么新能源和储能将共同改变我们的生活环境。

什么是新型储能?它是指除抽水蓄能以外的新型储能技术,包括新型锂离子电池、液流电池、飞轮、压缩空气、氢(氨)储能、热(冷)储能等。很多人可能没注意到,像风力发电、光伏发电都需要依赖自然资源,功率输出天然不稳定,不像传统火电等可以进行人工干预,从而导致电力系统的发电灵活性明显下降。比如,光伏的午间发电功率极大但入夜基本降至0,与实际用电需求很难匹配。储能的作用可以通俗理解为“充电宝”,风光大发时或者用电低谷时充电,风光出力小或者用电高峰时放电。既能平滑不稳定的光伏发电和风电,提高可再生能源占比,也能配合常规火电、核电等电源,为电力系统运行提供调峰调频等辅助服务,提高电力系统的灵活性。

未来,如何发展新型储能?《“十四五”新型储能发展实施方案》提出“市场主导、有序发展”的基本原则,明确新型储能独立市场地位,并提出充分发挥市场在资源配置中的决定性作用。可以说,过去新型储能更多是作为火电厂的一部分辅助参与调频,明确独立市场地位后,未来结合电价政策的出台,新型储能可以独立参与并网调度、交易结算等,有利于加快新型储能的市场化步伐。

如何加快新型储能的商业化步伐?答案是:要跨过安全和成本“两道坎”。鼓励不同技术路线“百花齐放”,避免“一刀切”,兼顾创新资源的优化配置,坚持示范先行的原则,积极开展技术创新、健全市场体系和政策机制方面的试点示范,通过示范应用带动技术进步和产业升级。

国家统计局:

新能源等带动 装备制造业利润转增

本报讯(记者 杨朝英)11月1日,记者从国家统计局获悉,在三季度新能源等产业带动下,前三季度我国装备制造业利润由降转增,工业企业利润行业结构不断改善。数据显示,前三季度,装备制造业利润同比增长0.6%,今年以来首次由降转增,拉动规模以上工业企业利润增速较1-8月份回升0.8个百分点。装备制造业利润占规模以上工业的比重为31.5%,较年初提高约6.4个百分点。

其中,电气机械行业受光伏设备、储能设备等生产增长带动,利润同比增长25.3%,增速较1-8月份进一步加快4.4个百分点;汽车制造业利润虽同比下降1.9%,但在产业链供应链修复、新能源汽车生产增长等因素带动下,降幅收窄5.4个百分点,其中9月份当月利润增长47.4%。

此外,铁路船舶运输设备、仪器仪表行业利润分别增长9.5%、2.3%,均较1-8月份不同程度改善。记者注意到,前三季度,我国电力、热力、燃气及水生产和供应业利润明显回升。1-9月份,电力、热力、燃气及水生产和供应业利润同比增长4.9%,今年以来首次由降转增,拉动规模以上工业企业利润增速较1-8月份回升0.6个百分点。其中,电力行业用电量需求增长、煤炭价格涨幅回落等因素带动,利润同比增长11.4%,扭转了持续一年多的下降局面。



■ 技术发展呈现“多元并进”之貌

储能技术为构建新型电力系统、推进能源革命、实现碳中和目标提供了重要支撑,包括新型锂离子电池、压缩空气、氢(氨)储能、热(冷)储能等在内的新型储能技术正为绿色发展注入新动力。

调研组一行来到位于山西省朔州市的华电山西朔州热电飞轮储能项目建设现场,建设者们正加紧施工作业。该项目土建主体工程已经完成,电缆沟开挖、绑钢筋、支模等附属工程正在有序推进中。据介绍,华电山西朔州热电飞轮储能项目于今年3月开工,建设规模为5MW/5MWh锂电池储能和2MW/0.4MWh能量型飞轮储能。同时这也是火电机组混合储能联合调频示范性工程,在保障常规供电、供热、热电联供功能的同时,可显著提升机组AGC调频辅助服务能力,进一步提升传统火电厂的灵活性和经济效益。

离开项目建设现场,调研组来到朔州经济开发区的中小制造业产业集聚园的山西润能储能科技有限公司。这是一家从事钒液流电池储能系统及液流电池、氢燃料电池内隔膜材料生产、销售及服务的企业。

