

推动新型储能绿色低碳转型发展

智库圆桌

(第65期·总115期)

主持人

本报理论部主任、研究员 徐向梅

主持人:什么是新型储能?我国新型储能发展现状如何?

新型储能技术创新

刘亚芳(国家能源局科技司副司长):党的二十大报告明确提出要推进碳达峰碳中和,深入推进能源革命,加快规划建设新型能源体系。为贯彻落实党的二十大精神,加快发展可再生能源,特别是风电、太阳能发电,优化我国能源结构,降低化石能源消费比重,发展储能技术成为我们需要持续发力的一个重要任务。

储能技术能够实现能量的时空转移和转化。储能技术总体可以分为物理储能和化学储能两大类。物理储能主要包括抽水蓄能、压缩空气、飞轮储能、重力储能、相变储能等;化学储能主要包括锂离子电池、液流电池、铁液流电池、钠离子电池以及氢(氨)储能等。新型储能是指除抽水蓄能外,以输出电力为主要形式的储能。与抽水蓄能相比,新型储能选址灵活、建设周期短、响应快速灵活、功能特性多样,正日益广泛地嵌入电力系统源、网、荷各个环节,深刻地改变着传统电力系统的运行特性,成为电力系统安全稳定、经济运行不可或缺的配套设施,未来还将彻底颠覆能源电力系统的发展结构和电力运营格局。

新型储能可以改变电力系统即发即用的传统运营方式,提高系统灵活性调节能力,不仅是助力风能、太阳能等间歇性、波动性、随机性可再生能源开发消纳,实现碳达峰碳中和目标的关键支撑,还是构建新型电力系统、建设新型能源体系、促进能源转型和高质量发展的重要技术。新型储能技术发展还将催生能源新产业、新业态,已经成为世界各国抢占能源战略和装备制造新高地的重要领域。据不完全统计,截至2021年年底,全球已投运储能约2亿千瓦,同比增长9%,其中新型储能累计装机约2500万千瓦,同比增长68%,在全部储能装机中的占比从8%提高到12%。从地域来看,美国新型储能累计装机达650万千瓦,总规模居全球首位,并建成多个40万千瓦以上规模大型项目。

我国高度重视新型储能技术产业发展。根据各省市上报数据,截至2021年年底,全国已投运新型储能项目累计装机规模超过400万千瓦。预计到2022年年底,全国新型储能装机规模可能超过600万千瓦。按照党中央决策部署,近年来,国家能源局会同相关部门出台了《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》《关于加快推动新型储能发展的指导意见》《“十四五”新型储能发展实施方案》《新型储能项目管理规范(暂行)》《关于加强储能标准化工作的实施方案》《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》等一系列政策文件,健全顶层设计,开展创新示范,强化统筹评估,因地制宜配建,鼓励科学高效调用,大力加强行业管理,推动新型储能装机规模连年大幅攀升,并呈现出技术多元化发展、性能指标快速进步、建设成本持续下降、应用场景丰富多元等特点。

当前各类新型储能技术性能指标不断提高,安全防控技术和措施逐步完善。储能用锂离子电池能量密度较十年前提高了一倍以上,已形成较完备的产业链;全钒液流电池的隔膜、电解液等关键材料已经实现国产化;压缩空气储能技术发展迅速,在张北、金坛等地建设的大规模压缩空气储能示范项目今年已陆续并网运行;飞轮储能技术突破了大容量飞轮及高速电机关键技术,完成了样机方案设计及关键部件研制;钠离子电池作为下一代储能技术,具有成本低、原材料丰富的特点。目前各类新型储能技术创新和工程示范十分活跃。

“十四五”期间,我国将持续坚持创新引领、多元发展,强调市场主导、安全高效,鼓励创新示范、先行先试,积极推动新型储能技术创新。同时,结合新型电力系统的实际需求,以提高终端用户用电可靠性、提升电力系统稳定性和技术经济性为导向,因地制宜,循序渐进,尊重市场主体,推进新型储能高效应用和高质量发展。预计到2025年年末,新型储能在电力系统中的装机规模将达到3000万千瓦以上,年均增长50%以上,有效支撑清洁低碳、安全高效的能源体系建设。

完善运行机制参与电力市场竞争

主持人:我国新型储能参与电力市场和调度运用情况如何?怎样进一步推进新型储能规范高效参与电力市场?

