

# 全面绿色转型 能源铆劲发力

《中共中央国务院关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》吹响了全社会绿色转型的“号角”，为能源全产业链勾画出清晰的转型发展“路线图”。无论是传统煤化工，还是氢能等新能源，亦或绿电交易、碳市场建设，都将为经济社会发展持续增“绿”作出努力。



## 绿证与碳市场亟待协同减排

■本报记者 李玲

日前印发的《中共中央国务院关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》(以下简称《意见》)提出,完善绿色电力证书交易制度,加强绿电、绿证、碳市场等市场化机制的政策协同。

当前,我国绿证和碳市场相对独立,管理方式与交易模式不同,产品之间也缺乏有效衔接,一定程度上制约了绿电环境价值的体现以及碳减排的市场激励作用。在业内看来,加快推动绿电、绿证与碳市场协同发展对经济社会全面绿色转型意义重大。

### ■ 市场相对独立

绿证是我国可再生能源电量环境属性的唯一证明,也是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证。2017年7月,我国正式开展绿证认购工作。2021年9月,随着启动绿色电力交易试点,绿证逐渐形成规模化市场,相关交易机制不断完善。

数据显示,截至2023年底,绿证交易启动以来累计成交量已突破1亿张。今年上半年,全国绿证市场交易绿证1.6亿个,同比增长6倍。

博众智合能源转型中国电力项目主任尹明告诉《中国能源报》记者:“绿证交易包括‘证电合一’和‘证电分离’两种模式。前者是指‘证电合一’的绿电交易模式,后者是指可再生能源发电企业参与电能量市场交易的同时,单独参与绿证交易并同步出售项目结算电量对应的绿证,交易范围不受地理空间范围限制。”

“我国碳市场包括强制性的全国碳排放权交易市场,持续强化数据质量管理,逐步推行配额有偿分配,充分发挥碳市场推动低成本温室气体减排功能。全球气候变化智库阿德尔非咨询公司高级经理陈志斌告诉《中国能源报》记者:“中国的绿证和碳市场目前都在建设初期,还需进一步发展和完善。目前两个市场的运行相互独立,目标也并不完全一致。绿证证明了电力的绿色属性,

鼓励市场多消费,但全国碳市场的目标是强制企业减排。”

### ■ 协同发展仍存堵点

当前,随着“双碳”目标持续推进以及电力市场化改革的不断深入,绿证与碳市场如何协同发展,变得越来越重要。

尹明指出,两个市场加强协同和机制衔接意义重大。“一是有助于加快我国电源结构的低碳转型,二是有助于提升全社会绿色能源消费水平,三是有助于降低全社会降碳减排履约成本,四是有助于提高我国出口商品绿色认可度。”

在陈志斌看来,协调的关键在于我国碳市场的制度设计。“我国碳市场覆盖了间接排放,例如试点的工业企业,在计算碳排放时,外购电力的间接排放要算进去。而欧盟碳市场不覆盖间接排放,因为电厂可通过电价把碳排放成本传导到下游,碳市场不需额外再管来自外购电力的间接排放。但对我国来说,该路径还不通,因为发电企业并不能直接将碳的成本往下传导。这就存在一个什么是绿电,用户如何证明使用的是绿电的问题,也就引出绿证和碳市场之间能否互认的问题。”

在多位受访者看来,目前我国绿证与碳市场的协同确实存在堵点。

“对于‘证电合一’模式的绿电交易,一是纳入主体协同不够,全国碳市场目前仅有发电行业被纳入,很多对绿电有需求的高耗能行业并未被纳入,造成电-碳机制耦合度不高,降低了绿证与碳市场机制之间的协同能力;二是核算方法协同不够。全国碳市场整体缺少对购买绿电企业的碳排放量核算方法的明确规定,会导致此类企业重复支付环境成本。”尹明指出,“三是数据信息连通不够。绿证市场与碳市场分属不同政府部门管理,相关数据和信息管理规定不同,产生了‘行政壁垒’,给不良企业创造了不法谋利的机会,影响了我国环境权益管理的国际认可度;四是市场融合协同不够。电力间接碳排放与‘证电合一’模式的绿证交易紧密相关,但目前该部分还没有被纳入全国碳市场,影响了绿色电能环境价值充分发挥以及电碳市场长远健康发展。”

对于“证电分离”模式的绿证市场,由于交易不受电网架构和地理范围限制,不

与电量实物交易相关联,因此尹明认为,这可能导致较大的环境价值被重复计算。此外,绿证交易与碳市场分属不同管理部门,缺少相关核算方法,所以绿证尚无法直接用于计算碳排放量。

### ■ 形成合力推动减排

接下来如何进一步加强绿证与碳市场协同发展? 又该如何协同发展?

