

“风、光”企业参与积极性不高 政策间协调性有待加强

可再生能源参与市场化交易之路有多远

■ 本报实习记者 赵紫原

近日,广东省能源局发布了《关于征求广东省可再生能源电力消纳保障实施方案和可再生能源电力交易实施方案意见的函》(以下简称《意见》),明确可再生能源消纳责任权重及分配、市场管理机制、考核要求等详细交易方案。继今年5月冀北电力开启国内可再生能源电力市场化交易先河后,可再生能源市场化之路再下一城。

随着电力体制改革的逐步深入,风电、光伏参与电力市场已是大势所趋,但市场化之路仍任重道远。

试水市场化交易

“十三五”期间,我国风电、光伏发电产业快速实现规模化发展,取得显著成绩。截至2019年底,我国风电累计装机规模已连续九年位居全球第一,光伏装机连续四年位居全球第一,形成了完整的且具有国际竞争力的风电、光伏产业链。

多年前,我国就开始在政策层面酝酿可再生能源配额制,即以法律的形式对可再生能源发电的市场份额做出强制性规定。2019年5月,国家发改委、国家能源局发布《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》。

“全额保障性收购”,意味着可再生能源项目只要符合规定,电网企业就要全部消纳。在可再生能源发展初期市场不够成熟,主要是靠政府的资金和政策的扶持。在高额补贴政策驱动下,我国也碰到了世界各国发展可再生能源所遭遇的共同挑战——补贴资金缺口急剧膨胀,产生路径依赖。在此背景下,推进光伏和风电平价上网项目,以及鼓励可再生能源发电参与市场竞争成为市场的发展方向之一。

核心阅读

一方面,涉及可再生能源消纳和参与市场的政策种类较多,包括可再生能源补贴机制、可再生能源消纳责任权重机制等,政策之间的协调有待进一步加强。另一方面,可再生能源波动性大、预测精度相对较低,参与市场交易存在一定风险,需要在市场规则设计中予以考虑,兼顾经济性和系统安全。

去年底,国家发改委、国家能源局发布的《电网企业全额保障性收购可再生能源电量监管办法(修订)(征求意见稿)》,将可再生能源发电上网电量分为优先发电电量和市场交易电量两部分。

4月15日,国家能源局发布《关于做好可再生能源发展“十四五”规划编制工作有关事项的通知》。《通知》表示,在“十四五”规划编制中,将突出市场化低成本优先发展可再生能源战略。

河北率先试水可再生能源市场化交易。据国家电网5月发布消息,其旗下冀北电力与张家口市政府达成合作协议,依托电力交易平台,电力用户每月发布下个月需求电量和挂牌电价,可再生能源发电企业自愿参加。

大规模参与尚存难度

理想“丰满”,现实却有点“骨感”。一

位不愿具名的风电企业相关负责人告诉记者:“‘可再生能源发电企业自愿参加’的积极性恐怕不高。参加电力市场已经不是‘平价上网’了,而是‘低价上网’。平价上网尚且艰难推行,更别说大规模参与电力市场了。”

可再生能源参与市场化交易这条路并不“平坦”,除企业主观意愿外,客观条件也存在限制。国网能源研究院副总工程师马莉告诉记者:“一方面,涉及可再生能源消纳和参与市场的政策种类较多,包括可再生能源补贴机制、可再生能源消纳责任权重机制等,政策之间的协调有待进一步加强。另一方面,可再生能源波动性大、预测精度相对较低,参与市场交易存在一定风险,需要在市场规则设计中予以考虑,兼顾经济性和系统安全。”

以目前我国可再生能源发展状况而言,参与市场化交易还存在哪些困难?马莉表示:“目前各省新能源参与现货市场的方式存在较大差异,甘肃采用‘报量报价’方式,山西采用‘报量不报价’方式。浙江、山东、四川、福建采用全额保障性收购方式,不参与现货市场。对于尚未核定保障性收购小时数的地区,建议合理确定新能源保障性收购利用小时,超出部分进入市场。”

浙江、山东、福建作为电力现货试点区,为何采用全额保障性收购方式?