裴哲义(国家电力调度控制中心原副总工程师、教授级高级工程师):截至2021年年底,国家电网公司经营区域内在运电化学储能电站223万千瓦/494万千瓦时。目前,共有20个省份建有储能项目,分布在华北、华东和西北地区,投运容量10万千瓦以上的省份有:山东(54.4万千瓦/108.8万千瓦时)、江苏(37.1万千瓦/154万千瓦时)、青海(36万千瓦/50万千瓦时)、安徽(19.8万千瓦/20.2万千瓦时)、湖南(13万千瓦/26万千瓦时)、河南(12万千瓦/16万千瓦时)。

国家电网公司已建立覆盖储能调度各流程的管理体系,在储能的并网管理、运行管理、调度技术等方面开展了大量工作,为储能高效运行奠定了良好基础。

在并网管理方面,完善并网技术标准,出台《电化学储能系统接入电力系统技术规定》,明确储能电站额定功率和能量、一次调频、高低电压穿越等技术要求,提升了储能可靠利用水平;提升并网检测能力,组织建成了针对储能设备及并网过程的试验检测平台,并取得相关国家资质,具备了覆盖从电池储能核心部件到储能系统的全链条检测认证能力,促进了并网技术快速进步。

在调度运行方面,做好合规调度,按照《电化学储能电站并网调度协议示范文本(试行)》组织做好并网调度协议签订工作;完善储能调度管理制度,制定《电化学储能调度运行管理规定》,明确并网、运行、检修等要求;推动储能电站纳入“两个细则”考核,奖优罚劣,促进储能电站运行水平提升。

在调度技术支持系统方面,国家电网公司已试点开展了储能的省市县三级协调控制,统筹实现各级电网对储能的差异性调用需求。省调控制储能满足全省调峰和供电

需求,市调、县调调用所辖储能满足区域潮流控制、防止设备过载的需求。此外,已建设储能调度技术支持系统,实现了三级调度运行控制信息共享,并制定协同控制策略。

储能参与市场应用场景及商业模式初步形成。目前,国家电网公司经营区域内电力交易平台独立注册的储能主体有22家,总容量94万千瓦,主要参与省内现货市场、辅助服务市场。在现货市场方面,独立储能通过“报量报价”的方式参与,在日前市场出清形成充放电计划,日内按日前计划运行,按节点电价进行结算,获得现货峰谷价差收益。

在辅助服务市场方面,与现货市场类似,在没有现货市场的区域,调度机构发布次日96点调峰市场需求曲线、交易电量约束等,独立储能在系统中申报次日96点调峰量价曲线。调度机构以每15分钟为一个电量出清时段,按照独立储能调峰申报的补偿价格由低到高进行市场出清,直至满足电力调峰市场需求或独立储能申报资源已全部调用。次日,独立储能按日前市场出清结果执行。参与电力系统调频,按照调度机构的指令参加系统调频辅助服务。目前已有10余个省份独立储能参与辅助服务市场规则。

当前,储能电站市场运行机制尚未完善,难以有效激励市场主体参与,进而影响储能利用水平。

首先,从目前的运行情况看,储能电站故障率偏高,影响储能调度运行。多数地方暂未出台针对储能的运行管理办法,相关运行考核、奖励机制尚不完善。在已出台的管理办法中,对储能的考核和奖励力度偏弱,且与其配套新能源电站考核电量挂钩,难以有效督促储能电站加强自身运行管理。据有关部门统计,2022年1月份至8月份,全国电化学储能项目非计划停机达到329天。电化学储能的安全标准、管理规范有待进一步提升。

其次,各地参照国家出台的储能政策,根据自身电网

应用场景及商业模式加速推广

主持人:新型储能应用前景如何?重点区域新型储能试点示范有哪些实践经验,取得了怎样的成效?

