

示范项目数量规模双增,同时面临多方困扰 CCUS 技术商用需对症下药

■本报记者 李丽雯



图为华润海丰电厂国家碳捕集示范工程,亚洲首个多线程碳捕集测试平台。中国能建/供图

“过去一年,中国示范项目数量和规模迅速增加。煤电碳捕集示范项目规模从过去的12万吨/年,逐渐增长到2021年的15万吨/年,再到今年投运的50万吨/年和正在建设的150万吨/年。”全球碳捕集与封存研究院中国区总经理杨晓亮在接受《中国能源报》记者采访时表示,“同时,二氧化碳捕集利用与封存示范项目行业覆盖面扩大,包括水泥、钢铁、化工等主要难减排行业均已开展相关示范,不同行业的捕集成本也随着试点示范的开展逐年下降,为将来CCUS的规模化商业化奠定坚实基础。”

在“双碳”目标的引领下,我国CCUS技术水平、项目示范、市场推广等各方面都已获得长足进展,但不可忽视的是,我国CCUS技术还面临成本较高、商业模式欠缺、源汇匹配困难等多方面挑战,高碳排放企业还应“对症下药”,综合考虑自身排放特点、成本能耗等因素推进CCUS技术应用。

应用成果不断突破

中国21世纪议程管理中心、全球碳捕集与封存研究院、清华大学近期联合牵头发布的《中国碳捕集利用与封存年度报告(2023)》(以下简称《报告》)数据显示,截至2022年底,我国相关部门已发布70余项CCUS相关政策文件,涉及规划、标准、路线图、技术目录等。同期,中国投运和规划建设中的CCUS示范项目已接近百个,其中已投运项目超过半数,具备二氧化碳捕集能力约400万吨/年,注入能力约200万吨/年,较2021年分别提升33%和65%左右。

政策不断完善的同时,技术不断进步,《报告》指出,目前我国CCUS技术体系正在逐步完善和丰富,各环节技术都取得显著进展,已经具备二氧化碳大规模捕集、管道输送、利用与封存系统设计能力和近期实现规模化应用的基础。

同时,CCUS技术项目的落地场景也

愈加丰富,当前我国规划和运行CCUS示范项目涵盖电力、油气、化工、水泥、钢铁等多个行业,CCUS技术成为高碳排放行业青睐的降碳“利器”。

清华大学碳中和研究院院长助理、环境学院教授鲁玺在接受《中国能源报》记者采访时指出,与行业内其它减碳手段相比,CCUS存在诸多特定优势。“一是在可再生能源占比相对较小的时期,CCUS可帮助高碳行业向低碳化平稳过渡,降低绿色转型带来的资产搁浅风险;二是可帮助航空、石化、钢铁等难减排的工业行业实现绿色转型,抵消不可避免的排放;三是CCUS技术能够将捕集的碳元素提供给各行业,实现绿色循环利用,增强实现碳中和目标的经济性。”

规模化发展受制约

尽管我国CCUS技术发展迅速,但多位专家也坦言,我国CCUS技术推广还面临诸多挑战。

国家能源集团新能源技术研究院碳中和中心主任徐冬告诉《中国能源报》记者:“CCUS项目成本主要包括经济成本和环境成本。以火电为例,安装碳捕集装置导致的成本增长预计为0.26-0.4元/千瓦时。在没有补贴的情况下,如果直接做碳捕集和封存,将给企业造成巨大的成本压力,现在发电、钢铁、水泥行业的盈利能力都不强,就更没有富余资本去投建碳捕集封存项目。”

不仅如此,《报告》还指出,国际经验

表明,政府通过金融补贴、专项财税、强制性约束、碳定价机制等手段支持CCUS,能提高企业积极性,推动技术商业化。与国际上拥有丰富CCUS应用经验的国家和地区相比,中国的相关政策还有待完善。

针对我国CCUS技术发源源匹配不佳的问题,《报告》指出,中国大规模排放源主要位于东部沿海地区,化石能源资源主要分布在中西部,而适合封存的盆地主要分布在东北和西北地区,全国性管网系统的缺乏,极大限制潜在二氧化碳封存容量的实际利用。

在杨晓亮看来,我国CCUS技术各环节与规模化商用虽然还有不同程度的距离,但近年来CCUS示范项目的快速进展为未来发展“打了样”。“目前所有CCUS

示范项目都是有偿尝试,通过进一步推进示范项目,电力和难脱碳行业将积累学习经验,从而提高CCUS项目系统的设计能力、集成能力、开发能力、建设以及运行能力。”

因地制宜实践

面向现存的成本挑战,徐冬建议:“企业应本着‘以销定产’的原则,最大限度开展可以实现‘不亏钱’规模和模式的CCUS项目。同时,应广泛开展合作,如可以进行二氧化碳驱油的油气行业,积极与作为碳排放大户的火电、钢铁、水泥行业开展合作,打通整个CCUS产业链。还可以开展企业CCUS发展路线图研究和顶层设计,通过开展百万吨级/年以上的大规模CCUS一体化集成示范项目,进一步降低CCUS产业链的成本。”

