

安全长时储能是新能源大规模并网的关键支撑

——访中国科学院院士、南方科技大学碳中和能源研究院院长赵天寿

■本报记者 苏南

国家能源局近日印发的《2025年能源工作指导意见》提到,强化新型储能等技术,特别是长时储能技术创新攻关和前瞻性布局。在政策的有力引导与市场的强劲驱动双重作用下,储能行业正迎来前所未有的发展机遇,长时储能有望成为未来竞争的主战场。那么,我国长时储能的发展现状究竟如何?何种长时储能技术将脱颖而出,占据优势地位?未来我们又将面临哪些挑战,需突破哪些发展瓶颈?带着这一系列问题,《中国能源报》记者专访了燃料电池、液流电池及新型储能技术研究领域深耕二十余载的中国科学院院士、南方科技大学碳中和能源研究院院长赵天寿。

◆ 新能源并网亟须长时储能

随着中国风电、光伏装机容量突破煤电且成本持续下降,可再生能源占比的快速提升却面临“出力随机性”的天然短板。赵天寿指出,当前中国弃风弃光现象与电力紧缺矛盾并存,根源在于缺乏能够长时间平抑能量波动的储能技术。“风光电的不可控



性直接影响并网比例,仅靠短时储能难以支撑新能源对化石能源的规模化替代。”

赵天寿强调,长时储能技术通常指在额定功率下持续放电时间超过4小时,其已成为构建新型电力系统的必备技术,需在发电侧、电网侧及用户侧全面布局。在发电侧,长时储能可保障风光并网稳定性,避免因天气波动导致的供电中断;对煤电深度调峰和核电参与负荷调节而言,长时

储能技术亦不可或缺。电网侧,其核心功能是削峰填谷,提升跨区域输电通道利用率。以中国新建的多条风光外送通道为例,其低谷时段常常超过4小时,需长时储能实现能量跨时段转移。用户侧,工商业电价谷段连续且时长超过4小时,长时储能可通过峰谷套利降低用电成本。

“全球范围内已凝聚起发展长时储能的广泛共识。”赵天寿指出,美国、英国以及欧盟等众多国家和地区,纷纷将长时储能技术纳入战略发展的关键方向。然而,当前的储能技术仍存在一些局限性:抽水蓄能技术成熟,储能时间长,但需要特定地理条件;压缩空气储能技术储能时间长,已进入示范阶段,效率在持续提升中;而锂离子电池装机灵活,适合中短时储能。特别是在大规模储能的应用场景中,储能技术必须同时满足安全可靠、经济可行以及资源可及性这三大要求。

◆ 液流电池或成长时储能“潜力股”

在众多长时储能技术路线中,赵天寿认为,液流电池具有本征安全、时长灵活、

寿命长等优势,未来发展潜力巨大。

赵天寿表示,“液流电池以水系电解液为能量载体,通过液态活性物质的氧化还原反应实现储能,其功率与容量解耦设计,电堆决定功率,电解液储量决定容量。这赋予液流电池三大优势:本征安全、时长灵活、循环寿命长。”

赵天寿认为,液流电池虽然技术优势很明显,但成本问题一直是个“拦路虎”,阻碍了它大规模推广。以全钒液流电池为例,成本主要来自电解液和电堆两部分,要想降低成本,就得从这两方面一起发力。

“一方面,要提高电堆的电流密度,这样就能少用材料。”赵天寿解释说,通过把电化学、工程热物理和材料科学等多门学科结合研究,能让电堆的电流密度比传统设计高出近一倍。目前产品级电堆的国内最高水平可以做到400mA/cm²,电堆材料用量降低,成本下降。

赵天寿指出,另一方面,要提高电解液的利用率。如果电解液利用率不高,不仅会浪费钒资源,还会让运行成本增加。通过设计出更高效的流道结构,电解液利用率可提高到80%以上,进一步降低成本。

随着液流电池产能不断扩大,产业链上下游协同合作越来越紧密。赵天寿预测,未来五年内,液流电池成本将大幅下降,成为理想的长时储能技术之一。

◆ 行业应聚焦长时储能技术攻关

在探讨长时储能行业的发展前景时,赵天寿建议,行业同仁应当齐心协力,集中攻克长时储能技术的难题,推动产学研用各界的深度融合。我国在光伏、风电领域已走在世界前列,储能技术的重大突破指日可待。

