

# 青海给予新能源配储项目每千瓦时0.1元运营补贴—— 新能源配储能首开补贴先河

■ 本报记者 韩逸飞

近日,青海省发改委、科技厅、工信厅、能源局联合下发《关于支持储能产业发展若干措施(试行)的通知》(以下简称《通知》),对“新能源+储能”、“水电+新能源+储能”项目中自发自建设施所发售的省内上网电量,给予每千瓦时0.10元运营补贴,同时,经该省工业和信息化厅认定使用本省产储能电池60%以上的项目,在上述补贴基础上,再增加每千瓦时0.05元补贴。

记者了解到,《通知》补贴对象为2021、2022年投产的电化学储能项目,由电网企业每月按电量及时足额结算,补贴资金纳入电网企业第二监管周期输配电价降价预留资金统筹解决,补贴时限暂定为2021年1月1日至2022年12月31日。

开源证券分析师认为,青海一直是国内储能项目先行示范区,此次出台储能补贴政策,将起到风向标作用,引发其他省市效仿。

## 缓解新能源配储成本过高问题

2020年以来,国家层面多次提到支持储能发展,多省相继发布关于发电侧储能的支持文件,内蒙古、新疆、辽宁、湖北、江西、山东等地均建议或鼓励新建的风电光伏项目配置相应的储能以配合电网调度,但业内对于新能源配储的争议从未停止。其中一个争议的焦点是,储能的成本谁来承担。在没有补贴、缺乏合理盈利模式的当下,新能源配储能否持续发展。显然,此次青海储能补贴政策的出台,有利于在一定程度上解决配储的成本问题。

中关村储能产业技术联盟副秘书长李臻认为,青海储能补贴政策的发布对于行业来说是利好,政策明确了储能的优先保障消纳小时数、运营补贴标准,在还没有建立起成熟现货市场的过渡阶段,对储能的收益进行了合理的传导和补偿,对储能与可再生能源协同发展从政策机制和市场机制上进行了有益探索和创新,对其他区域出台相关政策也是有益的启发。

国网能源研究院新能源与统计研究所主任工程师黄碧斌指出,目前越来越多的省份考虑到新能源大规模并网对系统调节能力的挑战,要求新能源项目配置储能,以满足新能源并网要求,提高整个电力系统的调节能力。在当前电力市场仍不够完善

## 核心阅读

业内认为,青海发布的政策仅能通过补贴来部分解决储能配置成本过高的问题,并不能完全化解新能源配储的所有争议。

的情况下,这可能成为一种趋势或过渡方式。虽然在一定程度上增加了新能源投资者的成本,但也推动了储能产业的发展。

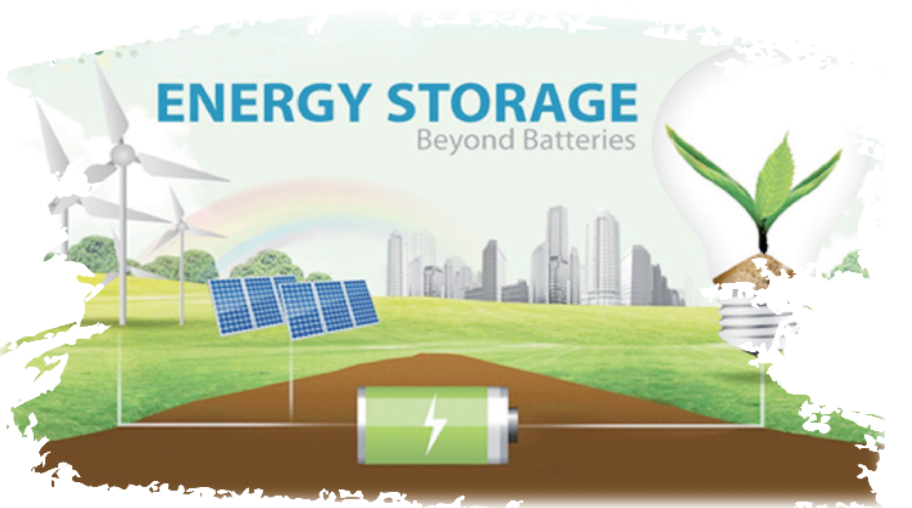
中国新能源电力投融资联盟秘书长彭澎告诉记者,之前,各省的新能源配储政策没有任何针对储能的补贴,青海的政策在新能源配置储能方面给予电价补偿。这对行业来说是一大进步。