在陈志斌看来,首先要明确两个市场的具体政策目标和对于市场里不同角色的要求是什么,之后再厘清目前不同的交易手段、市场设计会不会有冲突以及怎么去解决。“这才是最核心的,而不是简单要求碳市场多购买绿证。”

陈志斌认为,绿证与碳市场协同有多种方式。“如果接下来碳市场扩容后,间接排放被纳入,那绿电绿证能不能用,怎么用,怎么做好机制设计促进企业减排,这是一种方式;如果碳市场不纳入间接排放,电力企业能不能把这个成本通过绿电合同的方式转嫁给下游,电力市场需要创造怎样的机制和交易产品,才能够实现价格传导,这也是一种协同。无论如何,核心是要最大化发挥各自的作用,形成一种协同合力推动减排。”

尹明表示,首先要以能耗双控向碳排放双控转向为契机,形成电碳市场协同发展顶层政策体系。加强负责绿电绿证市场与碳市场的不同部门之间的协同,形成共同引导市场主体向绿色生产转向,促进煤电项目、可再生能源项目和用能企业等共同分享绿色发展红利。其次,要加快碳市场扩容步伐,促进电碳市场的有效融合。加快重点排放行业纳入全国碳排放权交易市场,这些企业电力间接碳排放与用电量和用电结构紧密相关,提高了电碳市场耦合程度,将极大提升我国绿电绿证市场活跃度,增加绿证需求和可再生能源发电行业发展。“第三,要提高绿电绿证市场与碳市场数据质量管理,加强两类数据互通互用。以绿证和CCER 两类交易市场的信息互通起步,将绿证作为CCER项目发电量、减排量核证唯一凭证,通过技术和法规等手段确保绿证承担上述功能的唯一性、溯源性。后续再推进电力市场、绿电市场与碳市场数据信息系统互通。”

《中共中央国务院关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》(以下简称《意见》)明确提出,“推进氢能‘制储输用’全链条发展”“完善充(换)电站、加氢(醇)站、岸电等基础设施网络”“建立健全氢能‘制储输用’标准”。

在多位受访者看来,《意见》的发布有助于促进氢能“制储输用”涉及的关键核心技术创新与突破,解决困扰氢能产业发展的关键技术难题。而要实现氢能全链条发展,仍需政府、企业、科研机构携手并进,共同应对技术挑战、完善政策体系、加强市场培育。

### ■ 多种新应用突破不断

近期,我国在氢能领域的应用突破不断——

航天科技集团旗下单位近日联合研制的5吨/天氢液化系统一次性开车成功,稳定产出液氢,系统采用的核心部件均系自主研发;

我国首台大功率氢能动力火车即将投用,可拉动超200节客车车厢;

国内首条固体氧化物燃料电池电堆全自动生产线将在9月底下线,预计今年生产1000套电堆。

除此之外,在氢能政策方面,各地频频利好消息。“氢能高速政策最近成了行业关注的热点,继山东、四川、内蒙古等地之后,吉林、陕西也提出氢能车辆免收高速公路通行费。”高工氢电产业研究所某研究员表示,“这说明政府层面正以有力的实际行动,从市场端助力氢能运营推广。”

中国汽车战略与政策研究中心高级研究员李凯告诉《中国能源报》记者,自去年《共建中国氢能高速行动倡议》在中国燃料电池汽车大会上发布后,多个省市研究并出台氢能车辆高速通行费免费的政策。“这将对燃料电池汽车产业发展产生极大带动作用,也进一步坚定了行业共建氢能高速公路综合示范线的信心。”

