

# 莫让储能成为“新路条”

■ 王康

11月8日,中电联在2022年年会上发布了《新能源储能运行情况调研报告》(以下简称《报告》)。(报告)分析了我国储能的应用、配置及运行情况,总结了新能源储能面临的问题,提出了相关改善建议。《报告》填补了储能实际运行效果数据的空白,揭示了储能行业当前的发展现状,引发行业深度思考。笔者认为,新能源储能日渐成为新能源发展的“新路条”,扭曲了储能发展的真实目的,也成为储能利用率低的重要原因。

## 新能源企业主动配置储能的积极性普遍不高

新型储能对于提升电力系统灵活性和促进新能源消纳具有重要作用,是建设新型电力系统的关键支撑。近年来,新型储能一直受到资本追捧,整个行业呈现出高速增长的繁荣景象,但其盈利模式、技术标准、安全问题也广受关注。储能发展的现状到底怎样?既有项目在电力系统中是否发挥出预期效果?这些一直是大家关心的问题,但始终难以获得让人信服的答案。一方面是大刀发展储能产业的集体狂欢,但另一方面又是对储能运行效果的回避,这就成了新型储能行业发展过程中的吊诡现象。

该现象也引起了能源主管部门的重视,主管部门陆续出台文件加强对新型储能的规范管理。2021年9月,国家能源局发布《关于印发<新型储能项目管理规范(暂行)>的通知》,对新型储能的规划、备案、建设、并网运行和监测进行规范。针对既有新型储能运行状况缺少基础数据的既有,提出由能源主管部门建设全国新型储能管理平台,实现全国新型储能项目信息化管理,将新型储能项目的建设、运行实际情况作为制定产业政策、完善行业规范和标准体系的重要依据。

2022年4月,国家发改委价格成本调查中心发布《完善储能成本补偿机制》,切中储能发展问题要害。文章指出:储能技术成熟度和实用性有待提高,部分地区将配套储能作为新建新能源发电项目的前置条件,但如何参与电网调度不明确,而且电源侧储能参与辅助服务市场条件不成熟,相关政策落地执行效果欠佳,部分配套储能利用率较低,新能源企业主动投资积极性普遍不高。

## 电化学储能项目实际运行效果较差

此次中电联发布的《报告》填补了对储能实际运行效果研究的空白,揭示了行业发展的真相,具有重大参考价值。根据《报告》内容做如下总结:

首先,在储能装机与场景配置方面,截至2021年底,全国新型储能装机626.8万千瓦,同比增长56.4%;新型储能中90%为电化学储能。电源侧、用户侧、电网侧储能装机占比分别为49.7%、27.4%和22.9%,



电源侧储能接近装机的一半。调研结果显示,不同应用场景下储能项目的配置时长差异较大,新能源侧配置平均时长为1.6小时,火电厂配置储能时长为0.6小时,电网侧储能平均为2.3小时。

其次,在新型储能运行情况方面,调研的电化学储能项目实际运行效果较差,平均等效利用系数仅12.2%。其中,新能源侧储能利用系数仅为6.1%,火电厂配储能为15.3%,电网侧储能为14.8%,用户侧储能为28.3%。相比较而言,新能源侧储能利用系数最低,其运行策略最多仅做到弃电期间一天内一充一放,整体调用情况较差。

再次,规划建设目标较大。各地区积极推动新型储能发展,截至目前,全国已有近30个省份出台了“十四五”新型储能规划或新能源配置储能文件,规划的新型储能发展目标已超6000万千瓦,是国家能源局《关于加快推动新型储能发展的指导意见》中所确定目标的两倍。“新能源+储能”成为各个省份重点支持的方向。

尽管各界对新型储能运行效果不佳已有预期,但《报告》展现的新型储能行业真相,仍让人感到失望。新能源不断肩负强制配储能的压力,整个行业也绞尽脑汁创新商业模式,但新型储能运行效果方面交出的答卷却可谓惨淡。当然,储能发挥应有效果受到各项外部条件的限制,如健全的成本疏导机制、配套的市场环境、必要的政策支持等,但政策制定者对于确定支持新型储能的力度以及方式,前提条件恰恰是新型储能在一定程度上能够自证其能。于是,使储能发挥应有效果和出台支持政策又成为一对“先有鸡还是先有蛋”的矛盾。

