

吃下“新食材” 煤电更减排

■ 本报记者 朱妍



经过破碎加工的核桃壳，与燃煤一同送进锅炉——国家能源集团河北龙山电厂1号机组吃下了“新食材”。近日，该公司首次实现了燃煤生物质耦合掺烧发电，期间机组各项参数正常。

记者了解到，作为辅料的核桃壳可以改善煤的燃烧特性，减轻锅炉设备磨损。经测算，该厂每年掺烧10万吨核桃壳，相当于等效节约标煤5.7

万吨，降低燃料成本1042万元，还能减少二氧化碳排放量约7万吨、二氧化硫生成量约1600吨。

上述尝试，正是煤电行业想方设法减排的一个缩影。在末端推进节能降碳改造的同时，部分电厂主动另辟蹊径，尝试从源头减少煤耗、降低排放。除了农林废弃物，城市污泥、工业固废等物质也被作为燃料。这些“食材”到底行不行，机组能不能“吃好”？

“食材”更丰富 节煤又减排

“推进煤电低碳发展，仅仅依靠机组自身提高效率，降低煤耗远远不够。要想实现更大幅度的碳减排，甚至达到近零排放，还须采用低碳燃料进行替换。”清华大学能源与动力工程系教授毛健雄向记者举例，生物质燃料碳排放强度为18克二氧化碳/千瓦时，是煤电碳排放强度的0.018。“生物质在替代煤炭燃烧过程中产生的碳排放，与其生长过程中吸收的二氧化碳，可以相互抵消，对环境而言并无新增排放。由此，煤电机组掺烧生物质可实现有效降碳。”

国际能源署煤炭工业咨询委员会近日发布了《低排放煤炭技术助力零碳亚洲未来》的报告，国家能源集团湖北公司燃煤生物质耦合发电项目作为典型案例入选。这是我国首次在大型电站中应用“生物质气化燃气与煤混燃技

术”，项目建设设计燃料为50%的稻壳和50%的秸秆。以年运行5000小时预计，每年可以消耗约4万吨稻壳、秸秆，节约煤炭资源折合约2万吨标煤，每年可减排二氧化碳4万吨。

减排要求不断提高，“食材”也更加丰富。拥有全国首台百万千瓦级燃煤机组的华能玉环电厂，就把目光转向了城市污泥和工业固废。“燃煤耦合污泥发电项目采用湿污泥直掺方式，市政污泥由全封闭输送车运到电厂密闭储仓，经柱塞泵和污泥输送管道直送至磨煤机。污泥一边脱水、一边与碎煤共同磨成粉末，进入炉膛。”据该厂生产部环保专工乐波介绍，除了2套污泥直掺磨煤机装置，电厂还有4套工业固废燃烧装置，污泥和固废日处理分别达到300吨、150吨，算下来一年可节约原煤3万吨左右。

“新”燃料适应“老”机组 运行迎来新挑战

好处显而易见，但复杂的“食材”也给机组运行带来新的挑战。华能长江环保科技有限公司教授级高工王一坤告诉记者，多源固废包括草、木、皮、泥、渣等多种形态，而传统锅炉均是针对特定煤种设计，只有符合设计参数的燃料才能确保安全稳定运行。这意味着，必须让“新”燃料适应“老”机组。

“目前包括直接、间接和并联储合发电三种掺烧方式，各有利弊。以生物质为例，直接耦合是将原料处理成适应现有机组的燃料形态，投资成本最低，燃烧效率

几乎与原有机组等同。但该方式超过一定掺烧比例，对锅炉效率和安全性能会产生影响，比如废弃物含有碱金属、氯离子，直接送入锅炉对安全性影响很大，如何实现安全可控很关键。”王一坤说。

“我国大部分电厂采用煤粉锅炉，进入炉膛必须是粉状燃料。换句话说，生物质颗粒也要细到一定程度才能送入。”一位不愿具名的电厂人士进一步称，除了制备要求高，粉状燃料燃点低、挥发分高、易燃易爆，存储也是问题。

还有多位人士提出经济性问题。“在

国外，生物质掺烧比例10%—100%的电厂都有。但我国生物质资源以农林废弃物为主，与国外情况不同，直接高比例掺混仍面临技术难题。另外，污泥含有很多杂质，难免对设备造成影响，前端处置也需要一笔支出。采用其他方式，系统相对复杂，改造难度大、投资费用高等问题都需要综合考量。尤其是并联储合发电方式，虽不存在技术风险，但经济性最差。”王一坤表示，若不能保障经济性，电厂“越发电越亏损”，直接影响减排积极性。