在新能源装机比重不断攀升的今天,兼具安全性、灵活性和长寿命的长时储能技术,有望成为新型电力系统的关键支撑。

为实现长时储能技术的广泛应用,赵天寿提出三点建议:首先,加大技术研发力度,重点突破电解液利用率、电堆电流密度等关键技术瓶颈;其次,完善产业链布局,借助政策引导和市场机制,推动长时储能产业链上下游的协同发展,降低生产成本;最后,持续优化政策支持和市场机制,建议政府出台针对液流电池等长时储能技术的支持政策,助力其商业化进程。

容量补偿点燃市场热情，储能如何摆脱“成本困境”

■本报记者 卢奇秀

近日,内蒙古自治区能源局发布《关于加快新型储能建设的通知》(以下简称《通知》),提出对纳入自治区独立新型储能电站规划的独立新型储能电站向公用电网的放电量执行补偿,补偿标准一年一定,2025年度补偿标准为0.35元/千瓦时,执行时间为10年。

内蒙古自治区能源局相关人士介绍,在2025年6月底前开工并在年底前投产的新型储能电站放电量补偿标准为0.35元/千瓦时。容量补偿创全国两个第一:补偿标准最高、补偿时间最长,完整覆盖电化学储能电站运行周期,能够减轻企业负担,提高投资回报率,提高项目业主单位建设积极性。同时激励社会资本落地建设独立新型储能电站。

该政策的出台极大地提振了储能行业发展信心。尤其是在国家发改委、国家能源局联合印发《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》(136号文)叫停新能源强制配储后,市场对储能项目出现观望或延迟投资的背景下,内蒙古及时出台《通知》,解决了固定资产投资风险问题,确保项目收益预期,为后续储能产业发展提供路径方案。

◆ 储能发展有“真需求”

内蒙古新能源资源得天独厚,风能和太阳能资源分别占全国开发总量的57%和21%。近年来,内蒙古新能源总装机、新增装机、发电量均居全国第一,配建储能是增强电网稳定性、促进新能源有序上网、推动其在更大范围消纳的重要保障。

“今年内蒙古力争新增新能源并网装机4000万千瓦,亟须新型储能平抑新能源波动、提升消纳能力、增强并网性能。储能有真需求,且需求量较大。”业内人士称,“136号文”叫停新能源强制配储后,业内有待重建新的决策模型。“内蒙古及时出台容量补偿政策,在关键时刻很好地回答了储能产业后续发展的关键问题,相关厂家、投资方蜂拥而至,投资问询,市场反应热烈。”

“136号文”叫停新能源强制配储,短期必然对储能市场造成冲击。对市场新增主力的独立储能而言,新能源发电企业为了满足并网要求而购买/租赁储能设施调峰能力的支出或出现锐减。出台新型储能容量补偿机制具有迫切性。

华北电力大学教授郑华向《中国能源报》记者介绍,内蒙古的独立储能多为磷酸铁锂电池储能,按项目中标度电成本走势来看,现行

0.35元/千瓦时的补偿标准,具有较强吸引力。

◆ 新政创新管理模式

内蒙古在探索新型储能运行模式上一直走在全国前列,构建起以容量补偿机制为基础,蒙西“容量补偿+现货交易”、蒙东“容量补偿+辅助服务”的盈利机制。

早在2023年,内蒙古自治区能源局发布《独立新型储能电站项目实施细则(暂行)》,明确纳入示范项目的电网侧独立储能享受容量补偿。彼时,政策要求仍区分电网侧与电源侧储能,电源侧储能通过容量租赁、出售容量等方式获得收益。《通知》进一步取消了电源侧和电网侧划分,独立储能电站均享受容量补偿。

“基于是否享受配置新能源指标、应用场景和功能定位不同原因,独立储能从管理上划分为电网侧和电源侧独立储能,使得电源侧独立储能和电网侧独立储能享受不同的容量租赁或容量补偿等政策支撑。从参与电力市场机制或准入而言,各地对二者并无本质差异化要求或规范。”郑华指出,随着“136号文”的颁布,强制配储转为自由配储,独立储能必然回归商业本质,简化管理。

独立储能区别于新能源配储或者火电厂联合设立的储能形式,可以以独立主体身份直接与电力调度机构签订并网调度协议,不受位置限制。通过共享互联和统一调度,可实现更大的新能源出力效率和投资效益。