《中国能源报》记者了解到,目前各地高度重视,快速行动,竞相规划氢能产业发展,加快推动氢能项目落地,在氢能制备、储运、基础设施建设等方面纷纷取得实质性进展。

### ■ 仍处于规模化导入期

不过整体看,我国氢能发展当前正处于规模化导入期,从制氢、储氢到用氢,全周期产业布局依然存在不平衡问题。

中国科学院院士、西安交通大学绿色氢能国家重点实验室主任郭烈锦近日公开表示,当前我国氢能产业还存在创新能力不强、技术装备水平不高、部分关键核心零部件和基础材料依赖进口等问题。

《中国能源报》记者注意到,以往提到氢能产业链,总会提“制储输用”,而《意见》明确提出“制储输用”全链条发展。“输和运”之差,却值得重点

## 氢能「制储输用」全链条发展迎来加速期

■本报记者 张胜杰

关注。”绿色能源产业发展促进会氢能燃料电池产业研究院院长助理兼产研部副主任张胜青表示,长期以来,氢能“储运加”作为连接两头的“脖子”环节,发展一直不及预期,成为全链条协同发展的关键堵点之一。“此外,高昂的氢气运输成本使终端用氢成本始终居高不下,制约氢能广泛使用。”

张胜青进一步指出,如果通过管道输氢,上述问题将很大程度得到解决。但由于管道输氢涉及能源安全,亟需国家层面主导建设。

国家电投首席科学家、国氢科技首席技术官柴茂荣近日接受《中国能源报》记者采访时表示,我国每年的氢气产能大约在4800万吨,产量超3600万吨。“从‘制’的环节看,没有什么大问题。但氢能‘制储输用’,关键在用,用的环节打开了,‘制储输’就能‘活’了,用氢绝不是只有每年几百辆重卡就能解决。”

柴茂荣的观点得到多位业内人士的认同。北京开云能源有限公司董事长王超也表示,若找到差异化的应用场景,将推动氢能快速打开市场。

### ■ 壮大氢能“国家队”力量

对于构建氢能全产业链,郭烈锦强调,必须紧紧围绕实现“双碳”目标,推动经济转型和可持续发展的战略目标,从上游氢气制取、中游储运加注到下游推广应用全面展开。

“从整个能源产业来看,将产业链各链条间彼此孤立、分隔地去判断评估,不利于推动产业链整体构建。”郭烈锦称,应该考虑从能源的源头到终端产物,包括主、副产品乃至废弃物的处理,进行全面完整、全生命周期的评估和判断。

多位氢能企业人士呼吁,应加强政策支持与引导,帮助氢能企业快速发展。“建议国家加快培育和壮大氢能产业,尤其加大对氢能企业支持,推动相关企业发展,同时予以引导,使企业明确定位和方向,加快商业化转型、融资及上市步伐。”鹭岛氢能(厦门)科技有限公司董事长陶华冰说。

对此,柴茂荣建议,首先要成立国家层面的氢能公司,由国务院国资委来统筹、引领整个产业链发展。我们需要有自己的“国家队”,实行兵团作战,而不是搞“游击队”。像美国有空气公司(AP),法国有液化空集团,德国有林德集团,日本有岩谷三井,而我国目前还没有这种规模的氢能公司。”

“其次,国家要组织产、学、研等联合攻关,集中力量办大事。因为能源涉及到几十万亿的产值。所以,要舍得较大的投入,不要撒胡椒面。通过不断开展技术攻关,真正解决氢能的‘卡脖子’问题。最后,建立好平台后,要充分国际化。人才机制要灵活,创新机制要灵活,允许社会资本参与,也允许创新团队骨干人员个人持股,充分激发社会各界积极性。”柴茂荣指出。

## 煤化工绿色转型抓机遇破挑战

■本报实习记者 杨沐岩

产业正向绿色低碳方向转型。

### ■ 技术创新仍有空间

以合成氨和甲醇为例,权威统计显示,大多数国家以天然气为主要原料,而我国约80%的合成氨和甲醇由煤炭制成,导致煤化工行业碳排放强度较高。氢作为合成氨和甲醇的原料气,生产1公斤煤制氢会排放约11公斤二氧化碳,相比之下,天然气制氢的碳排放可减少一半。

