

CCER 重启，我国碳市场再添新活力

■本报记者 李玲

期待已久的全国温室气体自愿减排交易市场重启终于迈出关键一步。

10月19日，生态环境部正式公布《温室气体自愿减排交易管理办法(试行)》(以下简称《办法》)。《办法》明确，组织建立统一的全国温室气体自愿减排交易机构和交易系统，提供核证自愿减排量(CCER)的集中统一交易与结算。

此后，生态环境部又于10月24日发布包括造林碳汇、并网光伏发电、并网海上风力发电、红树林营造等4项温室气体自愿减排项目方法学，作为自愿减排项目审定、实施与减排量核算、核查的依据。

据了解，我国最早于2012年开始在多地试点交易CCER，此后又于2017年3月暂停受理CCER相关备案申请。多位专家对《中国能源报》记者表示，作为全国碳排放权交易市场的重要补充，此次CCER的重启是市场多年期盼，将进一步激发我国碳市场活力，对于推进相关减排技术和项目落地、加速碳达峰碳中和目标实现进程，意义重大。

◆“业内对CCER的呼声从没停过”

CCER是国家核证自愿减排量，是对包括可再生能源、林业碳汇等温室气体减排项目所吸收的二氧化碳、甲烷等温室气

体进行的量化，项目减排效果经过相关方法学量化核证并申请完成登记后，可在市场出售，以获取相应的减排贡献收益。

生态环境部在《办法》中指出，符合国家有关规定的法人、其他组织和自然人，可以依照本办法参与温室气体自愿减排交易。申请登记的温室气体自愿减排项目应当有利于降碳增汇，能够避免、减少温室气体排放，或者实现温室气体的清除。

“《办法》是保障全国温室气体自愿减排交易市场有序运行的基础性制度，为整个CCER重启奠定了法律基础。它明确了各部门的职权和管理责任，之后相关的指南、操作流程、方法学就可以陆续发布，相关方就能重新申请CCER项目，这个市场就真正算是启动了。”全球气候变化智库阿德尔菲咨询公司高级经理陈志斌在接受《中国能源报》记者采访时指出。

北京中创碳投科技有限公司投资经理关宇轩对《中国能源报》记者表示：“与2012年试点的管理办法相比，新发布的《办法》在流程上总体变得更加简单和高效，完成CCER第一次签发的规定步骤大约需三个月，非常有利于鼓励大家参与这个市场。当然，项目业主也需要为项目文件准备以及第三方审核留出充足时间。而项目审定和减排量审定之前的公示环节，以及业主

和第三方的‘双承诺’机制，也让整个流程更加公开透明。”

“其实，市场上一直都有CCER的交易需求，因此，业内对CCER的呼声从没停过。2012—2017年的交易虽是试点，但也有很多企业购买CCER以抵消在试点碳市场的排放量，还有一些企业自愿购买和注销CCER以履行社会责任。基于此前的试点经验，此次CCER重启，相信市场将会更加规范和完善。”陈志斌说。

◆是碳市场的重要补充

值得注意的是，生态环境部同时明确，申请登记的温室气体自愿减排项目应是2012年11月8日之后开工建设的、生态环境部发布的项目方法学支持领域的。此外，申请登记的项目减排量应产生于2020年9月22日之后，即我国正式提出“双碳”目标之后。不过，2017年3月14日前已获得国家应对气候变化主管部门备案的CCER，可于2024年12月31日前用于全国碳排放权交易市场抵销碳排放配额清缴。

在多位受访专家看来，全国温室气体自愿减排交易市场是全国碳排放权交易市场的重要补充，二者面向不同主体，相辅相成，共同助力我国碳达峰碳中和目标的实现。

“全国碳排放权交易市场目前只有控排企业参与，CCER的参与对象主要是非控排企业，比如林场、海上风电、光热发电等相关项目业主，因此，CCER重启可以说是增加了碳市场的参与主体。”关宇轩表示，“自愿减排企业通过CCER的开发与交易实现其碳资产价值，控排企业可以购买减排项目开发出来的CCER用于自身的碳市场履约。目前控排企业可以使用相当于总排放量的5%用于履约，CCER作为抵消机制的重启是对目前碳市场的重要补充。”

“碳排放权是限制一些成熟的高碳排放行业，CCER是鼓励具有减排效应的新兴技术、新兴行业和成本较高的减排项目。通过抵消机制扶持新的减排技术，加快新技术的应用，推动实现碳达峰碳中和目标。”陈志斌指出，“在全国碳排放权交易市场建立后重启CCER，每年CCER的需求量相较此前也会大幅增加。以电力行业每年40亿吨的碳排放量计算，其5%就是2亿吨，理论上说，这里面就有2亿吨的CCER需求，市场空间很大。”

◆助力减排技术加速落地

事实上，无论是碳排放权还是CCER

交易，都只是推动实现碳达峰碳中和目标的一种手段，背后的根本作用在于鼓励、推动一系列具有减碳、固碳作用的技术和项目加速落地。生态环境部公布的首批4项温室气体自愿减排项目方法学覆盖的领域，将率先受益。