## 新能源强制配储能弊端显现

储能发展确实存在诸多问题,考虑到新型储能的多条技术路线和多个应用场景,与成本、技术、安全、商业模式、调度关系交织在一起,恰是一团乱麻。确立各类储能在构建新型电力系统中的功能定位和作用价值,以此为基础厘清储能发展逻辑,并出台相关支持政策以及价格传导机制,才能引导储能产业进入快速发展的正轨。

毋庸讳言,当前新型储能利用率低,

特别是新能源侧储能利用率问题更加明显,其中原因之一在于地方政策的导向问题。发展新型储能的根本目的是为了在运行过程中发挥其调节作用,以提升新能源的消纳能力,同时为电力系统提供容量支撑、事故备用等能力。所以,设计盈利模式和出台支持政策应当以运行效果为依据。而现有新能源强配储能的政策将新型储能配置作为并网的门槛,却未形成对其运行效果的监督和考核,从而使配置储能运行效果发挥不足,造成资源浪费。

当前新能源强配储能带来的并网容量和运行效果相分离的情况,使储能成为新能源开发的“新路条”。为了获得新能源的开发权,新能源投资方不得不将更多的配套储能项目纳入规划,但很多企业对于储能的实际建设、投产存在观望态度。这明显扭曲了发展新型储能的初衷,营造了新型储能的虚假繁荣,误导了储能行业的发展,也限制了技术的提升和运行体系的完善。

## 多措并举扭转新型储能发展不利现状

从新型电力系统的需求来看,新型储能有望成为新能源之外的另一个万亿级市场,但前提是扭转当前不利现状,使之走上一条行之有效的道路。建议从以下几方面着手:

一要以运行规则和市场机制促进新能源配置新型储能。新能源配置一定比例的新型储能,提升其并网友好性,原则上是成立的。但推动力绝非“一刀切”式的强制配置,而应该设置合理的运行规则和市场机制以促进其自主采用最优经济手段配置储能。具体而言:

一方面,要落实电力运行“两个细则”中关于新能源的并网运行要求。随着新能源占比越来越大,给电力系统运行带来众多挑战,压实新能源并网运行基础责任已非常必要,当前各区域电网都在编制新版“两个细则”,以对新能源功率预测、波动控制、调节能力等方面提出要求,从而实现对电网与新能源的协调运行。尽管对于新能源来说,提升其调节能力是一个“冷酷”的新话题,但要让电网运行中的“法外之地”越来越少,这是必须要走的一条道路。

该方式与“一刀切”配储能的方式迥异,是从电力系统整体最优的目标出发,制定适应新能源运行的各项规则,促使或者“迫使”新能源自己决策,通过最经济的手段满足电网运行要求,配置一定比例的新型储能来提升频率、功率控制等能力。通过该方式能促进新能源配储能的合理有效发展,也可降低新能源发展成本。

另一方面,要继续健全现货市场和辅助服务市场。现货市场和辅助服务市场反映的是电力系统调节能力的稀缺性,健全现货市场和辅助服务市场,能够在“两个细则”促使新能源配置新型储能的同时,对配置的储能形成一定的成本回收机制(需要指出的是,由于储能成本过高,该方式当前也仅能部分回收储能成本),能在一定程度上提高新能源配置储能的主动性。

上述并网运行规则和市场机制能够并行不悖,都以新型储能的实际运行效果为监管或付费依据,能有效促进储能技术的改进和运行效果的发挥。新能源配置的储能不必独立运行,而是与新能源进行一体化运行,对电网来说,储能的调节效益都体现在新能源场站并网的参数上,不会增加运行和结算的复杂度。

二要实现电网侧储能规模化、标准化发展。如果说新能源配置储能是为了提升新能源对电网运行和电力市场的适应性,是基于运行规则和交易机制的自主行为。那么相对应的电网侧储能则主要是为了满足电力系统整体调节灵活性和供电充裕度要求,以及作为紧急事故备用的安全屏障,同时起到电网替代性投资的效果,跟抽水蓄能一样具有较强的公共属性。