科学经济利用 还需技术指南

程包括固废直燃喷嘴、可调喷射器等多项专利技术，背后是反复研究及数十次改进。”乐波表示，在减排二氧化碳的同时，掺烧后的烟尘、氮氧化物及二氧化硫等指标，同样低于燃气电厂标准，真正实现了低碳化、无害化。

在王一坤看来，电厂应根据来料物性、机组特点等不同条件，选择真正适宜的耦合方式。比如，掺混物中的重金属、氯及氟元素含量低，耦合比例低于10%，建议选择直接耦合发电，反之考虑间接耦合。“目前，耦合发电的电量监管、污染物排放限值、测试标准等方面仍有缺失，应尽快研究制定

符合国情的燃煤电站耦合发电技术指南和规范，对耦合比例、监测指标、排放限值、检测频次等要求进行细化。”

“除了常见的秸秆等农林废弃物，柠条、沙柳等灌木和草类能源植物，也被证明适合作发电燃料。在那些不宜种植粮食、棉、油的土地，可以种植这些植物，通过科学管理提升生物质资源潜力。”毛健雄还透露了一项利好，“建议根据我国生物质资源情况及利用目标，制定更合理的政策，对燃煤电厂混烧生物质进行约束和支持，建立一体化收、储、运和加工产业链，让掺烧来料像用煤一样方便。”



一证连通两市场，破除“电”“碳”交易壁垒

湖北颁发全国首批双认证“绿电交易凭证”

■ 本报记者 张胜杰

在近日举行的湖北省内首场绿色电力交易签约仪式上，7家发电企业、8家电力用户代表签署绿色电力交易协议，并获颁由湖北电力交易中心、湖北碳排放权交易中心共同认证的“绿色电力交易凭证”。这是全国首张电碳市场双认证的“绿电交易凭证”，标志着“电”“碳”市场协同迈出关键一步。

此举将怎样影响当地的能源供给和消费结构？企业将如何获益？在电力市场和碳市场互联互通的过程中，要注意哪些问题？

电碳市场协同迈出关键一步

记者了解到，湖北电力交易中心、湖北碳排放权交易中心将加快推动“电”“碳”两个市场联动。其实，早在去年底，国务院印发的《要素市场化配置综合改革试点总体方案》中，就提出要“支持试点地区进一步健全碳排放权交易机制，探索促进绿色要素交易与能源环境目标指标更好衔接”。

3月12日，国网湖北电力与宏泰集团在武汉签署电—碳市场协同发展合作框架协议，湖北由此开始探索电力交易市场与碳交易市场联动。双方着力打破电—碳市场交易壁垒，研究出具适用于欧盟“碳关税”“碳足迹”政策要求的绿电交易凭证，确保用户信息、交易电量、电量类型、来源电厂、等效二氧化

碳减排量等绿色属性所有权的清晰和唯一，确保交易全过程可记录、可追溯、可认证。

湖北碳排放权交易中心董事长朱国辉表示，此次湖北通过发挥电、碳交易中心在双碳领域的影响力，为绿色电力交易凭证提供权威背书，有助于湖北省出口企业产品碳足迹认证，增强了国际低碳竞争力。

“作为国家首批碳交易试点地区，湖北持续发挥试点先行先试的功能和作用。”在碳排放权交易省部共建协同创新中心副主任黄锦鹏看来，此次发布的绿色电力交易凭证获得湖北电力市场和碳市场的双认证，标志着电—碳市场协同发展迈出里程碑意义的关键一步，有效衔接了绿色电力交易与碳减排目标。

企业省下真金白银

有部分企业称，在核算企业碳排放量时，无法将买来的光伏风电等绿色电力从企业电力消费总量中剔除，导致外购电产生的间接排放量较大，不利于企业消纳更多的绿色电力。对此，黄锦鹏解释：“受目前全国碳市场的碳排放核算方法限制，企业外购电的碳排放量都是统一用企业所在区域的平均电网排放因子来计算，没有考虑企业自身是否用绿色电力，也没有将绿色电力部分先

扣除再计算的规则设定。”

“但是，从鼓励可再生能源发展和消纳可再生能源的角度看，全国碳市场有必要考虑在计算企业间接排放时区分绿色电力和火电，尤其是在‘双碳’目标约束下，未来绿色电力在电力终端消费结构中的比例会越来越高，绿色电力不容忽视。”黄锦鹏认为，如果全国碳市场允许企业在计算碳排放时剔除绿色电力部分，将激励企业购买和消费绿色电力，促进电力市场化交易。