不过,也有发改委能源研究所的专家认为,青海发布的政策仅能通过补贴来部分解决储能配置成本过高的问题,并不能完全解决新能源配储的所有争议。新能源配储的另一个争议点在于,储能配置的比例和配置的方式。

## 缺乏储能系统考核标准

根据国家能源局数据,2020年前三季度,青海弃光电量9.4亿千瓦时,弃光率7.0%,同比上升1.2个百分点,弃光率抬头让储能的参与日益紧迫。此次政策的发布有利于提升企业配置储能的意愿。

据记者了解,此次出台的政策,仅对补贴做出明确规定,却没有对储能系统提出具体指标要求。李臻告诉记者,储能作为发展中的技术,相关标准正在逐步建立,目前已经出台了储能电站建设、并网及检测等相关的标准,地方可以根据国标制定相应的准入门槛,确保储能电站的建设质量。此外,青海的政策是根据储能的发电量来进行补贴,而非对初投资进行补贴,因此不



用担心骗补的问题。

“可以测算一下,按照《通知》要求保证储能设施利用小时数不低于540小时来计算,如果一天放电2小时,储能的调用天数要在270天以上,随着辅助服务市场和现货市场的建立和完善,储能还可以参与一次调频和二次调频,在一定收益的保障下,储能的应用场景越丰富,越有助于投资的回收和项目盈利,因此以合理的市场化应用为前提,将避免“劣币驱逐良币”的现象发生,可以吸引更多社会投资建设更多优质的储能项目。”李臻表示。

彭澎认为,整个市场的成长并非一蹴而就,在早期数据缺失,各方面经验不足的情况下,只能以简单的管理模式先推一批,然后再逐步进行精细化管理。所以,现在暂时只有补贴,没有标准和管理条例。虽然部分企业可能会出于成本考虑,采用价格比较低的储能设备,但在监管手段多样化的当下,骗补的可能性不大。

黄碧斌表示,作为一个《通知》,不一定要明确所有内容。未来,在推进落实的过程中,可能会出台关于建设质量或者并网标准的文件,以及补贴的实施细则。

## 政策落地仍需细化

作为国内首个新能源配储的补贴政策,在具体推行过程中,仍可能产生不少难题。一位业内专家认为,《通知》提出新能源配置储能所发售电量必须是省内电量,

否则没有补贴,但是该如何认定省内电量是个问题。“是不是除了特高压输送电量之外,都可以算作省内电量,这需要进一步细化政策。”

另外,根据《通知》,新建投运的“新能源+储能”、“水电+新能源+储能”项目中电化学储能设施所释放电量不再参与青海年度电力市场直接交易,而是按照新能源结算基价执行。“基价怎么确定并没有说明,我个人猜测是新能源的平均结算价格,但是选择“风电+光伏”、“风电+光伏+水电”,还是仅仅选择光伏去核定平均价格,仍需后续文件明确。”上述专家表示。

当前储能尚处于发展初期,制约可再生能源配置储能的主要因素是储能的成本没有合理的市场机制进行传导,储能的收益无法得到体现。《通知》虽然明确了储能的利用小时数和补贴标准,但是李臻认为,后续还需要有配套的实施细则去保障政策落地和储能的收益,例如,储能的利用小时数如何计量,储能的收益如何结算等。

“另外,青海是最早建设独立储能电站参与辅助服务调峰的省份,政策中对独立储能电站的充放电电价以及交易结算机制没有明确,这块还需要再进一步细化。”李臻表示,“最后,一个时期内,青海需要多少灵活性调节资源,需要建设多少储能电站,也需要进行规划和测算,电网如何保证储能设施利用小时数达到540小时,也需要进一步了解和落实,政策越明确,越有助于投资收益的稳定和营造良好的营商环境。”