电网侧储能要肩负起电力系统安全屏障的作用,需要向大规模、中长期、耐受能力强和安全性能高的方向发展,而当前新型储能的技术经济性仍难以满足要求。首先,以锂电池为主的新型储能安全性能较差,近年来电化学储能事故频发,难以被安全至上的电网企业所接受。其次,以逆变器并网的新型储能能否承受电网频率、电压不断波动的运行工况,保证事故状态下不脱网,欠缺足够的运行数据支撑。同时,新型储能成本仍很高,近两年随着原材料价格的快速上涨,新型储能成本不降反升,度电成本约为抽水蓄能的2.5-3倍。在高比例新能源的电力系统中,要配置中长期周期的储能装置,必然带来系统成本的快速上升。

电网侧储能要取得长远发展,仍需要有一个示范阶段,通过示范工程建设,逐步建立统一规划、标准化设计、规范化建设、统一调度运行和监督的管理体系。在电价机制方面,示范阶段探索形成与抽水蓄能差异化的两部制电价机制,以促进新型储能在规范化发展的前提下,实现技术水平、安全性能的迭代更新以及系统成本的持续下降,从而使新型储能满足基本技术经济条件,为储能的腾飞打下良好基础。

(作者系中国碳中和五十人论坛特邀研究员,本文转自碳中和五十人论坛,原文有删改)

■ 蒲天龙 胡悦芝

云计算产业是一种通过网络统一组织和灵活调用各种网络存储和计算资源,以实现大规模计算与信息处理的经济活动系统。当前,云计算产业的发展规模与相关资源投入呈急剧增长趋势,其相关应用也从互联网行业向政务、金融、工业、医疗等传统行业加速渗透。云计算在促进社会数字化转型、带动经济发展的同时,也带来相当规模的能源消耗和二氧化碳排放。若不出台有效的减排措施,预计到2040年,我国云计算产业将产生近5亿吨的二氧化碳排放,相当于泰国2020年全国碳排放总量的2倍。

我国云计算产业的节能减排工作主要面临数据中心电源使用效率偏高、全行业用能结构“绿度”不足、市场化减排手段不够等挑战。数据中心是云计算产业的关键基础设施,其过高的电源使用效率(PUE)是制约碳排放的最大障碍。PUE值表征了数据中心消耗的所有能源与IT负载消耗的能源之比,其值越接近于1,说明数据中心越节能。受服务器、网络设备、存储设备等制约和制冷系统约束,我国仅有少数数据中心的PUE值可达到1.3的水平(即1.3瓦电能消耗中,1瓦用于IT设备的负荷,0.3瓦用于制冷、配电等辅助设施负荷),大多数数据中心的非IT设备能耗仍居高不下。

云计算行业用能结构以化石能源为主,高稳定性可再生能源的大比例使用尚需时日。相比于传统能源,光伏、风电等可再生能源虽然更为低碳,但往往具有不稳定性、间歇性和随时变化的特点,一旦使用故障可能对云计算平台及相关软硬件等形成重大冲击。因此,在可再生能源供电稳定性尚未得到充分保障的前提下,包括云计算数据中心在内的基础设施、产业上下游企业等仍然不能完全脱离稳定性较好的煤炭、天然气等传统能源的支持。

在政府的引导下,部分云计算企业已开始有意识地自主推行一些碳减排行动计划,但规范化的、统一性的市场化手段仍显不够。云计算的产业链条长,产业关联紧密,是能源、碳排放相对密集的产业,需要全方位的市场化措施来鼓励和促进碳减排。北京、上海、广州等地出台了一些地方性市场化政策,但未能像电力产业那样纳入全国碳排放交易系统或参与绿证制度,较难通过市场化的成本调节等方式带动云计算企业转型升级。特别是随着云计算基础设施的更高复杂化和相关厂商竞争的激烈化,更需要多种赋能产业碳减排的数字化手段的介入。

为助力碳达峰碳中和目标的实现,云计算产业需要针对现有挑战精打细算减碳、多措并举节能,为社会经济绿色发展提供数字化引擎和强大动力。

一是规模上以大代小,提高数据中心的计算资源密度,合理调整分布式和集中式项目的比例。大型云计算数据中心往往可以利用先进的架构设计来提升制冷系统和能源供应系统的灵活性、适应性,尽可能减少能源丢失和消耗。因此,统筹协调分布式计算需求和集约式算力效率,通过将分散的分布式数据中心的计算资源聚集到更大规模的集中式云数据中心,可以更有效地管理电力容量、优化冷却设施,提高服务器利用率,从而提高IT资源的利用能效比,减少云计算产业核心基础设施的碳排放。

