

安全性拷问电池储能产业

业内建议,实行全链条全环节闭环管理,设置安全运行底线

■ 本报记者 苏南

安全性是前提



命验证是个长期过程,有些提供6000次甚至7000次寿命的第三方测试报告难以采信。

除了上述问题外,还存在储能电池关键控制参数更改随意的问题。储能系统运行过程中经常发生电池电压、温度频繁报警等现象,导致系统出现保护性停机,供应商未遵循技术标准要求以及双方技术约定随意更改电池关键控制参数,比如,功率、电压限值、温度限值等,而关键控制参数的随意更改会直接影响电池系统的实际可用容量、安全与寿命。

在官亦标看来,未经标准严格检验的储能电站安全隐患较大。国内外均发生过燃烧事故,如韩国主要采用三元锂电池建设储能电站,1.7%的投运电站发生过燃烧事故,国内投运的三元锂电池和磷酸铁锂电池储能电站也发生过燃烧事故。

此外,在电池管理系统测试中,通常存在测量精度、电磁兼容、耐湿热等性能不达标情况;在储能系统并网测试中,通常存在有功功率调节能力、低电压穿越能力、额定能量及能量效率等性能不达标情况。

储能技术标准未严格有效执行

既然存在上述诸多问题,是否意味着当前电池储能技术路线行不通?

“并非电池储能技术不行,而是没有将技术潜力正确引导出来。”官亦标认为,电池储能经过国家层面大规模示范应用,通过了功能验证,规模化商业应用验证了磷酸铁锂、钛酸锂等电池技术路线的可行性,储能电池国标型式试验结果表明主流产品性能完全能够达到标准要求,部分产品性能远超国标要求。“问题的根源在于储能技术标准未严格有效执行。”

核心阅读

电池储能行业正处在十字路口,向前,全环节严格有效执行标准,储能行业将健康持续发展;向后,不执行标准,储能行业将继续呈现低价低质、“两眼一抹黑”的恶性发展局面;向左,事后执行标准,储能行业将陷入进退两难的境地;向右,事前执行标准,事事后“放水”,则漏洞百出,蝼蚁之穴溃千里之堤。

官亦标所说的技术标准未严格有效执行,其根源是用户对电池技术特性认识不深入、供需双方未充分理解储能电池与动力电池差异、未全环节严格遵循标准要求并传导至产品设计制造。

比如,储能电池与动力电池在应用需求、测试评价方法、关键技术性能、安全要求、标准适用、技术管理模式等方面均存在巨大差异。电力储能应用更关注电池的高安全、长寿命、低成本等,对安全性极度敏感;而电动汽车应用更关注电池的高能量密度、大容量单体、高倍率、宽温度范围等,安全可靠性问题影响有限。在热失控安全性方面,动力电池仅关注系统层级,要求的是逃生时间,而储能电池直接关注电池单体及模块本体层级,要求不起火不爆炸;由于用户主体差异,电动汽车动力电池的应用管理呈现分散的发散式管理,而电力储能电池应用管理属于集中的收敛式管理,动力电池行业的应用管理经验不适用于储能行业,长期以来对电池储能设备的监管没有严格有效地执行储能标准,也没有实现事前、事中、事后全环节闭环管理,这为电池储能电站的安全可靠和高效稳定运行带来巨大隐患。

标准未严格有效执行的另一个原因是,用户及相关方对储能技术标准的理解不全面,片面强调某方面的指标,对标准断章取义、避重就轻,未充分考虑并重视标准中各项参数及各项性能之间的关联性和复杂性。

设置储能电站运行安全底线

解决储能电池安全风险问题,目前主要手段是主动降容降参数使用,虽然这对安全事故和容量衰减可起到一定延缓作用,但是牺牲了实际可用容量和用户权益。那么,如何有效解决储能电池应用痛点?