有业内人士认为,企业在投建CCUS项目时,还应全面考虑经济、技术、效果等多方面因素,对症下药选择合适的技术应用方式。

中国21世纪议程管理中心社会事业处处长张贤指出:“目前各行业的CCUS技术路线主要由企业自身排放特点、CCUS相关技术成熟度、能耗成本等因素决定。建议高碳排放企业在选择技术路线时要兼顾以下三方面:一是应充分结合企业、行业和周边环境的特点和需求,综合考虑CCUS全链条成本和收益。以二氧化碳消纳为例,技术路线的选择需要结合周边地质条件和市场需求,例如在风光资源好或化工市场需求高的地区,可考虑开展二氧化碳合成化学品;二是要考虑未来技术创新和进步的可能性,目前CCUS技术发展迅速,建议在部署CCUS技术时为未来技术迭代和设备更新改造留有余地;三是大型企业从长期、整体的角度统筹规划技术路线,统筹不同排放源的二氧化碳运输与消纳,企业内部可互为源汇,或形成规模经济进一步降低成本,发挥自身优势,促进CCUS示范与商业化发展。”

煤矿甲烷减排引发关注

■本报记者 仲蕊

“甲烷是一种短寿命、强效的温室气体,也是全球第二大温室气体,自工业革命以来,约30%的全球温度上升由甲烷排放造成,实现快速且持续地甲烷减排将对减缓全球气候变化起到立竿见影的效果。”近日,《中国能源报》记者在《煤矿甲烷减排监管路线图和工具包》中文版报告(以下简称《报告》)专家研讨会上了解到,全球甲烷减排行动势头强劲。

● 受到重视

《报告》指出,2022年,全球煤矿甲烷的排放量约为4050万吨,相当于约12亿吨二氧化碳当量。要减少全球甲烷排放量就必须解决煤炭甲烷排放问题,采取行动减少石油和天然气作业、废弃物和农业等领域的甲烷排放量。

2021年11月,第26届联合国气候变化大会发起《全球甲烷承诺》,共有150个国家加入,承诺通力合作,到2030年将甲烷排放量在2020年的排放水平基础上减少30%。中国环境科学学会气候投融资专业委员会副秘书长廖原表示:“能源行业是我国最大的甲烷排放源,排放占比约为46%,我国煤矿甲烷排放控制和回收利用面临着诸多的挑战,尤其是对低浓度煤层气和防控瓦斯仍缺乏有效的治理手段,回收利用成本依然很高,需要更广泛的关注和更大力度的投入。”

近年来,我国不断推进甲烷减排投融资的支持政策。2021年4月,中国人民银行、国家发改委、中

国证监会联合发布《绿色债券支持项目目录(2021年版)》,将甲烷泄漏检测与修复装置配备、低浓度瓦斯的开发或回收综合利用纳入绿色债券支持的范围;2022年11月,生态环境部发布《关于印发气候投融资试点地方气候投融资项目入库参考标准的通知》,将煤层气抽采利用设施的建设与运营等过程中减少甲烷逃逸排放等项目纳入投融资支持范围;今年3月,国家发改委发布《绿色产业指导目录(2023年版)》(征求意见稿),将煤层气(煤矿瓦斯)抽采利用设施建设和运营列入支持目录。

● 卓有成效

“甲烷减排支持政策可以激励市场主体参与甲烷减排,推动更多资金投入这一领域,实现气候效益和经济效益双赢。”廖原指出。

清华大学能源环境经济研究所副所长腾飞认为:“我国煤矿甲烷减排领域已采取很多行动并产生显著减排效果。过去几年,我国陆续关闭落后小煤矿,这些小煤矿甲烷排放因子较高,规模较小,管理较落后。随着这些小煤矿关闭,大规模煤矿进一步集中,我国煤矿甲烷排放量逐步降低。”

应急管理部信息研究院副院长刘文革称:“我国煤矿治理已取得巨大成就。从煤层气方面来看,2022年产量为86亿立方米,全国煤矿瓦斯年抽采量稳定在130亿立方米左右,利用率达到45%左右,实实在在减少了大量甲烷排放。”

在国际能源署法律顾问K.C.Michaels看来,中国已采取有力措施减少煤矿甲烷排放,如中国神华为矿山配备煤矿甲烷减排专门的排水和利用系统,利用率达到60%;2020年11月,生态环境部、国家发改委、国家能源局联合印发《关于进一步加强煤炭资源开发环境影响评价管理的通知》,提出当甲烷体积浓度高于8%的抽采瓦斯,推动其综合利用。