北京融和晟源售电有限公司负责人赵晓东公开表示,在多数电力市场中,特别是如广东、浙江等用电负荷较高的省份和区域,受火电占比较高、电力供需造成的省间跨区通道紧张以及电力系统安全运行等多因素约束,尽管能源主管部门已出台相关支持可再生能源电力交易的政策,但从实施层面看,无论是分布式“隔墙售电”还是集中式直接交易,售电

公司或电力大用户通过市场化交易直接采购可再生能源电力依然存在困难,可再生能源消纳仍然以电网公司的“网对网”采购交易来实现。

市场化交易是大势所趋

那么,可再生能源市场化交易与保障性收购两者是否矛盾?

一位不愿具名的专家表示:“在风电、光伏等可再生能源发展初期,保障性收购政策通过保量保价有效保障了项目的合理收益。随着发展规模持续高速扩大,可再生能源消纳利用的总量和外部环境发生了较大变化,相应的政策也需要作出适当调整。”

“可再生能源市场化交易主要考虑在保障项目合理收益水平的前提下,更多的鼓励通过市场化的方式促进可再生能源消纳,例如通过参与现货市场保障清洁能源优先出清和消纳,本质上也是为了保障可再生能源的有效利用和项目的合理收益,与保障性收购政策的目的是是一致的。”上述专家说。

加拿大艾略特省独立电力系统运营公司高级经济师何爱民对上述观点表示认同:“在国外,‘保障性收购’是可再生能源发展早期通用的政策,现在已基本放弃了。目前国外比较流行的是竞争性投标,由投标价较低的公司中标,引入竞争性投标的优点是可以降低可再生能源的收购价。”

另一位长期研究电改的业内人士表示:“两者量上不矛盾,价格分化了,靠近负荷且高峰时段出力,可再生能源收入大幅提高,反之下降。今年是‘十四五’规划谋篇布局之年,设计适应可再生能源发展的发电容量成本回收机制,对进一步深化电力体制改革具有重要意义。”



图片新闻

四川蓬溪: 光伏带来“阳光收益”

四川遂宁蓬溪县先后在25个乡镇建成26个村级光伏扶贫电站,为贫困户安装光伏发电板112个,通过“供电公司+村集体+贫困户”的模式,最大限度把光伏扶贫产业综合效益释放出来,切实为贫困群众送上“阳光收益”。图为蓬溪县任隆镇幸福桥村易地扶贫搬迁集中安置点,一排排光伏板在屋顶上。

人民视线/图

208家回收企业“分食”20万吨新能源汽车退役动力电池

动力电池“退役潮”加速行业“洗牌”

■ 本报实习记者 杨梓

核心阅读

回收磷酸铁锂电池利润空间不大,企业在对其回收利用上明显动力不足,加上近期金属价格相较前几年下滑严重,尤其是钴的价格下滑明显,导致近期电池回收的效益大不如前。

大部分退役电池无法流入正规的电池回收企业。“目前各电池回收企业技术水平都相差无几,不论是20万吨、30万吨或者更多,现在废旧电池不是没有企业回收,而是渠道不健全、不畅通。”他说。

退役高峰带来新挑战

2013年前后,我国新能源汽车推广应用加速,按照动力电池5-8年的寿命,2020年前后将迎来报废高峰期。首批动力电池的集中退役带来了哪些影响?

吴辉表示,电池退役量的增加对整个电池回收行业是有积极效应的,随着回收量的不断增大,良性的动力循环也有望逐渐形成。“不管是回收也好,梯次利用也罢,动力电池回收企业终于可以开始‘赚钱’了。”他说。

同时,动力电池的集中退役也带来了

一些问题。吴辉表示,退役电池量猛增可能会对电池的梯次利用,性能和价格有负面影响。由于现在电池生产技术发展迅猛,成本越来越低,回收的电池梯次利用后的价格反而比新电池价格更高。“旧电池进行梯次利用不一定比直接买新电池更划算,这是比较大的问题。”吴辉说。

据了解,磷酸铁锂及三元电池是目前电动车主要使用的两种电池类型,其中,退役的磷酸铁锂电池较多。电池回收企业拆解废旧电池之后会从电芯中提取钴、镍等金属,但对回收拆解行业而言,成本较高、经济性欠佳仍是个大问题。吴辉表示,回收磷酸铁锂电池利润空间不大,企业在对其回收利用上明显动力不足,加上近期金属价格相较前几年下滑严重,尤其是钴的价格下滑明显,导致近期电池回收的效益大不如前。