中国煤炭工业协会发布的《2023中国煤炭工业发展报告》指出,煤炭清洁高效利用最主要的方向是煤化工,而技术创新不足仍是制约现代煤化工产业高质量发展的瓶颈,尤其是缺乏下游产品高端化核心技术,且产业链较短。

“当前,煤化工能源利用与资源转化

煤炭是化工不可或缺的原料,也是煤炭产业链上的碳排放大户。日前印发的《中共中央国务院关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》提出,推动包括化工、石化和钢铁等传统产业升级改造,并加强化石能源清洁高效利用。

近年来,技术创新和政策支持促进现代煤化工与新能源耦合发展,实现更高效、环保的能源利用。未来,煤化工清洁高效发展将瞄准科技创新和多产业融合,坚持高端化、多元化、低碳化发展。

### ■ 煤炭地位短期难被取代

近年来,随着传统煤炭企业向煤化工转型,我国煤化工产业规模稳步增长。2023年,煤(甲醇)制烯烃产能为1865万吨,较2019年增长17.9%;煤制气产能67.1亿立方米,较2019年增长33.3%;煤制乙二醇产能1118万吨,较2019年增长131.5%;煤制油产能1138万吨,较2019年增长23.56%。

煤制油、煤制天然气可为国家能源

安全提供战略支撑和应急保障。通过煤化工过程生产的烯烃、乙二醇、甲醇等化工原料,可广泛用于生产塑料、合成纤维、合成橡胶、医药等产品,有助于减少对外依赖,提高石化产品自给能力。

但同时,煤化工行业长期以来是煤炭产业链上的碳排放大户。“由于现代煤化工工艺中调氢反应不可缺失,因此耗水与碳排放较多,由‘三废’特别是煤化工废水引起的环保问题突出。”中国矿业大学(北京)教授刘淑琴告诉《中国能源报》记者。

然而,在中国化工领域,煤炭短期内其很难被其他原料完全取代,因此其清洁高效利用成为关键。刘淑琴表示,通过采用节能、降碳、节水、减污技术,提高资源能源利用效率,并积极探索二氧化碳捕集利用与封存等技术,现代煤化工

效率偏低、初级产品多,精细化、差异化、专用化下游产品开发不足,导致产业竞争力不强。”刘淑琴指出,我国现代煤化工科技创新需在共性关键技术、前沿引领技术、现代工程技术、“卡脖子”技术,以及部分重大装备、重要材料上实现新突破。“面对产业链短、产品结构相对单一、基础产品占比过高的情况,我国煤化工需要向高端化、多元化、低碳化方向发展,避免同质化、低水平重复建设。”

### ■ 探索与新能源融合

“近年来,国家出台一系列政策,鼓励现代煤化工与新能源技术结合,如氢能产业的发展规划和支持煤化工与绿电、绿氢、绿氨等产业耦合示范。”刘淑琴称,部分现代煤化工产品是新能源产

业的关键材料,例如煤液化沥青可为电池产业提供负极原料。“另一方面,储能技术也可为煤化工提供灵活的节能减排方案。”

据了解,目前在建的宝丰能源煤基新材料项目采用绿氢与现代煤化工融合生产工艺,烯烃总产能300万吨/年,其中40万吨将依托配套建设的风光制氢一体化项目。相比纯煤方案,该项目有望增加甲醇产量122.89万吨/年,节约标准煤253万吨/年,减少碳排放量631万吨/年。

煤炭企业在原料开发方面的优势也可延伸至煤化工项目。近期,位于内蒙古鄂尔多斯的山东能源集团内蒙古荣信化工有限公司烯烃项目开工。“二期项目原料煤和气化煤部分利用达拉特旗周边煤矿产品。向南300公里范围内不仅有为煤制烯烃配套建设项目,还有集团内部煤矿企业的煤矿,节省了原料运输成本。”该项目相关负责人表示,项目采用本项目的技术设备可减少蒸汽用量,降低循环水用量,减少污水处理量,并接入部分绿电,提高清洁能源利用比例。