“我们所生产的全钒液流电池是大规模、大容量、长时、高安全性储能的首选技术。”山西润能储能科技有限公司创始人孟青介绍说。这家企业为什么这么自信?孟青向调研组一行介绍道,钒电池使用寿命长,循环寿命在100%充放电循环下,循环次数可超过2万次。同时,在它全生命周期内,能量保持率可以达到100%。

安全性如何?对于委员问题,孟青很自信。她说,“钒电池的电解液为钒离子的稀硫酸水溶液,只要控制好充放电电压,保持电池系统存放空间通风良好,就不存在着火爆炸风险。”

储能时间有多长?又有委员问道。孟青说:“如基于超级电容的飞轮储能技术,具有短时大功率的调节能力,锂离子电池适合1小时-4小时的储能需求,而钒电池则更适合于中时储能,即4小时-12小时的储能。”

可见,与锂电池储能相比,钒电池储能安全性更高。那么,暂时处于领先地位的锂电池如今发展情况怎样呢?

调研组来到位于福建省宁德市的全球动力电池和储能锂电池龙头企业——宁德时代新能源科技股份有限公司(以下简称“宁德时代”)。

根据SNE Research数据,2017年至2021年宁德时代全球动力电池装机量市占率从16.5%提升到32.6%,连续五年位列全球第一。储能锂电池方面,据EV Tank数据,2021年宁德时代全球储能锂电池市场占有率达24.5%,位居行业第一。

作为电化学储能的代表,宁德时代在新型储能发展中有着怎样的实践呢?全国政协委员、宁德时代董事长曾毓群表示,在电力的发、输、配、用各个环节,电池技术都大有用武之地。“十三五”期间,宁德时代作为唯一中标单位承担了国家重点研发计划,把储能电池寿命从几千次提到一万两千次,单个储能电站规模达100MWh,成为全球标杆。今年,再次作为唯一中标单位,承接了国家“十四五”期间的电化学储能重点研发计划,项目研发目标是循环使用寿命提到18000次,单个储能电站规模提高到1GWh,度电成本和储能容量都达到或优于抽水蓄能。“凭借高安全、

长寿命、高可靠性等明显优势,2021年,我们在电化学储能领域的出货量也达到全球第一,全球市场占比大概是40%。到目前为止,我们的电池已经卖到了全球56个国家和地区,累计装车超过500万辆,全球每新增3辆新能源汽车就有一辆搭载宁德时代电池。”曾毓群信心满满地说。

■ 未来发展凸显“三大困惑”

调研中,无论是在山西还是在福建,委员们看到了新型储能行业在各地发展的蓬勃之态,看到了地方政府对新型储能的“护航”,看到了不同类别企业在新型储能领域的“深耕”,也听到了在落实国家有关部署、因地制宜发展新型储能中遇到的困惑。

困惑之一:新能源企业配储“经济账”仍不好算。各地储能政策的可落地性和可操作性存在差异,“我要配储”的意愿不强,缺乏确保储能电站和电网有效对接的积极性。“这就好比家里算账,总要有‘进项’和‘出项’。对于很多新能源企业来说,配储面临的问题是只有‘出项’,没有‘进项’,储能现阶段只是作为一个成本项存在。特别是近两年原材料价格持续走高,让这个‘出项’的成本不断上行。”有企业家如此坦言。

困惑之二:新型储能的利用率不高。为解决风光电并网消纳问题,我国已有20多个省区明确提出新建(部分省区提出存量)风光电项目按照装机容量5%-30%、1小时至4小时配建储能,但风光配置储能技术标准、转换效率、并网调度等方面尚未明确,导致新能源电站配建储能利用率远低于电网侧和用户侧共享储能。

困惑之三:源网荷侧储能发展还不够协同。随着大量风光电陆续并网,电力系统的协同、经济运行问题日渐突出,对储能的配置需求也不断提高,但我国新型储能发展目标还不够细化,主要体现在电力系统对电源侧、电网侧及用户侧储能的需求情况不明朗,储能规划与布局在顶层设计上缺乏差异化发展策略,还不能很好发挥新型储能在不同应用场景的经济特性。

针对上述困惑,全国政协委员、国务院发展研究中心资源与环境政策研究所研究员谷树忠建议,在推动新型储能高质量发展中应加大政策支持力度。对于新型储能发展中出现的新路径、新技术、新工艺、新设备、新材料、新方案、新模式乃至新场景,要持一种包容开放态度。同时,要着力营造公平的竞争环境,健康的发展格局。

