

安全事关储能行业健康发展,更事关以新能源为主体的新型电力系统高质量建设和稳定运行,多位代表委员呼吁——

多管齐下保障储能全生命周期安全

■本报记者 张金梦 张胜杰

作为提升能源电力系统调节能力的重要手段,以及新型电力系统建设的重要技术支撑,储能技术近年来不断成熟,成本快速下降,应用场景范围逐年扩大。但与此同时,储能电站建设运营不规范、安全管理机制不健全、安全预警和处理能力较弱、锂电池火灾处置难等问题也逐渐显现,近年来备受社会关注。

储能安全不仅关乎储能行业健康发展,更事关以新能源为主体的新型电力系统高质量建设和稳定运行。全国两会期间,多位代表委员呼吁加快制定出台储能系统安全规范,建议尽快出台储能电站建设运维安全指引标准,为储能产业规模化发展保驾护航。

安全问题制约储能规模化发展

当前,储能装机规模增长迅猛。根据中国能源研究会储能专委会、中关村储能产业技术联盟全球储能数据库的不完全统计,截至去年底,我国已投运储能项目累计装机达4574万千瓦,同比增长29%。与此同时,中关村储能产业技术联盟

去年4月发布的《储能产业研究白皮书2021》预测,2025年中国储能市场规模保守场景下将达3550万千瓦,理想场景下将达5590万千瓦。这意味着,2022年—2025年,储能将保持年均72%以上的复合增长率。

政策利好下,自去年以来,以国家电网、南方电网、国家电投为代表的央企纷纷规划布局储能产业,储能市场加速升温。然而,近年来国内外储能电站爆炸事故频发,不仅制约了储能规模化发展,更加剧了社会公众对储能安全的质疑。

去年4月,北京大红门光储充一体化项目爆炸事故造成重大人员伤亡和财产损失,引发社会高度关注。国家发改委、国家能源局去年8月24日联合发布《电化学储能电站安全管理暂行办法(征求意见稿)》,明确提出加强电化学储能电站安全管理,保障人民群众生命和财产安全,进一步推进我国储能产业健康有序发展。

安全漏洞源自多方面因素

业内普遍认为,目前储能设施不安全

以及技术标准不完善,是导致储能频发各类事故的主要原因。

针对设施安全性问题,全国人大代表、天能控股集团董事长张天任表示,当前各地纷纷出台新能源配套储能政策,部分储能技术操作、产品生产并不规范的企业受政策和补贴吸引进入储能行业,用户难以辨识各种储能技术和产品优劣,往往将价格作为选择储能系统的标准。缺乏安全保障,容易造成储能爆炸等事故,不利于储能产业良性发展。

有业内人士分析称,储能电站发生火灾等事故的过程,涉及储能电站设备选型、系统集成、安装调试、运行维护、设施报废等全寿命周期的每个环节,牵一发而动全身。对此,全国人大代表、乐山太阳能研究院院长姜希猛指出,若其中任何一个电芯出现安全问题,在没有严密安全防护措施的情况下,都可能引起系统的连锁反应,造成爆炸事故。“要保障储能设施安全,避免意外事故发生,就需做好储能电站建设、运行、运维等每个环节的把控。”

姜希猛还表示,国际上一些电化学

储能应用较早的区域,已明确将储能电站电池热失控风险评估作为强制入网标准,但我国目前尚未出台针对储能电站电池系统的安全规范及技术标准要求,仅有部分团体标准提及储能集装箱安全间距和防火要求。

“目前储能电池、储能设备、储能系统集成等方面均缺乏可供依照的技术标准,无形中也加大了储能产业发展的安全风险。”张天任补充说。

储能安全规范和标准亟待制定

“进一步降低储能全生命周期的安全风险,需加快制定出台储能系统安全规范。”张天任表示,储能系统安全是系统工程,建议有关部门关注储能系统的全生命周期风险分析和较低风险的控制方法,加强系统设计安全研发。

在进一步推动建立储能设备制造、建设安装、运行监测等环节的技术标准规范方面,姜希猛呼吁,应集中攻克电化学储能电池、储能设备、储能系统集成、检验及建造的标准体系,提高EMS

能量管理系统的预警、监管、运维策略及机制。具体到储能系统设备的技术层面,他建议,储能系统制造商应具备从电芯、模块、电池簇到集装箱系统的多级安全保障设计,以确保为用户提供安全、可靠的储能产品整机方案。

记者了解到,当前电池本身的热失控以及电池模块和系统的热失控扩散,是导致储能系统发生起火、爆炸等事故的直接原因。针对电化学储能电池系统热失控问题,全国人大代表、格力电器董事长兼总裁董明珠建议,要提高动力电池安全监测标准,如将针刺实验(一种模拟热失控诱因的方法,极为严格有效)等严格的安全测试方法纳入国家强制性标准,并根据技术进步情况及时修改相关标准。