● 数据治理

“要进一步实现煤矿甲烷减排,清单数据问题是最大挑战。”腾飞认为,我国在关闭大量小煤矿的同时,有大量废弃矿产生甲烷排放。随着我国实现碳中和目标,煤炭占能源的占比逐步下降,会有大量煤矿逐步退出运行,进一步产生废弃煤矿甲烷排放。“明确我国煤炭甲烷的构成、区域分布特点等,有针对性制定甲烷减排政策,在清单数据方面进一步精确,可避免政策制定产生误差。”

中国矿业大学(北京)副教授高俊莲认为,我国应重视废弃煤矿产生的甲烷排放问题。统计数据显示,2011-2020年,我国大约废弃一万个矿井。“需要注意的是,一方面,这些废弃矿本身没有数据,另一方面,即使后期要进行废弃矿井治理利用,谁来牵头做以及如何实施等相关产权问题将产生极大阻碍。此外,谈到减排都需要摸清排放现状,但每个矿的差异性非常大,废矿怎么监测?废矿监测高昂的成本谁来出?这些问题没有解决好,后期推广会更难。”

K.C.Michaels表示,废弃煤矿造成的甲烷排放规模难以准确估计等问题,将为煤矿甲烷减排带来挑战,提高关于废弃煤矿规模和地点的清单数据准确性很重要。“基于此,报告提供监管路线图和监管工具包,可帮助政策制定者收集在设计、起草和实施有效监管过程中所需的信息,提供国际能源署政策数据库中的相应案例作为参考。”

● 关注

本报讯 近日,我国沙漠、戈壁、荒漠新能源大基地首条外送通道宁夏—湖南±800千伏特高压直流输电工程开工建设,标志着“十四五”规划的“三交九直”特高压工程全面进入建设提速阶段。

新规划的特高压输电工程大部分服务于我国西电东送战略。西电东送战略始于20世纪70年代,至90年代初已形成将西北、西南的火电、水电大基地电力外送至华中、华东的基本格局,北、中、南三条通道初具雏形。该战略对优化电力资源配置、促进东西部协调发展起到重要作用,不仅缓解了东部地区的电力紧张局面,也推动了西部地区的经济增长。

加快规划建设新型能源体系,构建新型电力系统是关键,电力系统中源网荷各环节都要有所变革和发展。作为“网”的重要组成部分,西电东送在延续历史责任的基础上被赋予新使命,主要体现在三方面。

其一,肩负绿色重任,成为能源绿色低碳转型的中坚力量。我国西南地区水能资源富集,西北地区风光资源充足,西电东送使西南、西北的绿色电力搭上“电力高速”,源源不断输入受端省份,助力实现区域乃至全国“双碳”目标。

其二,注重经济效率,在深度利用可再生能源的基础上服务电力供需。西电东送的定位是电力资源优化配置平台,其重心从解决电力供需不平衡转向促进清洁能源在更大范围内消纳利用。原先较为单一的电力交易模式不太匹配新的供需形势与成本变化,一定程度阻碍了绿色电力高效配置,需进一步强化西电东送在打通跨省区交易通道、合理疏导系统成本、促进绿电交易规模化发展等方面的作用。

其三,迎接安全挑战,降低可再生能源高比例渗透对电网的运行风险。如今,可再生能源大规模开发应用成为常态,对电网的灵活性等性能提出了更高要求。可再生能源占比增加,绿色电力输送消纳的场景更为多样。为保障电力系统安全稳定,西电东送需加快由单一线性向多元化形态转变,在东西互动的互动基础上强化南北、省际等其他维度的互联互通。

完成新使命,需从通道建设、电网形态、机制手段、智能化等方面发力。一是合理安排西电东送通道规划、开工、投产时序。坚持适度超前原则,加快推进支撑西部绿色电力外送。可再生能源建设周期较短,应充分考虑源网建设周期差,统筹安排西电东送规划与建设时序;二是增强不同层次、不同方向的跨省区电网双向互济功能,提高可再生能源的时空互补性;三是健全跨省输电通道的电价和成本疏导机制。绿电规模化发展后,跨省区输电的单一制电价日益显现出壁垒效应,应及时调整输电价格机制,逐步向两部制电价过渡。还应探索在发、输、配、用全过程中分担绿电系统成本上升的合理机制;四是提升西电东送信息化、智能化水平;以数字化助力源网荷储一体化,强化虚拟电厂聚合、柔性潮流控制等调度管理手段,提升绿电消纳效能。(谭琦璐)

西电东送转向「绿电高速」

● 图片新闻

河南孟州:屋顶光伏为移民村赋能提速



近年来,河南省孟州市不断强化生态文明建设,积极探索绿色发展模式,持续推进黄河流域高质量发展和乡村振兴。图为黄河小浪底水利枢纽工程移民安置区的屋顶光伏。人民图片