官亦标提出,强化对电池单体、电池模块热特性的检测评价,从根源上为储能电站的安全运行设置安全底线。例如,安全测试一票否决,从根源上为储能电池规模化应用设置安全准入门槛。

“不限制电池的技术类型和技术特点,任意充放电时长的电池技术体系均可以同

台竞技,在都满足技术标准要求以及用户现场边界条件的前提下,最终通过经济性来竞争。”官亦标认为,电池储能标准中设定了电池单体、电池模块、电池簇、电池系统递进的产品层级,对它们分别进行测试评价既相对独立又互为补充,形成了一个有机整体,便于各相关方充分获取信息,保证各个产品层级的关键控制参数以及性能逐级有效传递,并符合正确的逻辑关系,呈现给用户的信息充足有效、清晰明了,拒绝模糊地带和投机取巧。

另外,由于电池的特殊性,对其质量好坏的评判严重依赖于统一的测试条件以及体系化的实测数据,因此,只有实行全环节的技术管理才能实现对电池质量和安全的有效把控。除了将型式试验报告和性能评价证书作为技术评判依据纳入储能设备采购的事前监管统一要求外,进一步将电池到货抽检和系统并网检测纳入事中监管流程,将系统运行过程中的实际充放电能量和能量效率的运行考核检测纳入事后监管流程,对涉及到电网运行的电网侧、电源侧、用户侧储能设备实行全链条全环节闭环管理,对电池储能设备的质量与安全进行专业权威的全面技术监督检查,才能保障接入电网的储能设备安全可靠地发挥其既定功能和性能,才能引导储能行业走向严格执行储能标准的规范化健康可持续发展之路,对于整个电池储能产业来说,才能从根本上扭转“劣币驱逐良币”的发展态势。

储能接入电网后便成为电网运行的重要主体,无论储能投资运营主体是谁,电网事实上承担着储能设备并网接入的责任,若没有提前形成一整套强制性的质量与安全技术监督管理要求,大量低价低质储能设备的接入将为电网安全生产运行带来巨大的潜在隐患。

官亦标直言:“电池储能行业正处在十字路口,向前,全环节严格有效执行标准,储能行业将健康持续发展;向后,不执行标准,储能行业将继续呈现低价低质、两眼一抹黑的恶性发展局面;向左,事后执行标准,储能行业将陷入进退两难的境地;向右,事前执行标准,事事后‘放水’,则漏洞百出,蝼蚁之穴溃千里之堤。”

时有发生,火灾事故将处于产业“风口”的储能一次次推向舆论的“风口浪尖”。在此背景下,电池安全性已成为储能行业发展面临的瓶颈之一。

对于标准应用刚刚起步,产品质量与安全仍有诸多不完善的储能产业来说,如何才能持续发展?

日前,业内人士接受本报记者采访时指出,我国储能行业正处于发展的十字路口,建议对电化学储能实行全链条全环节闭环管理,严格执行国家标准,促进储能行业持续健康发展。

储能电池质量问题突出

中国电科院电池储能技术检测部主任官亦标近日在“储能百家讲堂”线上交流中表示,除抽水蓄能外,电化学储能项目占比最大,是储能行业发展的主攻方向,其中,锂离子电池储能是发展最快的电化学储能技术。

锂离子电池储能快速发展中不容忽视的问题是,产品质量和安全。“目前,我国投运的未依据储能相关标准进行全环节检验的锂离子电池储能电站在实际可用容量、能量效率、寿命、安全、关键控制参数等方面存在模糊地带。电池性能指标不明确、有效信息不足、信息不对称,甚至信息不真实。”官亦标直言,“从标准认定的角度来说,现阶段所谓的低成本是没有质量和安全的低成本。”

首先,储能电池容量不达标屡见不鲜。在中国电科院开展的试验检测工作实践中,经常会遇到电池容量实测值达不到型式试验认定的额定值的情况,电池容量虚标虚报是普遍现象。

其次,储能电池寿命不达标现象也较为常见。“从系统实际运行寿命角度看,通常供应商承诺系统10年内电池容量保持率不低于80%,但在实际应用中,实际运行设定值远低于承诺的额定值,造成的客观事实是额定条件下的寿命难以达标。”官亦标表示,从电池单体寿命试验角度看,以通常承诺的按动力电池测试方法可循环4000次的电池为例,按照储能电池标准测试实际只能达到2000次左右。寿

新能源高比例发展激活抽水蓄能应用

■ 本报记者 路野

核心阅读

抽水蓄能电站作为新能源供给体系的重要组成部分,尤其在高比例可再生能源的电力系统中,其平抑风光波动性、反调峰特性的优势愈发凸显。

“当前,以风电和光伏为代表的可再生能源高比例持续发展,为抽水蓄能发挥调峰调频价值带来巨大空间。”在日前举办的“2020新能源+抽水蓄能高质量国际合作视频研讨会”上,中国新能源海外发展联盟副理事长兼秘书长张世国表示,抽水蓄能是迄今为止部署最多的储能方式,也是目前最具规模性和经济性的电能贮存形式,是解决电网调峰调频及事故备用的最成熟工具。