此外,姜希猛还建议,应建立健全储能系统权威、透明、统一的国家或省级安全管理实时监控平台,以信息化手段提升储能系统安全监管实效。“通过大数据、信息化手段对中、大规模的储能系统运行实时监控,实现全国各地区储能信息有效共享,提升储能安全巡查及上网设备运行状态评估能力。”

针对如何保障电力安全可靠供应、继续强化创新引领,助力经济社会发展“稳中求进”,代表委员建言献策——

煤电保供转型齐头并进

■本报记者 赵紫原

“实现‘双碳’离不开煤电长效互保机制”“壮大能源绿色低碳技术及关联产业”“优化煤电营商环境对维护国家能源安全具有重要意义”“加快建设全国统一电力市场,助力能源绿色低碳转型”……在“稳中求进”发展基调下,电力行业代表委员直面煤电转型难题,就煤炭煤电长效互动、煤电清洁低碳改造、煤电如何适应电力市场等问题建言献策。

2021年下半年以来,由于电煤价格持续大幅上涨,煤电企业出现大规模亏损,全行业经营发展面临困难。严峻的保供任务也让能源行业清晰认识到,“十四五”及更长一段时期内,煤电仍将在电力兜底保供方面发挥关键作用。

煤电发电量占比仍达六成

今年政府工作报告明确提出坚持“稳中求进”的工作总基调,呼应2021年中央经济工作会议对今年经济工作“稳字当头、稳中求进”的总体要求。电力行业代表委员的提案议案,由此指向能源电力保供话题。

全国政协委员,中国大唐党组书记、董事长邹磊指出,能源安全不仅是一个国内保障供应的经济问题,也是关乎国际能源供求和可持续发展的战略问题。“基于降碳目标,端牢端好电力这一‘能源饭碗’,给电力行业带来前所未有的机遇和挑战,也赋予了电力行业在立足新发展阶段、贯彻新发展理念、构建新发展格局中更加清晰的定位。”

作为保障电力安全和能源安全的“压舱石”,煤电发电量目前占我国总发电量的比重高达60%。

全国政协委员,中国华能党组书记、董事长舒印彪认为,当前煤电行业落实“双碳”目标,还面临着煤电上下游矛盾、煤电调峰和辅助服务定价机制等方面的问题,需统筹考虑,通过科学有序的改革,逐步加以研究解决。“为更好发挥煤

电兜底保供作用,应加快建立煤炭电力长效互保机制。可建立以5年或10年为周期的煤电长协机制,确保煤炭、电力行业均有合理稳定的利润水平。”

全国政协委员、中国矿业大学(北京)原副校长姜耀东建议,建立上下游产业合作共赢长效机制,鼓励煤炭和发电企业通过资本融合、相互参股、换股、兼并重组等多种形式发展煤电联营。

清洁转型离不开科技支撑

近年来,我国煤电清洁高效发电技术迅猛发展,超超临界发电技术已达到世界先进水平,但煤电二氧化碳排放仍占能源行业排放总量的40%以上。煤电如何从高碳走向低碳、零碳?业内人士认为,关键要在科技自立自强中赢得发展主动权。

国务院去年10月印发的《2030年前碳达峰行动方案》明确提出,严格控制新增煤电项目,新建机组煤耗标准达到国际先进水平,有序淘汰煤电落后产能,加快现役机组节能升级和灵活性改造,积极推进供热改造,推动煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型。国家发改委、国家能源局去年11月印发《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》,提出全国各地在推进煤电机组改造升级工作过程中,需统筹考虑煤电节能降耗改造、供热改造和灵活性改造,实现“三改”联动。

“建议国家加强煤电清洁低碳技术研发。”舒印彪指出,积极发展电热汽水联供技术,提高生物质掺烧、劣质煤发电、垃圾和污泥耦合发电技术水平;加快推进多污染物一体化近零排放等技术创新与工程应用,持续推动煤电向低碳、零碳乃至负碳转变。

全国人大代表,特变电工股份有限公司党委书记、董事长张新表示,“双碳”目标带动新型电力装备发展,传统电力装备

亟需升级。“清洁能源建设需求大幅提升,传统电力装备及再电气化设备等亟需向智能化、绿色化、低碳化升级,以满足新型电力系统建设的需求。”

全国人大代表、山东淄博原山林场发展战略委员会主任孙建博呼吁,深化“双碳时代”下煤电与新能源互补发展,加大对燃煤机组低碳改造的支持力度,支持燃煤机组与新能源发电耦合发展。