戴剑锋(电力规划设计总院副总工程师):新型储能是构建新型电力系统的重要技术和基础装备,也是实现碳达峰碳中和目标的重要支撑。新型储能应用场景多样,能够与电力系统源、网、荷等各环节融合发展,在电源侧可与新能源、常规电源协同优化运行,在电网侧可提升电力安全保障水平和系统综合效率,在用户侧可灵活多样应用。

电源侧应用场景。一是系统友好型新能源电站。在新能源资源富集地区及其他新能源高渗透率地区,通过新能源与新型储能的合理配置,布局建设系统友好型新能源电站。二是支撑高比例可再生能源基地外送。依托存量和新增量跨区输电通道,配合沙漠、戈壁、荒漠等地区大型风电光伏基地,以及大规模海上风电基地开发,通过“风光水火储一体化”多能互补模式,促进大规模新能源跨省份外送消纳。三是提升常规电源调节能力。通过煤电合理配置新型储能,利用抽汽蓄能等技术,提升运行特性和整体效益。

电网侧应用场景。一是提高电网安全稳定运行水平。在关键电网节点合理布局新型储能,作为提升系统抵御突发事件和故障后恢复能力的重要措施。二是增强电网薄弱区域供电保障能力。在供电能力不足的偏远地区合理布局新型储能,提高供电保障能力。三是延缓和替代输变电设施投资。在输电走廊资源和变电站址资源紧张的地区建设电网侧新型储能,延缓或替代输变电设施升级改造,降低电网基础设施综合建设成本。四是提升系统应急保障能力。围绕重要电力用户建设一批移动式或固定式新型储能作为应急备用电源,提高系统应急供电保障水平。

用户侧应用场景。一是分布式供电系统。依托分布式新能源、微电网、增量配网等配置新型储能,支撑分布式供电系统建设。二是提供定制化用能服务。针对用电量且对供电可靠性、电能质量要求高的电力用户配置新型储能,支撑高品质用电。三是提升用户灵活调节能力。通过用户侧储能,以及充换电设施、智慧用电设施等,提升用户灵活调节能力和智能高效用电水平。

新型储能在不同应用场景下具有不同的商业模式,包括通过新能源成本疏导、参与电力现货市场、参与辅助服务、容量租赁、峰谷价差套利等,获取单一或双重收益。此外,正在研究建立电网侧独立储能电站容量电价机制,探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。

电源侧新型储能商业模式。一是作为新能源发电项目配置新型储能,通过降低弃风弃光电量增加电费收入、减少“两个细则”考核支出,以及支撑新能源电站参与电力现货和辅助服务市场等获取收益。二是常规火电配置新型储能,提高电厂调频响应能力,通过参与调频辅助服务获取收益,目前广东、山西等地有多座火电站配置新型储能参与调频市场。

电网侧新型储能商业模式。一是由电网公司租赁或通过输配电价纳入,在2019年前建设的电网侧储能成本可纳入输配电价回收。二是采用共享储能模式,主要通过向新能源电站收取容量租赁费用,同时参与电力市场。例如山东庆云储能电站,除与省内新能源企业签订容量租赁合同外,还参与电力现货市场,通过现货市场中的价差和容量补偿获取收益。三是独立储能通过参与电力现货市场、辅助服务市场等获取多重收益。例如福建晋江储能电站,可自主选择参与调峰辅助服务交易或者调频辅助服务市场交易。

用户侧新型储能商业模式,主要是参与电力现货市场或利用峰谷价差套利,大多集中在

微电网、工业园区和大型商业综合体等场景。

截至2022年10月底,全国已有多个省(区、市)开展省级新型储能示范工作。其中,2021年发布的省级新型储能示范项目中,山东省开展的示范项目均已投产。山东省连续两年开展了新型储能示范项目遴选工作,示范项目共计36个,总规模361.5万千瓦。2021年6月,山东省发布了2021年新型储能示范项目,确定了“5+2”新型储能示范项目,其中调峰类项目5个,调频类项目2个,新型储能总容量52万千瓦/104.1万千瓦时,均于2021年年底投产运行。山东省探索了基于电力现货市场的共享储能商业模式,结合示范项目运行情况研究制定并适时调整了相关支持政策,逐步推动形成可复制、易推广的商业模式。