## 内蒙古印发可再生能源电力消纳保障实施方案

本报讯 日前,内蒙古自治区能源局印发《内蒙古自治区可再生能源电力消纳保障实施方案》称,2020年,完成国家下达的年度可再生能源电力消纳责任权重目标,自治区总量消纳责任权重最低为18.0%,非水电消纳责任权重最低为16.5%;激励性总量消纳责任权重为19.7%,激励性非水电消纳责任权重为18.2%。以后年度目标任务,根据国家下达的年度消纳责任权重目标进行调整。大力发展新能源,进一步增加可再生能源电力消纳能力,到2025年,全区可再生能源电力总量消纳责任权重力争达到25%以上,推动自治区可再生能源高质量发展。

上述方案称,内蒙古自治区能源局根据国家下达的年度消纳责任权重目标任务,按年度制定消纳责任权重分配方案。2020年,内蒙古电力公司经营区最低总量消纳责任权重为17.7%,最低非水电消纳责任权重为16.2%;国网蒙东电力公司经营区最低总量消纳责任权重为22.1%,最低非水电消纳责任权重为21.6%;激励性消纳责任权重为最低消纳责任权重的1.1倍。

各承担消纳责任的市场主体承担消纳责任权重方案如下:电网企业承担与其年售电量相对应的消纳责任权重;各类直接向电力用户供(售)电的企业、独立售电公司、拥有配电网运营权的售电公司(简称“配售电公司”,包括增量配电网项目公司等),承担与其年供(售)电量相对应的消纳责任权重;通过电力市场购电的电力用户(不包括通过售电公司代理购电的电力用户),承担与其年电力市场购电量相对应的消纳责任权重;拥有自备电厂的企业,承担与其年用电量相对应的消纳责任权重。(刘宾西)

## 云南今年开建31个风电光伏基地

本报讯 1月23日,云南省能源工作会议在昆明召开。会议透露,云南将秉持系统观念,加快“两基地一枢纽”建设,全力打造世界一流“绿色能源牌”,进一步优化能源结构,巩固和扩大绿色清洁能源优势,推动绿色能源战略与绿色先进制造业深度融合。

会议明确,到“十四五”末,全面建成国家清洁能源基地、石油炼化基地、区域性能源国际枢纽;云南绿色能源的底色更加鲜明,主要指标继续保持全国领先,重要指标世界一流;云南能源在全国的地位作用进一步巩固提升,绿色能源成为云南一大靓丽品牌。绿色能源与绿色先进制造业深度融合,人民群众从能源普遍服务中获得更多实惠,为推动全省高质量发展提供重要支撑和保障。

据透露,云南将以重大项目为抓手,增强能源发展后劲,突出抓好“四个一批”:竣工一批,续建一批,开工一批,谋划一批。2021年将争取31个风电、光伏发电基地开工建设。

据悉,“十四五”期间,云南将推动绿色能源协调发展,实现绿色能源环保、自主、有序开发,构建以绿色电力、天然气为主体,其他绿色能源为补充的多元绿色能源供应和保障体系,提升能源安全稳定供给能力;大力推动绿色能源先进装备制造迈向高端,推进云南由“绿色能源大省”向“绿色经济强省”转型;探索推进高效协同融合的能源综合利用机制,绿色能源产业链延伸集成及布局;绿色能源产业发展的生态修复技术、智慧能源产业系统等方面的技术创新,加强引进和培养绿色能源科技人才,为绿色能源产业发展提供坚强支撑;强化绿色能源发展政策保障,优化绿色能源产业发展环境,推动形成绿色能源发展长效高效机制。(胡家平)