借力电力市场保障合理收益

若煤电经营状况得不到明显改善,那么企业的降碳技术研发就将有碍而力不足。相关测算显示,煤电二氧化碳捕集利用与封存全流程成本约400元/吨—500元/吨,生物质能源与碳捕获和储存成本达950元/吨。煤电安装二氧化碳捕集装置后,发电成本将提高0.26元/千瓦时—0.4元/千瓦时,大大超出企业承受范围。

业内人士指出,在清洁转型的趋势下,煤电只有通过“能涨能跌”的电力市场,才能保障其合理收益,并由电量型电源逐步、稳步向调节性电源转变。

舒印彪建议,加速形成合理的电价机制,尽快出台容量电价办法,加快辅助服务市场建设,完善容量成本回收机制,实现各能源品种之间利润的公平分配。“另外,在国家层面加快研究煤电机组延寿政策,出台机组寿命评价和延寿运行管理办法,推动低排放、高效率煤电机组到期继续发挥存量价值。”

代表委员同时建议,应建立充分调动灵活调节资源的市场机制。舒印彪认为,有必要将快速爬坡、备用等纳入辅助服务市场,促进煤电由电量收益向电力调节收益转变。积极推进用户侧参与现货市场,激发用户参与系统调节和保障供需平衡的潜力。另外,应完善需求侧响应价格机制,调动需求侧可调节负荷积极性。

以甲醇为载体用好太阳能

——访全国政协委员、中国科学院院士李灿

■本报记者 朱妍



“根据多方测算,为实现碳达峰碳中和目标,到2030年,我国‘风光’装机有望达到12亿千瓦以上。但更大的挑战在于,快速增长的可再生能源电力如何平稳消纳?”近日,在接受记者采访时,全国政协委员、中国科学院院士李灿说出了他最关心的问题。

基于综合分析对比现有储能技术路线,李灿提出了利用“液态阳光甲醇”规模消纳可再生清洁能源的新思路。

所谓液态阳光,就是利用“风光”等可再生能源电力分解水制绿氢,再通过二氧化碳加绿氢制取甲醇,即以甲醇为载体实现太阳能等清洁能源的储运及利用。

“不同于电,甲醇常温常压下为液体,储运非常方便灵活。”李灿介绍,生产1吨液态阳光甲醇可消纳6000多千瓦时的电,相当于一个生产规模在百万吨级的甲醇合成企业可存储60亿千瓦时电力,储能潜力巨大。“首套千吨级规模化示范工程已在兰州成功完成并通过鉴定,目前正在筹划10万吨级工业化生产项目。”

不仅如此,液态阳光甲醇在规模消纳可再生能源的同时,还可带动其他工业过程的减碳,如替代油气助力交通减排,广泛应用于化工、材料合成等基础工业推动工业绿色制造,以及作为性能优异

的储氢材料破解氢能储运难题。

“氢能虽好,但其体积能量密度低,通常需要使用特殊的高压气瓶储运。哪怕是装十几克氢的高压气瓶也会重达几十公斤。运输距离超过100公里,运氢成本可能翻倍。而使用甲醇作为储运介质,100公斤甲醇经过水汽重整即可释放18.75公斤的氢,运输1吨甲醇相当于可释放187公斤以上的氢,而且用普通车辆常压运输即可,安全性高、经济性好。”李灿强调。

那么,哪些地区适宜发展液态阳光甲醇?李灿告诉记者,许多煤化工产业集中的地区,如陕西榆林、宁夏宁东、内蒙古鄂尔多斯等,长期受到高碳排放困扰,这些地区恰恰“风光”资源很丰富,非常适宜部署液态阳光甲醇合成项目,将不稳定的可再生能源转化为可储存的绿色甲醇,同时兼顾降碳与地方经济发展。

“目前,我国甲醇年产能约9000万吨,若全部用液体阳光甲醇替代,可相应减排二氧化碳1.2亿吨以上。”李灿同时坦言,受当前可再生资源发电价格制约,电解水制氢成本比传统煤制甲醇昂贵。“但随着节能降碳要求越来越高,煤制甲醇成本势必不断增加。而随着技术不断进步,电解水制氢成本持续下降,液态阳光甲醇的经济优势与减碳优势将逐步凸显。”

李灿建议,对于需要消纳可再生能源、解决二氧化碳排放的地区,发展初期可给予电价等方面的支持。对于应用绿色甲醇作为燃料的车辆,也可给予税费减免等政策倾斜支持。对于工业刚性排放二氧化碳的领域,可奖励可再生能源发电指标,以鼓励企业通过液态阳光甲醇路径实现节能降碳目标。