2021年山东省出台《关于开展储能示范应用的实施意见》,给出了适用电力中长期市场的“平进平出”、储能优先、多劳多得等“政策包”。今年以来,结合电力现货市场启动运行情况,山东省对新型储能示范项目支持政策进行了调整。2022年8月份,山东省发布《关于促进我省新型储能示范项目健康发展的若干措施》,提出新型储能示范项目要依托现货市场,推动市场化发展,示范项目作为独立储能可参与电力现货市场,获得电能收益;对参与电力现货市场的示范项目给予容量补偿,补偿费用暂按电力市场规则中独立储能月度可用容量补偿标准的2倍执行。

山东省通过开展示范应用,有力促进了先进储能技术应用和新型电力系统建设,为能源行业绿色低碳转型提供了重要支撑。2022年上半年,5个独立储能示范项目投运后已累计减少弃风弃光电量11156万千瓦时,可满足21万户居民1个月的用电需求,相当于减少标准煤消费3.47万吨,减少二氧化碳排放10.66万吨、二氧化硫排放0.37万吨。同时,可推动新增新能源310万千瓦,占每年总规模的31%。两个调频项目投运后,相关机组响应速度提升50%,调节精度提升30%,综合性能指标超过全省所有在役机组;参与电力辅助服务的频次增加25%,每年可增收约600万元,为促进煤电机组加快灵活性改造和提升盈利能力探索了新途径。

《“十四五”新型储能发展实施方案》提出

到2025年

新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段,具备大规模商业化应用条件

到2030年,新型储能全面市场化发展

2021年

新型储能中

锂离子电池市场累计装机规模

占比 89.7%

铅蓄电池市场累计装机规模

占比 5.9%

压缩空气市场累计装机规模

占比 3.2%

数据来源:

《储能产业研究白皮书2022》

特点和储能发展需要,制定了不同的市场主体准入条件和注册规则,但缺乏统一标准,需进一步规范和完善,保障储能高效参与市场运行。

最后,各省尚未形成统一、规范的储能参与电力市场模式,对储能市场主体能够参与的市场模式、交易规则要求存在明显差异。大多数省份容量补偿机制仍在研究制定中,缺乏统一、平等、稳定的储能容量回收机制。

因此,可从以下几个方面着力。一是加强储能并网运行管理。推动建立储能电站运行效果评估与考核机制,将储能电站纳入“两个细则”考核范围,新能源配建储能与新能源电站一起参与考核,提升储能电站安全可靠运行水平。加快储能接入电网和调度运行等标准制定修订,加强并网检测管理,并尽快建立和完善储能电站消防验收及备案机制。建立“统一调度、共享使用”的协调运行机制,优化储能电站并网运行控制策略,提高储能利用效率。

二是细化和统一储能市场准入条件。落实国家《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》要求,建立规范便捷的注册流程,明确细化储能的定位、准入条件、注册程序和注册信息。推动新能源配建储能转为独立储能或与新能源电站作为联合体参与电力市场,提升储能参与电力市场的灵活性和盈利水平。

三是完善市场机制和品种。指导各省根据实际需要,组织储能参与中长期市场、现货市场、辅助服务市场交易,拓展现有交易品种细分类型。按照公平对待、同网同质同价的原则,逐步向储能开放相应交易品种,允许储能企业灵活选择参与不同市场,科学引导储能项目建设和运营。在电力现货市场运行地区,可允许新型储能灵活选择一充一放、两充两放甚至多充多放运行模式,赋予储能企业更多灵活自主决策的权利。结合储能运营需要,允许新型储能与发电企业或电力用户签订带曲线的分时段中长期合同,引导其丰富经营策略。积极鼓励储能参与调频等辅助服务市场,探索建立动态价格机制,充分激励储能的快速响应性能。