回收市场乱象丛生

据统计,2018年我国动力电池退役报废的总量达7.4万吨,而动力电池回收量仅为5472吨,只占报废动力电池总量的7.4%,动力电池回收率远没有达到预期。

格林美股份有限公司副总经理张宇平曾表示,国家一直在鼓励试点,希望行业探索商业模式,共建全生命周期价值链,实现电池回收-原料再造-材料再造-电池包再造-新能源汽车装配-新能源汽车运营-电池回收的产业链闭环。“尤其是大企业之间,保证退役电池不会流向小作坊,不会出现游击队打败正规军的怪象。”

他说。

业内人士告诉记者,国内动力电池回收市场乱象丛生,“黑作坊”活跃,挤占了很多正规企业的生存空间,此外,操作不规范等隐患长期存在。目前尚未形成完善的回收体系,商业化模式还在不断探索。

吴辉表示,要想实现动力电池回收市场由乱到治,首先要解决动力电池流通溯源问题,从生产到回收一定要有溯源性,产业链要完整,有路径可查,防止废旧电池流入到没有资质的企业进行处理。同时他也提出,电池的生产过程要进一步标准化,这样才能为今后电池回收和梯次利用打好基础。

余海军表示,目前中国在电池回收方面的政策法规与标准远远超前于其他国家。从监管层面来说,已经具备较好的边界,拥有了比较全面的手段。相比而言,市场的自我发展进入了野蛮生长期,这个过程既存在试探性政策的落地检验,也涉及企业自律的社会责任问题。他建议,要强化行业准入,强化企业监管,重点监管企业是否满足动力电池回收的环评工艺、环评批复、运行监测标准要求。此外,还要从源头抓起,强化车企和电池企业的生产者责任延伸制,要从销售的那一刻开始追溯溯源。要加强企业诚信建设,构筑社会诚信体系,失信企业付出代价,促进行业自律和健康发展。

“要像普及新能源汽车一样,向全社会普及退役电池的安全环保知识,提高全民安全环保意识。”余海军说。

地方

江苏 电力市场交易新规 利好新能源消纳

本报讯 9月3日,江苏省发改委、国家能源局江苏监管办联合印发《关于开展2021年电力市场交易的通知》。业内认为,这有利于促进新能源消纳。

值得注意的是,经营性用户全面放开。《通知》提出,10kV及以上用电电压等级、执行大工业及一般工商业类电价的,以及符合条件的5G基站用户,可参与市场交易。根据国家发改委《关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》的文件精神,2021年江苏电力市场,没有存量和增量用户的说法,基本上经营性电力用户都可以参与市场交易。同时,放开发电侧,鼓励外来电参与市场交易。锦苏特高压配套锦官水电全年市场交易电量不低于30亿千瓦时;雁淮特高压配套苏晋能源公司所属电厂全年市场交易电量不低于20亿千瓦时;皖电东送机组全年市场交易电量不低于30亿千瓦时。

《通知》要求,一类用户暂按实际用电量、售电公司暂按实际售电量的15%用于消纳暂不具备直接参与市场交易条件的清洁能源优先发电电量,二类用户应与售电公司在签订的购售电合同中予以明确。业内认为,这有利于促进新能源消纳,但是对于售电公司和电力大用户来说,收益会受到较大影响。而且《通知》是暂按实际售电量的15%,期望能尽快明确,减少风险。

《通知》还要求,一类用户、售电公司的年度交易电量应为其测算年用电量的55%-70%,否则不得参与市场交易。(胡杰)

湖南 三项风电储能项目开始招标

本报讯 日前,国家电投、三峡新能源共启动了三项湖南省风电储能项目招标,这标志着湖南首批新能源+储能项目正式启动。

今年3月,国网湖南省电力有限公司发展部曾下发《关于做好储能项目站址初选工作的通知》,文件显示湖南28家企业承诺新能源发电项目配套储能,总规模达388.6MW/777.2MWh。此次启动招标的三个项目均位列其中。

三峡新能源湖南道县洪塘营风电场10MW/20MWh储能示范项目EPC工程,要求投标人近5年内具有至少1个风电/光伏配套储能或其它含储能项目的可行性研究、设计或EPC业绩。国家电投湖南龙山大灵山风电项目配套10MW/20MWh储能电站EPC工程,要求投标人近5年内完成至少1个及以上同规模的电池储能工程投产业绩。国家电投北京电力公司还发布了湖南通道二期储能工程总承包招标公告,要求投标人至少有2个已竣工的单个项目不小于10MW/10MWh磷酸铁锂电池集中储能项目工程业绩。(陈凤英)