《通知》要求,对于纳入自治区独立新型储能规划的独立新型储能电站向公用电网的放电量执行补偿。以“放电量”执行补偿,而不是“装机量”补偿,补偿标准一年一定。可以真实反映储能的有效容量价值,避免项目享受容量补偿后出现“躺平”情况,促进不同技术路线之间的良性竞争。

郑华认为,磷酸铁锂电池储能存在标称功率和容量难于动态监测问题,在运行中难以像传统火电机组一样实现在线监测和检测,因此,采用放电量补偿更为简单有效。

◆ 过渡政策路线

事实上,业内早已反映同为电网调节资源,国家已经出台抽水蓄能容量电价机制。但发展空间更大的新型储能,却无法同等享受容量电价政策,面临不公平竞争,发展速度和质量严重受限。

目前,抽水蓄能以两部制电价政策为主,其中容量电价可以形象地理解为固定电话的座机费,用于补偿储能设施的固定资产投资;电量电价类似电话费,企业以实际发生的交易电量获得收入。

近年来,甘肃、新疆、山东、河北等地陆续探索出针对新型储能的容量补偿或电价政策,比如,甘肃电网侧独立储能按其额定容量参与调峰容量市场,补偿上限是300元/兆瓦·日;新疆为独立储能提供0.2元/千瓦时的容量补偿,2024年补偿标准调整为0.16元/千瓦时,2025年补偿标准进一步退坡至0.128元/千瓦时。

“在缺乏长效的电力市场机制和盈利模式下,各地容量补偿力度不足,补偿收效甚微。”业内专家向《中国能源报》记者指出,容量电价可有效应对安全调节不确定性带来的储能收入不确定性,受到储能企业热捧。但是,超过电网灵活调节资源需求量过度采用这一商业模式将拉高电力系统安全调节总成本,增加全体电力用户负担。

《通知》明确补偿费用,以月度为周期在发电机组(厂站)间根据装机容量分摊。电网企业按月测算补偿资金规模和各发电机组(厂站)的分摊费用,向各发电厂发布。“单位容量实际发电能力和对电网贡献度来看,煤电容量效果最佳,光伏最差,从电力系统运行经济性角度,容量效果最差电源理应承担更多成本。同时,用户电价承受能力有限,只能让电源侧分摊。”业内人士称。

◆ 最终走向市场化

各地容量补偿政策对储能发展利好,但加快容量市场建设更符合长远发展。

“容量补偿机制以政府定价为主,这种确定性的补偿价格难以反映电力系统中长期容量需求的周期性变化以及市场技术创新,长期看容易造成资源错配。应该是通过市场化手段来解决,建立容量市场。”业内专家指出,这个容量市场中不再区分技术路线,灵活性煤电、气电、新能源、储能(抽蓄、新型储能)等各类调节资源都可参与。

国家发改委、国家能源局印发的《电力现货市场基本规则(试行)》明确要求,各地结合实际需要探索建立市场化容量补偿机制,用于激励各类电源投资建设、保障系统发电容量充裕度、调节能力和运行安全。开展现货市场的地区,要做好市场限价、市场结算、发电成本调查等与容量补偿机制的衔接。具备条件时,可探索建立容量市场。

“容量补偿机制最终都要过渡到容量市场。”业内专家指出,目前,我国容量市场在加紧研究中,其中一项重要环节就是对中长期容量需求进行预测,通过竞价形成价格,但我国缺乏成熟的容量需求曲线设计、市场出清规则和考核机制。不同类型调节资源的贡献度、有效容量评估存在困难,难以直接对标煤电,需要建立科学的测算方法。部分区域、领域已建立容量补偿,过渡到市场化需要打破现有利益格局,会遭遇一定阻力。整体来看,平衡宏观调控和市场机制,确保各类电源公平竞争,是容量市场建设的焦点和难点。

业内专家建议,分步骤、分阶段推进容量市场建设。短期持续完善各地容量补偿机制,逐步引入市场化元素,比如,山东对多类资源按可靠容量补偿;中期在现货市场成熟地区开展区域容量市场试点;长期致力于建立全国统一容量市场,统筹优化各类资源,以经济最优方式实现最高调节能力提升。