二是布局上以广代窄,推进企业用能结构调整,打造高韧性电力供应系统。要在更广范围内提高可再生能源比例,合理布局光伏、风电、水电等清洁能源,加快构建清洁低碳安全高效的能源体系。同时,使用柔性电子技术实现多种能源、多元负荷和储能即插即用,统筹打造“源-网-荷-储”一体化新型电力系统。既促进新能源主动消纳和多能互补发展,满足云计算绿色用能需求,又提高电力系统韧性,为云计算企业提供稳定的能源保障。

三是技术上以新代旧,加强减碳技术创新力度,推广各环节减碳技术的应用。一方面,云计算企业要积极推动新一代信息技术完成数字化、智能化升级改造,尤其要支持减碳技术创新,提升产业的绿色发展水平。另一方面,促进云计算企业低碳运作技术研发和先进基础设施推广应用,树立头部云计算厂商的低碳标杆效应,引领云计算产业绿色高质量发展。

四是产业上以合代分,建立产业链协同减排机制,完善一体化减排配套措施。用户产生的海量数据在传输、处理和存储过程中涉及到云计算产业的上下游部门,建立面向用户的高效节能体系和协同减排机制至关重要。应支持产业链上下游联合实施各类减碳技术的突破,完善与之配套的市场机制、商业模式,做到技术与政策的有机结合,实现经济效益和环境保护的有机统一。

(两位作者均系北京市习近平新时代中国特色社会主义思想研究中心特约研究员)

# 碳减排:云计算也要「精打细算」

# 建设新型县域电网 确保电力安全可靠供应

■ 孔繁钢

## 建设新型县域电网迫在眉睫

县域电网是我国电力系统的重要组成部分。它不仅承担着我国农村电力保障和占我国70%以上的供电任务,还承担着70%以上各类分布式可再生清洁能源的消纳,是实现乡村振兴和共同富裕、实现“双碳”目标的重要载体。

随着我国碳达峰碳中和目标、共同富裕和乡村振兴战略的全面实施,承担广大农村电力服务、消纳各类分布式清洁能源主体的县域电网将迎来新时代新的历史使命和重任。近年来,国家先后推出了“金太阳”、“光伏扶贫”、“整县光伏”等可再生能源项目。我国分布式光伏发电具有点多面广、集群式发展的特点,容易出现局部地区分布式光伏发电并网占比偏高的情况,有些地区的局部配电网甚至出现电压不稳、保护失灵、谐波超标等安全隐患。

“十四五”期间我国将新增1-1.2亿千瓦分布式光伏发电,1500-3000万千瓦储能接入县配电网,配电网由“源随荷动”发展为“源网荷储”联动。县配电网对集中式、分布式资源的安全运行调度控制面临巨大挑战:其一,高比例分布式光伏发电的不确定性会导致就地消纳困难,县配电网将出现功率反送和反向过载现象,严重影响配电网的安全运行;其二,目前接入中压电网的光伏电站仅实现了监测,而大规模光伏开发后,在10千伏和380伏的接入容量、接入数量将大幅增加,需要解决可观测下的可控问题,同时提高高比例分布式发电的单一并网运行模式给电网电能质量带来较大冲击与安全隐患;其三,现有调控理论依赖分布式资源的精确模型,实

际应用困难,亟需开展高比例清洁能源县配电网安全稳定运行调度控制能力提升关键技术攻关,突破高比例清洁能源大规模接入县配电网后带来的系统平衡调节和安全稳定控制难题。

## 新型县域电网建设不可“一刀切”

解决上述问题,在实现高比例可再生清洁能源消纳的同时,要确保电网的安全可靠运行,需要加快推进新型县配电网的发展。为此,提出以下几点思考和建议:

一是对建设新型县配电网重要性的认识需要加强。县配电网承载着我国县配广大电力用户保供和清洁能源消纳的重要任务,是我国新型电力系统的重要组成部分。随着新能源和电力负荷的发展及电网形态的变化,县配电网的电力生产结构、技术基础和控制模式均发生了深刻变化,电网管理规模和管理难度越来越大,传统认知中的辐射式供电模式、单一供电服务模式已难以适应当前要求。在此背景下,需要统一思想,高度重视县配电网当前面临的严峻形势,加强技术创新和研发开发,加快县配电网数字化转型,提高新能源接入和负荷特性变化下的县配电网安全运行和服务保障能力。

二是新型县配电网发展需要政策支持。县配电网经历的农村电气化、农网改造和农网升级三个阶段分别是在国家农村电气化示范、“两改一同价”和新一轮农网改造的政策支持下才得以推进,县配电网的发展始终离不开党和国家的关心。对于新型县配电网发展,国家在相关文件中明确了方向,但在具体实施过程中仍缺少具体的政策支持。同时,现行输配电价体系以有效投资为基础,县配电网的创新发展和新能

源接入等保障性投入在成本测算时合理收益受限,受制于电力市场、农村负荷需求和农村电网定位,县配电网整体利润率相对较低,投资能力有限,导致县配电网投资和创新内驱力不足,需要国家给与相关政策支持。

三是因地制宜发展新型县配电网,不搞“一刀切”。我国东中西部新型县配电网发展差异大,浙江、江苏等东部地区县配经济相对发达,负荷水平较高,新能源的就地消纳水平高,新型县配电网建设偏向于源网荷储的协同控制,实现清洁能源的高效消纳和利用;而中西部地区虽有新能源集群式、规模化接入,但电力负荷较小,新能源消纳困难,新型县配电网建设偏向于如何减少新能源对电网的冲击,电网转型发展需求更为迫切。新型县配电网建设需要制定差异化的实施策略和方案,切实提升县配电网发展质量。

四是新型县配电网建设需要突破旧体制的藩篱。新型县配电网对电网结构、数字化转型和管理模式均提出了较高的要求,传统的电网管理体制和管理制度面临新的挑战。要进一步重视电网企业的管理创新,改革不适应数字化时代的传统企业管理制度,突破旧体制的各种藩篱,建立新型高效融合的企业内部管理体系。要重视建设数字化企业电力员工队伍,激发企业技术、管理人员主动适应电网转型发展要求的积极性,进一步深化改革和制度创新,高效推动新型县配电网发展。

五是加快建立政府主导、多方协同的新型县配电网建设机制。新型县配电网的有序推进是支撑县域经济发展、促进乡村振兴、实现“双碳”目标和共同富裕的重要环节,应加快打通各行业、各部门之间的壁垒,建立以政府为主导,电网企业、各类电网新型主体(如新能源企业、增量配电

网企业、各类微电网、虚拟电厂等)等社会各方协同参与的新型县配电网建设机制。同时,持续加大对中西部县配电网的投资和政策支持力度。

六是加快建立差异化的新型县配电网建设策略和实施标准。政府管理部门和国家电网、南方电网等企业要加强顶层设计,充分考虑我国东、中、西部经济社会发展需要和源网荷储特性,研究出台满足差异化发展需求的新型县配电网建设策略。同时,及时出台电网结构、设备装备、数字赋能和企业管理等相关技术标准和管理规定,为新型县配电网转型发展理顺方向和路径。

七是加快研发和应用适用于新型县配电网的新技术新装备。充分考虑县配电网的地域特性、源荷关系和投资能力,鼓励科研机构、院校和企业积极开展适用于县配电网的电网装备、采集控制装置和数据平台研发,优化设备、装置和平台的功能配置,满足新型县配电网对廉价、成熟、可靠的技术装备的需求。

八是加快推进和完善电力体制改革和市场机制创新。新形势下的新型县配电网必然包含各类可再生能源企业、增量配电网企业、微电网、虚拟电厂等新成员,也包括各类用能企业。要通过新型县配电网的发展,促进各类新主体在县配电网中发挥应有的作用,需要进一步完善电力体制改革和新的市场机制的创立。电力市场化改革的各项制度落地为多元市场主体提供了大平台,社会各方应继续探索完善电力体制改革新方式,健全电价政策机制,引导更多社会资本进入新型县配电网发展领域,进而形成自我发展的良性机制。

(作者系中国电机工程学会农村电气化专委会副主任委员、浙江省电力公司原副总经理)