陈志斌对《中国能源报》记者指出：“海上风电、光热项目、造林项目等首先纳入CCER方法学，无疑将对这些行业产生利好。在实现碳达峰碳中和目标过程中，有很多路径，比较明确的路径是大力发展可再生能源，其他很多项目也都有类似潜质。对于一些成本比较高的减排项目，可以通过CCER提供更多资金支持。这有助于支持新项目发展，使一些商业上经济性不太强的项目也可以尽快落地。可能的技术原来要发展5年才能做到成本较低、收益可控，但现在有了CCER的额外收入，也许只需要2年就可以推向市场。”

“重启CCER，最重要的意义就是可以把减排项目的环境效益量化，让大家看到项目收益，这样一来，主动减排的动力也就更足。与国际上的减排机制一样，CCER对额外性的要求，实质上是对一些发展中的减排技术的支持和鼓励，通过市场手段加快新的低碳技术孵化和发展。”关宇轩指出。

CCER 重启如何影响电—碳协同?

■本报记者 林水静 杨晓冉

电、碳两者密不可分。随着中国核证自愿减排量(CCER)重启进程持续推进，全国碳市场即将获得有力补充，这也让电—碳协同机制解锁了一块新“地图”。

10月24日，根据《温室气体自愿减排交易管理办法(试行)》，生态环境部制定发布4项温室气体自愿减排项目方法学。首批方法学的公布，为CCER重启奠定基础，再度引发业内人士对于电—碳协同的探讨。CCER重启会对电—碳协同带来何种影响?当前电—碳为何还未实现真正有效协同?电—碳协同还需哪些统筹?

■对全国碳市场的有力补充

随着电气化程度的逐步提高，行业内对加强电—碳两个机制间衔接的愿望越发强烈。此次CCER重启是否会将对电—碳协同带来利好?

“CCER机制是对全国碳市场的有力补充，我国当前正需要有一个碳信用机制来激励减排项目的发展。未来，碳减排项目在CCER市场上进行开发和交易，也可形成额外的环境收益。”清华海峡研究院能源与环境中心特聘专家郑颖表示。

南华大学碳中和与核能发展创新研究院院长张彩平认为，CCER重启将吸引更多资金流入可再生能源项目，从而扩大绿电的市场规模，激发绿电市场活力和绿证消费需求。“相较于绿证，CCER不限制交易次数，让控排企业有更多的履约选择，也可以满足其他市场主体的差异化绿色消费需求。”

但CCER与绿证两种机制间又存在一些交叉点，未来可能仍需进一步完善。

今年8月，国家发改委、财政部、国家能源局联合发布的《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知》指出，对集中式风电(含海上风电)、集中式太阳能发电(含光热发电)项目的上网电量核发可交易绿证，并明确绿证是我国可再生能源环境属性的唯一证明，是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证;同时，此次生态环境部公布的首批CCER方法学中也包括并网光伏发电、并网海上风力发电项目，并明确唯一性，要求项目未参与其他温室气体减排交易机制，不存在项目重复认定或者减排量重复计算的情形。

“CCER首提唯一性，目的是卡掉部分项目重复在多个减排机制中申请的可能性。但如何确保唯一性，还需要相关部门给出更多细节。”郑颖进一步表示，“绿证不属于温室气体减排交易机制，已经获得绿证的并网光伏发电、并网海上风力发电项目，理论上满足CCER的唯一性要求。但这会使项目的环境属性在两种机制中被重复计算。目前国际上对这种重复计算并不认可，这也意味着难于实现我国绿证和CCER机制的国际互认。”

■机制仍需进一步完善

“电与碳之间的关系非常紧密，电力市

场的高效运行将对国家‘双碳’工作形成强力支撑，而碳市场的有序发展也将对可再生能源电力形成激励。我们目前常提到的电—碳协同，一方面包括电价跟碳价之间形成传导，在价格上协同;另一方面包括可再生能源电力的环境属性能够在温室气体排放报告与核查机制中得到体现，在碳排放核算上形成协同。”郑颖解释。

然而，当前电—碳协同作用尚未显现，绿证与碳市场两个机制还未形成有效衔接。例如，目前企业购买的绿证并不能在碳市场中体现其环境属性，在碳市场中购买的碳配额与CCER项目、绿电的碳排放核算核查也不统一。

为何电—碳协同一直难以实现?