与会专家预测,2020年底我国抽水蓄能运行容量将达到4000万千瓦,这将为清洁能源消纳、保障系统安全稳定运行发挥极大的促进作用。

新能源规模化并网凸显抽蓄价值

“21世纪初以来,随着新能源的快速发展,抽水蓄能电站因其灵活调节特性成为了保障风电、太阳能等新能源发电的重要保障,抽水蓄能电站的规划建设又一次进入各国决策者视野。”国网新源控股有限公司科技环保处处长、高级经济师衣传宝表示,抽水蓄能电站作为新能源供给体系的重要组成部分,尤其在高比例可再生能源的电力系统中,其平抑风光波动性、反调峰特性的优势愈发凸显。衣传宝认为,抽水蓄能电站作为一个

中间存储系统,通常被用作电力辅助服务,以维持电网的稳定性。在新能源发电日益增多的当下,抽水蓄能的意义愈发重大。一是解决电力系统日益突出的调峰问题;二是发挥调压调相作用,保证电网电压稳定;三是发挥事故备用作用;此外,抽水蓄能电站还具有黑启动、系统特殊负荷等功能。

“抽水蓄能电站是目前最具经济性的大规模储能设施,是运行灵活、反应快速的特殊电源,做好抽水蓄能电站建设管理和运行调度有利于电力系统安全稳定运行,有利于更好地利用清洁能源,有利于提升电力系统综合效益,促进弃水弃风弃光问题的有效缓解。”衣传宝说。

我国抽水蓄能占比仍然较低

“针对新能源大规模快速发展出现的消纳问题,‘新能源+储能’成为重要的解决方案。抽水蓄能是目前应用最成熟、规模最大且较为经济的储能技术。”西安西电开关电气有限公司副总经理白世军表示,基于国家电力体制历史沿革,着眼于能源产业全局和长远发展趋势,目前由电网企业承担抽水蓄能开发的主要任务。抽水蓄能当前的开发格局促进了抽水蓄能的健康有序发展,防止了无序开发。

按照我国“十三五”能源发展规划,“十三五”期间新开工抽水蓄能6000万千瓦,到2025年达到9000万千瓦左右。

据白世军介绍,目前,全国运行抽水蓄能电站31座,2999万千瓦,在建抽蓄装机4545万千瓦。考虑在建抽水蓄能电站投产进度,预计2025年抽水蓄能装机规模约6500万-7000万千瓦。

“现阶段,我国抽蓄电站装机比例与发达国家相比存在较大差距,日本在役抽蓄装机占总电源装机的比重最高,达到8.5%,其次为意大利、西班牙、德国、法国,比重为3.5%-6.6%之间。我国在新能源装机快速发展的情况下,2018年底抽蓄电站装机占比仅为1.6%。业内普遍认为我国抽水蓄能的合理比例应保持在电力总装机容量10%以上。”白世军强调。

建立多元化市场化投资机制

据介绍,抽水蓄能电站具有建设周期长、投资规模大、工程难度高的突出特点,属于资本密集型的大型基础设施工程投资项目,每千瓦成本约7000元。

“通常自项目核准开工起至全部机组投产,需7-8年左右时间。当前120万千瓦抽水蓄能电站投资规模约在70亿元左右,工程建设涉及大量高难度大规模地下洞室工程施工和大量复杂发



电装备制造安装。”据白世军介绍,此举可直接间接拉动设计咨询、工程施工、工程机械、建筑材料、设备制造、工程劳务等多个上下游产业。同时,可显著拉动地方GDP增长,增加地方税收,活跃地方消费市场。

针对抽水蓄能电站的投资与盈利模式,白世军坦言,过去,由于抽蓄电站主要服务于电网安全稳定运行,由电网企业负责开发,抽蓄电站的盈利与整个电网运营利润进行捆绑式计算,因此其他企业建设抽蓄电站的积极性并不高。现在,抽蓄电站以电网经营企业独资或控股投资建设为主,逐步建立引入社会资本的市场化投资体制机制。“在具备条件的地区,鼓励采用招标、市场竞价等方式确定抽蓄电站项目业主,未来一段时期必将更加有序推进抽蓄电站投资和市场开放,吸引更多社会资本和各类市场主体参与能源互联网建设和价值挖掘。”