近日,国轩高科与晋景新能达成战略合作,计划共建回收及售后服务体系,拟布局全球100个服务网点。国内企业在海外布局回收业务已并非个例,近年来,欣旺达、比亚迪等知名动力电池、新能源汽车企业均曾表示计划在海外开展电池回收业务;今年初,华友循环与法国苏伊士正式签署了合作谅解备忘录(MOU),双方将携手探索在法国及欧洲其他地区电池处理领域的合作机会……国内企业出海布局回收业务渐成新趋势。

随着新能源汽车市场的蓬勃发展,新能源汽车动力电池正逐渐进入规模化退役阶段。据中国电子节能技术协会电池回收利用委员会产业研究部预测,2025年,我国动力电池退役量将达到82万吨;自2028年起,退役量将超过400万吨,废旧电池回收利用行业产值将超过2800亿元。但国内回收市场长期处于“僧多粥少”的局面,竞争激烈。

国际市场方面,近年来国家和地区出口政策向好,新能源汽车、锂电池作为我国外贸出口“新三样”产品,出口量可观。2024年中国新能源汽车出口首次突破200万辆,占出口总量的31%。中国汽车工业协会数据显示,今年1—2月,我国新能源汽车出口28.2万辆,同比增长54.5%。中国汽车动力电池产业创新联盟发布的数据显示,2025年1—2月,我国动力电池累计出口23.9GWh,同比增长28.3%。

蓬勃发展之下,是海外市场对退役动力电池回收规范的逐渐明晰。例如,欧盟最新出台的《新电池法》要求电池生产者承担延伸责任,包括电池的收集、处理、回收和处置等环节。对于在欧盟市场销售的新能源汽车电池,不管是欧盟本土生产还是进口的,生产者(包括制造商、进口商、分销商等)都需要在电池首次投入市场的成员国负责废旧电池的收集,并确保其符合相关的回收和处理要求。

中国新能源电力投融资联盟秘书长彭澎向《中国能源报》记者坦言,现在国内电池厂商海外布局动力电池回收的情况其实比国内更紧迫一些。“国外退役动力电池的回收体系比国内要成熟,同时各方面的限制也比较多。”

早在2018年,工信部就已明确规定,车企是电池回收的主体责任方。今年1月份,国务院印发《推动大规模设备更新和消费品以旧换新行动方案》,提出将探索建设符合国际标准的再生资源利用信息化追溯系统,并持续提升废有色金属利用的技术水平,加强稀贵金属提取技术的研发和应用。同时,还将及时完善退役动力电池及再生材料的进口标准和政策。这意味着我国积极向国际退役动力电池市场迈进。

上述背景下,中国企业迎来巨大机遇。国际智能运载科技协会秘书长张翔在接受《中国能源报》记者采访时表示,所有销往欧洲的新能源汽车,其电池必须在报废后由生产国回收,这让海外的动力电池回收成为中国电池出口的一个必然要求。“海外要求电池厂家自己回收自己的电池。随着中国新能源汽车、动力电池持续出海,海外退役动力电池的回收市场将十分广阔。这些汽车搭载的动力电池在完成使命后,会以废弃物的身份被贴上‘回家’的标签,被要求运回中国处理。对于头部车企而言,这意味着需要建立本地生产和回收体系,比如在欧洲开设工厂,直接消化掉这些废旧电池。”

不过,机遇与挑战并存。“欧盟《新电池法》在电池回收方面有明确的路径要求,这都会增加企业的经营成本。接下来还需要看各家企业在电池成本控制会不会拉开差距,这对他们整体经营也会产生相应的影响。”彭澎说。

除了成本问题,中国企业在海外布局回收业务还有诸多难题需要克服。“国内无论是在物流方面还是信息化方面,都已做得比较好,但国外在这方面还是有很大的差距。同时,如何有效整合利用国外现有的回收体系,比如汽车回收体系、家电回收体系,来帮助国内企业更好地回收退役动力电池,都亟待企业探索出切实可行的应对策略。”彭澎认为。

张翔表示,动力电池回收行业其实是一个朝阳行业,市场庞大。哪家公司起步早,哪家公司就有可能占有先机,取得市场主动权。“对于国内一些企业来说,国内的电池回收行业竞争非常激烈,而海外的动力电池回收相比而言仍是一片蓝海。如果中国企业能够把握机会,把中国动力电池回收的技术和经验移植到海外市场,或将能抢占海外市场先机。”

『出海』成动力电池回收新蓝海

■本报记者 林水静

