

各地补贴政策千差万别、侧重点不一,专家呼吁——

# 储能补贴要有的放矢

■ 本报记者 卢奇秀

日前,广东肇庆高新区发布《肇庆高新区节约用电支持制造业发展补贴实施细则(征求意见稿)》提出,以建成项目总装机容量为基础,按150元/kWh标准给予储能项目补贴,每个企业的项目补贴金额总和不超过100万元。

在当前电力市场和储能价格回收机制尚不健全的情况下,盈利性差是困扰储能行业规模化发展的关键症结。因此“补贴”被视为提升储能投资积极性的重要手段。

据记者不完全统计,为促进可再生能源消纳,目前全国超过20个省市发布了新能源配置储能政策,以及相应的储能补贴或鼓励政策。然而各地补贴方式不尽相同,补贴标准差异也很大,原因何在?

## 投资风险大 业内呼吁加大政策激励

新能源配置储能在缓解弃风弃光、平抑电网波动的同时,也实实在在地增加了企业投资成本。

“当前储能政策激励性不足。”江苏某储能公司总经理向记者坦言,当前,地方政策多聚焦于鼓励或者强制新能源场站配置一定比例储能,以获取项目接入、调度等优

先权。但在电力和辅助服务市场机制仍不完善的情况下,储能利用小时数难以得到有效保障,储能电站投资风险仍较大。

一直以来,业内呼吁储能补贴政策声音不断。2021年1月,青海省率先出台《关于印发支持储能产业发展若干措施(试行)的通知》,对“新能源+储能”“水电+新能源+储能”项目中自发储能设施所发售的省内电网电量,给予0.1元/kWh运营补贴,同时保障储能设施利用小时数不低于540小时,成为国内首个对新能源配储能的充电电量进行补贴的省份。此后浙江、宁夏、四川、苏州等地也陆续发布了储能补贴政策。

“部分政策是为了配套光伏、冰蓄冷等项目而出台。有的政策出发点是地方为了招商引资,吸引相关企业投资落地;还有些补贴政策仅适用于街道和工业园区范围。”一位不愿具名的业内专家向记者表示,整体来看,储能行业的补贴较为分散,且数量和金额较少。

上述江苏受访人士为记者算了一笔账,如果“十四五”期间,每年安排财政补贴10亿元,在度电补贴1元/kWh,保障年利用小时数540小时,补贴期限5年的情况下,每年可带动20GW的光伏和2GW/

4GWh的储能项目,每年可提升10亿kWh新能源电力的消纳能力。

## 各地补贴差异大 全国性统一标准难制定

记者梳理各地补贴政策发现,各地着眼放电量、投资总额、容量电价、调峰等不同指标给予相应补贴,且价差很大。比如同样以充电量为补贴标准,西安给予投资人1元/kWh补贴,青海则仅为0.1元/kWh。

“从投资角度看,土地成本不一样,青海土地、人力相对便宜,初始投资不一样。西安有电力本地消纳能力,而青海基本要依靠外送。”上述业内专家指出,当前储能技术路线较多,电化学储能、物理储能等技术没有占据绝对主导地位,新技术也在不断涌现,且不同应用场景中储能的差异较大,发挥的效果不一。因此,储能补贴标准和价格难以统一。

国家发改委能源研究所原所长韩文科进一步表示,各地的补贴政策也与地方财力、招商引资的力度以及对储能的需求相关。

近年来,业内一直在探索全国统一补贴标准,却迟迟没能落地。上述业内

专家向记者坦言,储能补贴政策设计异常复杂,涉及面较广。以锂电池为代表的新型储能很大程度上是伴随新能源汽车产业发展起来的,在推广新能源汽车过程中国家已经给予过补贴,发展储能时若再补贴就会有重复补贴之嫌。此外,不同于新能源和新能源汽车,储能本质上是一个能源转换技术,其本身难以体现环保价值。“2015年之前,行业还处于发展初期时,给予一定补贴未尝不可,但目前产业发展已具备一定规模,在去补贴之际又没有很好的退出机制,将给财政带来较大负担。可以说,现在出台全国性补贴政策的时机已过。”

## 补贴应有所侧重 商业模式和技术才是关键

“当前多地出台的容量电价、调峰补贴,本质上是给予储能参与能源和电力市场服务的价格补贴,而非成本性补贴。”在韩文科看来,除在技术研发、招商引资等方面有一定激励外,企业对新能源配建储能的补贴需求不太可能被完全满足。

上述业内专家也认为,目前,储能行业的补贴重点应放在技术攻关和商业模式

上,而非成本性补贴。“比如,压缩空气储能能在现有电价机制下不能体现其长时间储能的优点,钠离子电池、液流电池等新技术当前市场规模较小,或可以考虑扶持。”