财政部明确可再生能源电价补贴预算

本报讯 日前,财政部发布《关于下达可再生能源电价附加补助资金预算的通知》,公布了2020年可再生能源电价附加补助资金的预算安排、资金申请情况以及资金拨付原则和办法。

按6月17日财政部公布的情况,2020年可再生能源电价附加收入预算883.52亿元,加上2019年结转收入40.03亿元,2020年可安排的可再生能源电价附加资金预算为923.55亿元。

根据截至2019年年底前七批累计拖欠补贴,加上2020年预计新增补贴需求,测算得出2020年年底补贴总需求为3000亿元左右,其中风电约为1550亿元,光伏约为1250亿元,剩余为生物质和独立系统等项目的补贴。

据悉,按照文件,优先足额拨付光伏扶贫项目,50kW及以下自然人分布式项目、公共可再生能源独立系统、2019年采取竞价方式确定的光伏项目以及2020年采取“以收定支”原则确定的新增项目。根据项目规模以及简单边界条件测算,这部分资金总规模约为209亿元。

另外,新的办法对光伏领跑者项目优先保障拨付至项目累计拖欠补贴资金的50%。初步测算,截至2020年底,领跑者项目累计补贴需求共约67亿元,优先保障支付50%,约为33.5亿元。除优先兑付的项目外,其他发电项目,不分年份和批次,统一按照等比例进行拨付。(陈东升)

青海 建设全国重要新型能源产业基地

本报讯 青海省政府近日发布了《贯彻落实<中共中央国务院关于新时代推进西部大开发形成新格局的指导意见>的若干措施》,提出在打赢三大攻坚战的同时,推动国家清洁能源示范省等“四个示范省”建设。

针对如何创建国家清洁能源示范省,《措施》提出明确要求,在加快建成海南、海西两个千万千瓦级可再生能源基地的基础上,再着力打造两个千万千瓦级可再生能源基地。优化开发水能资源,打造黄河上游水电基地。推进共和、德令哈、乌图美仁光伏光热和西宁东川工业园光热产业园建设,适时开发木格滩地区光伏光热资源。有序推进冷湖茫崖风电走廊建设。全力推动抽水蓄能电站建设。加快推进“青电入豫”和海西至中东部特高压直流外送工程建设。建设全国重要的新型能源产业基地。(白雪)

新疆 上半年消纳清洁能源366亿千瓦时

本报讯 7月7日获悉,新疆电网上半年消纳清洁能源电量366亿千瓦时,同比增长1.3%。其中,外送电量121亿千瓦时,疆内消纳245亿千瓦时。

今年,新疆电力全力做好清洁能源发电并网服务,补强750千伏骨干网架,加快推进电能替代和疆电外送,全力促进清洁能源电量消纳。

据介绍,按照2019年各类清洁能源发电项目平均利用小时数计算,今年新疆清洁能源发电量可达790亿千瓦时,相当于减少使用2528万吨标准煤,减排二氧化碳6825.6万吨、二氧化硫21.49万吨,能有效助力新疆及中东部地区部分省份节能减排。(武明文)

陕西 靖边吉山梁风电场改接方案通过评审

本报讯 7月6日,国网陕西经研院完成吉山梁风电场改接吉山梁330千伏升压站方案评审,为满足当地新能源发展需求,促进榆林靖边地区新能源接入方式优化调整和安全运行提供了坚强保障。

吉山梁风电场位于靖边县东坑镇西南部10千米的吉山梁区域,周边有吉山梁330千伏升压站(吉山梁汇集站)以及王渠则风电场。据了解,目前统万330千伏变电站所接新能源装机容量达1500兆瓦,在部分时段存在新能源弃电现象,影响了吉山梁周边新能源消纳。本次接入吉山梁330千伏升压站后,将有效降低周边已建新能源场站弃电率,缓解统万变电站运行压力,对促进当地新能源持续发展,推进陕西新能源建设及高质量发展具有重要意义。

下一步,国网陕西经研院将持续推进电网规划与新能源建设衔接,着力从电源、电网、用户侧与新技术等方面持续开展研究工作,为新能源接入送出创造条件,为陕西新能源与电网、常规电源协调、有序、科学发展提供坚强技术服务。(栗莎 王明)