由于该凭证也是外贸出口产品获得“碳关税”减免的重要依据。对外贸企业来说，该凭证更是国际市场的“通行证”。“目前，根据欧盟的要求，企业可以用绿电交易凭证来证明产品在生产、运输等环节有来自清洁能源的支撑，这些都体现在企业的碳足迹报告中。”湖北电力交易中心交易部副主任胡羽川说，虽然目前购买绿电和企业的碳排放量并不能直接抵扣，但这是未来的发展方向。

作为出口配套型企业，武汉钢铁有限公司在此次绿电交易中，买了3000万千瓦时绿电。“在国际合作中，欧盟对企业的绿电有一定的要求。有了这个认证后，就能大大提高企业在市场中的竞争优势。”武钢有限碳中和管理高级主任易易祥说，“通过此次交易，可为公司节省24万元左右成本，帮助企业实现减碳减排，绿色生产。”

试点还将继续深化

“对于湖北而言，试点还要继续深化，通过实践创新提供更多有益的经验。”黄锦鹏认为，这一举措一旦落地，不仅可以降低企业间接排放减少企业总排放，提高湖北绿色电力消纳能力，促进碳市场和电力市场的良性循环，还能刺激绿色电力投资，优化湖北省能源供给和消费结构，推动碳达峰碳中和目标实现。

黄锦鹏同时提醒，在进行交易时，需进一步识别和防范潜在风险：一是在核查企业碳排放量时，除了查验企业的绿色电力交易凭证外，还需核实企业实际的绿色电力使用量，保证数据的真实性和准确性；二是比对绿色电力交易凭证与CCER（国家核证自愿减排量）是否来自同一个可再生能源项目，避免出现减排量重复计算和使用；三是试点碳市场在决定是否将绿色电力扣除时，还需考虑国家和当地主管部门意见及碳排放核算体系一致性等问题。

“随着全国统一大市场建设的逐步推进，电力市场和碳市场互联互通的深度和广度也会不断扩展，希望湖北的星星之火，可以在全国呈现燎原之势，为中国电力市场化改革和全国碳市场建设完善提供宝贵经验。”黄锦鹏说。



一季度绿色贷款保持高速增长

本报讯 记者朱妍报道：5月6日，中国人民银行发布一季度金融机构贷款投向统计报告。报告显示，我国绿色贷款保持高速增长。截至一季度末，本外币绿色贷款余额18.07万亿元，同比增长38.6%，比上年末高5.6%，高于各项贷款增速27.6%。其中，投向具有直接和间接碳减排效益项目的贷款分别为7.79万亿元、4.22万亿元，合计占到绿色贷款的66.5%。分用途看，基础设施绿色升级、清洁能源和节能环保产业贷款余额，同比分别增长31.3%、39.3%和58%；分行业看，电力、热力、燃气及水生产和供应业绿色贷款余额同比增长29.2%，一季度增加3427亿元。

根据中国人民大学重阳金融研究院4月底发布的《中国绿色金融发展研究报告2021》，截至2021年末，我国绿色贷款余额为15.9万亿元，同比增长33%，存量规模居全球第一。这些资金主要投向了碳减排项目，在碳中和绿色金融矩阵中发挥着主体作用。

在地方减排方面，绿色金融也取得积极进展。中国人民银行深圳市中心支行最新数据的数据显示，截止到3月底，辖内7家银行累计获批碳减排工具政策资金19.35亿元，带动新发放碳减排贷款32.26亿元，带动年度碳减排量55.23万吨，重点支持生物质能源利用设施建设和运营、风力发电设施建设领域。全国碳市场登记系统所在地湖北，一季度绿色贷款余额新增640.3亿元，基础设施绿色升级、清洁能源、节能环保三个产业合计占比达86.2%。

多地数据显示，自碳减排支持工具推出以来，撬动更多金融资源向绿色低碳产业倾斜的效益突出。中国人民大学生态金融研究中心副主任蓝虹予以肯定：“去年，绿色信贷已占到整个绿色金融资金总额的90%以上，分类标准不断完善，与国家发改委、工信部等部委共同发布的绿色产业目录一致协调。这不仅是从制度上、认识上相统一，在技术层面也走向了一致。”

蓝虹还表示，央行碳减排支持工具对于绿色项目、碳减排项目及碳中和项目的支持，具有更强精准性，以及更大调动社会其它资金的能力。“碳减排支持工具分为清洁能源、节能环保、碳减排技术三大块，精准对接了我省将近80%的碳排放量。”