## 陕西新能源电力交易新政出台

本报讯 日前,陕西发改委、国家能源局西北监管局印发《陕西省2021年新能源发电企业参与市场化交易实施方案》,要求新能源企业按照近三年平均发电小时数的15%参与市场交易(保量竞价部分),而“保量保价”部分即光伏、风电保障利用小时数分别降至1250小时、1700小时;上述两部分之外的电量视为超发电量,即在保障小时数以及市场交易电量之外的发电量部分,按当年新能源发电企业外送平均价格的10%进行上浮,再由电网进行收购。

按照上述政策,2021年新能源参与市场化交易品种包括:跨省区外送、省内“绿电”交易,后续年份根据陕西新能源装机规模及运行实际,逐步扩大市场化交易规模、调整保障利用小时数。2021年新能源参与市场化以中长期交易为主,随着现货市场推进,适时推进、稳妥衔接。

业内分析认为,此次新政出台后,风电、光伏发电项目收益将面临巨大不确定性。(冯琦海)

中关村储能产业技术联盟副秘书长岳芬:

# “十四五”多数地区将实现光储平价

■ 本报记者 苏南

“十三五”期间,我国储能行业实现了跨越式发展,尤其是电化学储能受政策导向影响,增速呈波浪式前进。储能产业对政策依赖性强,“十四五”期间储能面临哪些挑战?其政策又会有哪些变化?“十四五”能源规划中储能部分编写者、中关村储能产业技术联盟副秘书长岳芬日前就此接受了记者采访。

## 成本制约因素有望解决

岳芬表示,目前,18个省份均出台了新能源配置储能的政策,预计在“碳中和”目标的驱动下,“十四五”各省推动“新能源+储能”将成为常态。

据介绍,2019年光伏和风电发电装机提高至2016年的22倍,占到电力总装机量的70%。高比例可再生能源的接入,会带来一系列的电力-电量平衡问题,需要利用储能等灵活性资源在毫秒-秒-分钟-小时-日,甚至周等多时间尺度去解决源-网-荷协调运行的问题。目前,很多省份的火电灵活性改造空间已开发殆尽,有序充电和需求侧响应如今还处于示范阶段,电力系统对灵活性调节资源的需求日益紧迫,而目前储能技术发展较快,已经跨过规模化应用的成本拐点。“十四五”期间,掣肘“新能源+储能”发展的关键因素之一——成本问题将有望得到解决。

岳芬分析,根据预测,在光伏电站投资成本降低、技术进步带来的系统效率提升和光衰降低等驱动下,光伏发电成本快速下降。预计到2025年,光伏当年新增装机发电成本(含税和合理收益率)将低于0.3元/kWh,部分区域将达到0.1元/kWh,到2035年和2050年,预计相比当前水平还会分别下降50%和70%。储能成本方面,根据CNESA的预测,基于项目投资成本和系统寿命的变化,对2025年磷酸铁锂储能的度电成本进行预测,综合各类场景下,储能度电成本都能够下降至0.18-0.27元/kWh之间。

## 核心阅读

针对31个省会城市/直辖市的光储平价时间节点预测显示,在配置5%储能的情况下,多数省市在“十四五”期间均能实现光储平价。光储平价的到来,给新能源高比例接入提供了机遇。

岳芬介绍说,基于光储的成本下降趋势,针对31个省会城市/直辖市的光储平价时间节点进行了预测,在配置20%储能的情况下,只有5个省市能够在“十四五”期间实现平价;在配置10%储能的情况下,有17个省市能够在“十四五”期间实现光储平价;在配置5%储能的情况下,除了重庆、福州、西安、成都、乌鲁木齐等地,多数省市在“十四五”期间均能实现光储平价。光储平价的到来,给新能源高比例接入,替代传统化石能源提供了机遇。

## 多种商业模式尚在探索

“‘十三五’期间,我国储能行业缺乏商业模式,储能的多元化价值尚不能充分挖掘,现有机制条件下对储能的多重功用也缺乏合理补偿,这是目前储能行业发展面临的最主要障碍。”岳芬对记者表示,目前,共享模式、租赁模式、代理运营商模式均处于探索中,这些模式的主要特点是“多主体、多渠道、低风险”,这是储能追求多重应用的产物,同时也是打通电源、电网、用户各环节,以实现储能价值衔接的关键。多种模式的探索和实践,将极大的促进储能多重应用价值的叠加和项目的盈利能力。“未来五年,随着电改的推进,包括细分辅助服务市场的出现,现货市场的启动,