“储能产业还处在产业链完善和商业模式发展过程中,拥有先进技术和成熟商业模式的企业并不多,成长过程中的储能产业需要资本支持,但不能完全寄托在补贴上。”韩文科进一步说,整体看补贴会呈现退坡趋势。在这种情况下,产业发展思路应该是进一步完善政策和市场机制,对储能参与能源和电力服务给予市场化的价格,以此疏导成本。

值得一提的是,去年12月,国家能源局印发《电力并网运行管理规定》和《电力辅助服务管理办法》,被业内视为促进源网荷储协调发展、建立分担共享新机制的纲领性文件。

上述专家透露,目前,储能参与电力辅助服务的操作细则正在制定中,届时储能价值有望得到更好体现。

他进一步建议行业鼓励光伏、储能等领先技术示范应用,同时推动光储一体化项目,创新联合运营、共享储能等模式,实现储能运行系统最优。

## 资讯

## 北京冬奥会场馆预计共消耗绿电约4亿度



## 图片新闻

近日,国网北京市电力公司冬奥办主任杨志东介绍,预计到北京冬残奥会结束时,冬奥会场馆预计共消耗绿电约4亿度,可减少标煤燃烧12.8万吨,减排二氧化碳32万吨。北京2022年冬奥会期间3个赛区26个场馆赛期全部使用绿色电力,这是奥运历史上首次实现全部场馆100%绿色电能供应。图为2月15日,首钢滑雪大跳台电力保障团队的保障队员向团队分指挥部汇报工作。李强/摄

## 生态环境部: 公开征集碳排放管理员培训教材典型案例

本报讯 记者张金梦报道:为高效开发碳排放管理员系列培训教材,推动碳排放管理员教育培训规范开展,日前,生态环境部发文向全社会公开征集碳排放管理员系列培训教材编制工作所需典型案例。

碳排放管理员作为一项新职业于2021年3月由人力资源社会保障部、国家市场监督管理总局、国家统计局正式发布,并被纳入《中华人民共和国职业分类大典》,旨在筑牢实现碳达峰碳中和目标的人才基础,推进建设一支人员稳定、结构合理、具备专业知识和实践经验的碳排放管理人才队伍。

受生态环境部委托,中国石油和化学工业联合会承担碳排放管理员系列培训教材及配套课件开发工作。

据介绍,本次征集的典型案例聚焦碳排放的监测、核算、核查、咨询、交易等业务实例。征集截止时间为2022年2月28日,入选典型案例将被编入碳排放管理员系列培训教材。

截至目前,中国石油和化学工业联合会已累计收到数百家单位反馈信息,相关案例涉及钢铁、电力、石化、化工、建材、有色金属、机械、纺织、轻工、建筑、交通等行业。

## 世界首台“五塔合一”百万千瓦发电机组投产

本报讯 近日,中电投神头第二发电有限公司“上大压小”二期2×100万千瓦扩建工程3号机组圆满完成168小时试运行。试运行期间,各项指标均优于设计值,为机组达标创优奠定了坚实基础。

神头二期项目由中国能建山西院设计、安徽电建一公司承建,是响应国家、地方能源结构调整和产业升级政策,通过“上大压小”、煤电一体化方式,建成的大容量、高参数机组。项目具有国际领先的“五塔合一”、超超临界间接空冷、一站式上煤和低氮燃烧技术等设计亮点,并安装高效的电袋除尘器,同步建设脱硫脱硝设施。

所谓“五塔合一”,是指间冷塔、烟囱、一二级吸收塔、湿电“合一”的设计,可缩小工程占地面积和单位容积比。其中,间冷塔高度达到205米,为国内最高双曲线混凝土间冷塔。

该项目的建设对于推进山西省大容量、高参数、节能环保的百万千瓦机组建设具有示范作用,对促进山西省经济发展和能源保供发挥重要的保障作用。

建设期间,项目部相继完成了汽机扣盖、锅炉水压、厂用电受电、锅炉酸洗、空动试验、锅炉点火、汽机冲转、机组并网和168小时试运“九个一次成功”。试运行期间,项目部建立管理人员三级巡视制度和整启巡视报告制度,全力确保机组安全、正常、平稳运行。(温存)

## 绿电跨省跨区交易方兴未艾

本报讯 记者杨晓冉报道:日前,浙江、甘肃达成首笔跨省跨区绿电交易,交易电量为1500万千瓦时,通过北京电力交易中心平台完成,标志着甘肃以新能源为主体的跨省跨区绿电交易由设想变为现实。

作为电力市场上的“新产品”,绿电交易试点于2021年9月7日正式启动。各省参与积极性高涨,首批绿电交易就有17个省份259家市场主体参与,交易电量达到近80亿千瓦时。

今年1月发布的《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》明确提出,到2025年,全国统一电力市场体系初步建成,跨省跨区资源市场化配置和绿色电力交易规模显著提高,有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制初步形成。业内解读指出,作为引导全社会主动消费绿电、促进新能源投资和电力行业绿色低碳发展的主要手段,该政策将有力推动跨省跨区绿电交易。