张彩平认为：“一方面，目前电力市场还处于向市场模式转变的过渡期，计划和市场双重制度并存，价格传导机制难以充分发挥作用;另一方面，目前我国电力结构仍以火电为主，虽然新能源发电比例快速上升，但稳定性有待提升;此外，全国碳市场还处于运行初期，市场流动性不足、交易潮汐现象明显等缺陷使控排企业无法准确核算碳交易成本，因而市场参与积极性不高，制约了碳交易市场的深入发展。”

从碳市场角度来看，电—碳协同发展程度也是由碳市场的所处阶段决定的。“此前，碳市场只纳入了发电企业，而发电企业的碳排放主要来自于煤和天然气等燃料使

用所产生的直接排放，间接碳排放占比并不高，所以在碳市场的第一、二个履约期，发电企业对电—碳协同的需求并不高。”郑颖说。

此外，因为目前两个市场都处于起步阶段，政策制度间的协同还有待进一步完善。郑颖进一步表示，这需要碳市场和电力市场各自的政策协同，也需要两个市场背后庞大而统一的政策体系支撑。“需要考虑如何将电力碳排放核算与我国电力系统运行特点协同匹配，从而更加科学地在碳市场中发挥可再生能源电力的环境价值。”

■障碍正被逐步打破

电力市场与碳市场的主管部门不同，要想实现机制衔接，统筹布局是关键。基于当前情况，郑颖认为：“我国电—碳协同机制起步时间较短，亟需庞大的体系建设支撑，既要考虑与既有政策的衔接，也要考虑未来政策制定的融入，更需要部门间对可再生能源发展政策与碳市场政策进行更进一步的统筹策划和协同制定。”

“目前，核算碳排放方法学明确从电网采购的绿电不计入用户的碳排放量，这意味着，从电网购买的绿电和其他高碳排放企业在核算碳排放时是同等待遇，通过电网途径采购的绿电排放因子仍和火电相等，这

也导致两个市场的协同机制建立不起来。”中国新能源电力投融资联盟秘书长彭澎分析，“若想实现两个市场协同，必须明确绿电对于减排贡献的核算方法。不同企业采购绿电也会造成整体电网排放因子变动，这一问题的处理也十分复杂，后续还要做更多相关研究。”

张彩平也建议：“宏观层面要明确电—碳协同发展的牵头部门，由牵头部门作好电力市场、碳市场与其他市场机制、政策工具的有效衔接;微观层面要建立电力与碳市场的统一数据体系，解决数据互通问题。”

此外，在政策协同过程中，还需重视政策执行者和使用者的需求。郑颖指出，当前对电—碳协同呼声最大的是电力消费侧，特别是面临碳排放报告与核查要求的企业，以及出口型企业。电力消费侧希望通过参与一种机制，尽可能满足多个政策要求，从而合理控制合规成本。同时，消费侧对于政策实施的反馈，也将帮助有关部门不断完善和优化政策内容。

值得一提的是，当前已有部分地区率先实现对绿电在碳市场中的价值认可。今年4月，北京市生态环境局公布的《关于做好2023年本市碳排放单位管理和碳排放权交易试点关注的通知》明确指出，重点碳排放单位通过市场化手段购买使用的绿电碳排放量核算为零;6月，上海市生态环境局公布的《关于调整本市碳交易企业外购电力中绿色电力碳排放核算方法的通知》明确指出，外购绿电排放因子调整为0 tCO₂/104kWh，这也意味着认可了企业外购绿电的碳排放量为零。电—碳协同的障碍正被逐步打破。

河滩变身光伏 乡村一派美景



图片新闻

近年来，安徽省庐江县坚持“绿水青山就是金山银山”理念，利用荒山、坡地、河滩，大力发展光伏发电产业，在推进能源绿色低碳转型的同时，为村集体带来租金收入，为村民提供更多就业岗位，实现生态保护和农民增收“双赢”。

图为10月23日拍摄的庐江县白湖镇白湖社区，河滩“变身”光伏电站，与周边河流、村庄、田园相映成趣，呈现出一派乡村振兴美景。

人民图片

关注

国家发改委等四部门：严控新增炼油产能

本报讯 10月25日，国家发改委、国家能源局、工信部、生态环境部等4部门联合发布《关于促进炼油行业绿色创新高质量发展的指导意见》(以下简称《指导意见》)。《指导意见》提出产业发展一系列相关目标，并强调严控新增炼油产能。

《指导意见》指出，到2025年，国内原油一次加工能力控制在10亿吨以内，千万吨级炼油产能占比55%左右;炼油产能能效原则上达到基准水平、优于标杆水平的超过30%。

《指导意见》强调，到2030年，绿氢炼化、二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)等技术完成工业化、规模化示范验证，建设一批可借鉴、可复制的绿色低碳标杆企业，支撑2030年前全国碳排放达峰。

同时，《指导意见》还提出严控新增炼油产能。新建炼油及扩建一次炼油项目应纳入经国家批准的相关规划，实行产能减量置换和污染物总量控制，能效达到标杆水平，环保满足重污染天气重点行业绩效分级A级标准要求。严格执行《产业结构调整指导目录》，新建炼厂的常减压装置规模不得低于1000万吨/年。强化安全生产、生态环保、碳排放等指标约束，原则上不再新增燃煤自备电厂(锅炉)。(辛华)