结合全国市场情况,全国政协委员、金风科技董事长武钢建议,政府对各地已配置储能的新能源电站实际运行情况进行统计,摸清当前新型储能实际运行情况。同时推动电网企业以需求为导向,将新型储能纳入电网总体规划中,合理确定新型储能应用位置和配置规模,并对已足额配建储能的新能源电站给予相应费用免除;在价格机制方面,构建新型储能容量市场,明确给予新型储能与抽水蓄能相同容量电价机制,并按照谁受益谁支付原则,建立新型储能价格疏导机制,由源、网、荷共同承担储能发展成本;在技术推动方面,扩大灵活性资源使用范畴,多措并举,发挥新型储能与其他灵活性资源互补作用,实现新型储能健康有序发展。

针对上述情况,全国政协委员、北京能源集团有限责任公司副总经理关天罡建议,需加快完善辅助服务市场交易机制和价格机制,发

挥储能电站动态响应技术优势,改变目前调频储能“零和规则”,即由电网对各电厂进行考核,由对电厂的处罚资金作为其他电厂的奖励资金,各电厂罚扣相抵,提升储能电站在辅助服务市场上的竞争力。

■ 推动新型储能发展需解决好突出矛盾

“新型储能是技术创新不断演进、市场应用规模不断扩大、激励政策不断完善推动形成的蓬勃发展的新兴产业。正由于新型储能是前所未有的新兴产业,必须要重视发展过程中一些不可避免的突出矛盾和问题,而我们这次调研的目的就是要找出新型储能发展过程的突出矛盾。”作为调研组组长,全国政协常委、人口资源环境委员会主任李伟一再强调。

推动新型储能发展的主要矛盾是什么?调研组认为,近年来,国家密集出台了一系列推动新型储能发展的政策文件,但是新型储能作为能源市场中的一名“新成员”,还要有明确的“身份”,要有一份适合的工作,得到适当的“酬劳”,实现健康有序快速发展,还有很多工作要做。

具体而言,一是聚焦新型储能项目,加快突破制约新型储能发展的体制机制障碍,保障新型储能项目“有身份”“有活干”“有钱赚”,推动多元化、市场化、规模化发展;二是在产业发展方面,坚持示范先行,引导投资主体采用先进、高效的技术,加强新型储能调度运用,提升安全管理水平,实现“促创新”“促协调”“促安全”,积极稳妥推进高质量发展。

为此,调研组建议,一是给予新型储能公平公正的市场地位和市场环境。在修订电力法等相关法律法规时,明确新型储能“身份”,为尽快建立源、网、荷、储协调互动发展机制提供保障。同时,压实各地各部门责任,推动落实新型储能身份定位,建立健全与之相适应的管理体系,建立健全电力市场规则和交易规则,明确新型储能充电价格、放电价格、输配电价格等具体政策,加快形成有利于新型储能技术多元化创新,体现其多样性价值的体制机制。二是充分发挥新型储能在电力系统中的调节作用。在规划布局方面,加强源网荷储、发输配用一体化协同研究,为科学规划配置新型储能提供支撑,规范引导新型储能建设和利用。如,依托大型风电光伏基地及送出通道等国家重大项目,加快制定统筹配套新型储能的标准规范。三是形成健康可持续的盈利模式。加快建立能够反映新型储能价值的价格机制。对电源侧配套建设的新建储能,应给予相应电源差异化上网电价。对于支撑电力系统安全高效运行的独立储能,在没有形成容量市场的过渡阶段,要秉持“按效果付费”“同工同酬”的原则,对能够提供与抽水蓄能同等服务质量和效果的新型储能,给予同等的容量电价补偿,鼓励不同技术“竞争上岗”。同时,突破制约用户侧储能大规模发展的体制机制约束,鼓励不间断电源、电动汽车、充换电设施等用户侧分散式储能设施聚合利用,实现“一储多用”。此外,还应丰富辅助服务市场交易品种,加快建立容量市场,适当扩大辅助服务成本占终端用能成本的比例,并严格按照“谁提供、谁获利,谁受益、谁承担”的原则,由相关发电侧和网主体、电力用户合理分摊,充分利用市场的作用,通过市场发现价格,体现源网荷储不同要素的价值,既提高系统可靠性又降低全社会用能成本,更好地支撑经济社会高质量发展。

未来,随着新型储能各地开花结果,一个统一公平、竞争有序、成熟完备的新型储能发展体系将逐渐显现在中国能源高质量发展的版图之上。