以甘肃为例,据悉,目前,参与本次与浙江绿电交易的国网甘肃综合能源公司已初步锁定约10亿千瓦时平价新能源电力资源,有望促成更多跨省跨区绿电交易,实现电力资源优化配置,满足更多沿海发达城市企业从源头购买绿电的诉求。

绿电交易是在现有电力中长期交易框架下设立的、可提供绿电消费认证的独立交易品种,不同于以往无认证的可再生能源跨省跨区交易。目前,跨省跨区绿电交易仍在试点探索过程中,整体而言交易体量较小,开展频次也较低,市场主体的积极性

仍有待提升。

有熟悉情况的业内人士向记者分析指出,首批17个省份集中参与的绿电交易中,仅约20%为跨省跨区交易。“以北京电力交易中心为例,自绿电交易正式启动以来,虽每周都开展绿电交易,但大多为省内交易。”

记者了解到,受送出送入通道有限、各地政策支持参差不齐等因素制约,目前满足跨区交易条件的绿电体量并不大。

也正因此,“当前的绿电交易市场自发行行为较少,多存在于有特殊绿电需求的企业,比如一些出口企业。”中嘉能首席交易官张骥向记者分析说,以欧盟为例,因其对企业产品的能耗与碳排放等有明确要求,相应出口企业就需要购买一部分绿电来满足欧盟要求。

另有电力交易中心相关工作人员告诉记者,虽然一些电力用户有绿电需求,但也并非迫切需要百分之百的绿电,相比较之下,用户更倾向于购买更便宜的火电。“消费绿电是一种社会责任的象征,因跨区交易更复杂,成本更高,消费需求要少一些,参与积极性相应也会低一些。”

“这只是试点初期的必经阶段。”有业内人士指出,随着全国统一电力市场逐步构建,跨省跨区电力交易的深入推进,在当前国家政策积极推动下,跨省跨区的绿电交易市场活跃度将逐渐提升,交易范围也将进一步扩大。

那么,跨省跨区绿电交易的最主要弊

肘是什么?受访人士普遍认为,“相关机制亟待理顺”,如电价、输配机制等。

张骥指出,跨区域电力通过输送通道送至受端,不承担本地机组那样的容量备用或调频义务,加之有线损成本,导致落地后并没有价格优势。

从输配角度看,“一些地区存在为了保障送电通道利用率而有计划地将电量卖到外省的情况,这就违背了基本的经济规律,阻碍了市场发挥调节作用。”长期跟踪研究电力体制改革的专家展曙光指出。

“实际上,不少参与跨区域电力交易较多的省份,都希望外来电与本省市场电执行同一个电价机制,由市场进行调节。但这样一来可能会造成已建成的特高压输送通道利用率进一步降低,继而牵涉到特高压成本搁浅的问题。”张骥坦言。

上海电力大学能源电力科创中心常务副主任谢敬东指出,在全国统一电力市场建设进程中,要让市场充分发挥决定性作用,实现资源优化配置。“现阶段各省依然是落实电力供应安全的责任主体,但在碳达峰碳中和目标下,要求资源禀赋差异巨大的省市必须要打破‘省为实体,调剂余缺’的格局,在电力市场找到新的平衡点。”

我国一次能源资源(特别是风光水等可再生能源资源)与能源消费中心的地理分布特点,客观上决定了西电东送、南电北送的电力市场格局和中长期电力规划。“要落实国家能源发展战略和电力中长期规划,确保全国各地的长期电力供应安全和

电力系统经济性,在电力市场化改革过程中,迫切要建立跨省跨区电力中长期合同交易机制和交易平台。”华北电力大学教授张粒子近日公开指出。

受访专家普遍认为,包括绿电交易在内的跨省跨区电量要入市,相关企业和用户都要参与进来。“目前来看,这一问题几乎没有解决得好的省份。”有业内专家指出。

上述专家进一步指出,实际上,跨省跨区交易的输电网应该是独立的,与送受两端的电源没有直接利害关系。“电网只负责输电,与买卖双方达成共识后进行调度。目前看来,跨省跨区电力交易送端、受端和输配全部由电网负责。电网既管输送,又定价格,这就相当于在比赛中又当运动员又当裁判员,并不利于充分发挥市场对资源配置的决定性作用。”

谢敬东进一步建议,跨区域交易在政策、机制方面应处理好以下几个问题:“一是要建立与全国能源资源禀赋相适应的集中+分布式市场交易机制,通过不同尺度市场之间的联动,满足能源大规模、长距离梯级转移的需要;二是要适应新能源发电主体数量多、发电波动性大的特点,通过建立金融交易和物理交易之间的转化机制,实现市场交易与电网运行安全脱钩。”

与此同时,“要在市场机制设计中专门安排省市地方政府保障辖区内电力供应安全的途径,从而让地方政府自愿减少行政干预,打破省间壁垒。”谢敬东说。