碳交易的推进,以及为了实现碳中和而出台的相应政策等有利条件的出现,都使得储能有望构建合理、可持续的商业模式,进而在资本市场的协同下,形成良好的生态体系。”岳芬称。

在谈及未来储能价值体现时,岳芬认为,未来储能的价值将与“碳达峰、碳中和”目标下的新能源发展、电网形态演变以及用户侧的变革进行深度融合。其中,平抑波动、跟踪出力、减少弃电和缓释送出线路阻塞是储能与新能源协调运行的四大方面价值;为电网运行提供调峰、调频、备用等服务,是储能与电网系统协调优化运行的价值体现;用户用电管理、参与需求响应、提升电能质量是储能与负荷协调优化运行的价值体现。

## 建议国家层面明确发展路线图

展望“十四五”,储能如何改变“夹缝中求生存”的现状,岳芬直言,随着电力市场改革的深入,“十三五”期间,多地市场规则逐步在储能参与市场交易的身份以及准入方面进行明确,越来越多的地区提出按效果付费的辅助服务补偿机制,也逐步开始探索辅助服务费用向用户侧传导的机制,这些均为“十四五”期间储能的发展奠定了基础。

岳芬表示,从技术和产业层面,应严把技术质量,储能企业要把安全这个核心点做好做实,适当提高安全准入标准;从成本和运用层面,应在坚守安全底线的基础上,快速实现成本下降,推进光储平价进程;在政策和市场机制层面,在现货市场还未完全成熟的过渡阶段,应对能够支撑新能源发展的储能予以合理补偿,并利用新能源配额制及市场化的手段给予储能消纳能力必要的政策倾斜,同时,应尽快构建允许储能公平参与交易的市场环境,逐步推进现货市场与辅助服务市场的融合发展,形成支撑储能多重应用价值体现的补偿机制。

“‘十四五’期间,国家层面首先要从

顶层设计统筹储能产业的发展,在技术、成本、产业、人才配备等方面明确目标和发展路线图。”岳芬建议,其次,建立能够反映电力供需关系的价格机制,提高电力供给和需求弹性,实现源网荷储的深度互动。再次,为储能开放更多的市场,引入应对高比例可再生能源而必需的新的辅助服务品种,同时应推动建立由用户承担的辅助服务费用传导机制,从根本上解决储能进入辅助服务市场面临的政策波动问题;另外,还需进一步明确储能市场的主体地位,建立适宜储能参与的市场机制和价格机制,明确储能参与现货市场的各项规则和流程。

在岳芬看来,随着“碳中和”目标进一步得到分解和细化,“十四五”期间储能的商机将逐步显现。储能行业将探索如何在支持低碳能源转型的细分场景应用下,构建商业模式,实现合理收益。

## 先市场后计划原则投资网侧项目

在政策明确电网投资储能资产不计入输配电价成本后,快速发展的电网侧储能陷入沉寂,岳芬在谈及电网侧储能是否“十四五”有望重启时表示,目前部分政策重提电网侧储能,提出针对部分实现输电线路、变电设备的投资替代的储能项目,考虑将其建设运营成本纳入输配电服务费用支出,逐步研究明确电网侧储能的合理疏导模式。

“未来,若要推动电网侧储能发展,我们认为需要重点解决两个方面的问题。”岳芬坦言,其一是要明确储能系统的哪些功能和价值可以被纳入输配电价,哪些应通过电力市场回收成本。其二是构建有效的监管体系,在投资方面,建议应优先按照先市场后计划的原则,优先由社会资本投资网侧项目;应秉持投资储能可以实现系统最优,效益最大的原则,加强对网侧项目投资的经济性、有效性,以及是否获得了输配电价和市场收益的重复回报进行监管。