



科学种植能源植物，补齐绿醇制取资源短板

■佟继良 金志光

绿色甲醇(以下简称“绿醇”)是指通过可再生能源或低碳技术生产的甲醇,其全生命周期碳排放显著低于煤制甲醇。

今年7月14日,上海电气洮南风电耦合生物质绿色甲醇示范项目一期5万吨项目投产,标志着我国合成绿醇产业迈入发展新阶段。然而,不久前吉利旗下内蒙古液态阳光能源公司在阿拉善盟的全球首个亿吨级绿醇项目却撤销投资,此外,国际航运巨头马士基也“退绿转灰”。如何看待绿醇产业发展中的机遇与挑战,引发业内广泛关注。

目前,绿醇成本高于煤制甲醇,除绿醇成本偏高外,制绿醇另一重要资源——生物质成本偏高、原料不足的矛盾凸显,成为当前制约绿醇发展的“拦路虎”。

在当下“十五五”能源规划编制的关键期,统筹生物质资源开发和利用,加快种植能源植物,破解生物质资源“量缺价高”难题,是确保绿醇项目可持续健康发展亟待解决的课题。

■ 生物质资源可利用量是制约绿醇发展关键因素

近年来,绿醇项目呈现爆发式增长,迎来投资热潮,吸引了众多企业布局。据金联创氢能数据库显示,截至2025年5月,全国规划在建、投运的绿氢氨醇项目704个,其中绿醇项目153个,合计产能5570万吨/年,主要分布在东北、内蒙古,多数项目选择“生物质+绿氢”方案或生物质气化—合成气路线以及生物质发酵—甲烷工艺路线。

国际可再生能源署(IRENA)建议,合成甲醇的原料——氢气和二氧化碳均来自可再生能源时,所合成甲醇可标注为绿色甲醇。其中氢气来自绿电电解水制氢、生物质制氢等;二氧化碳来源于生物质或从空气中捕集。就当前技术和经济性而言,直接捕集空气中的二氧化碳价格高昂,而利用生物质产生二氧化碳成为首选。根据国信证券测算分析,二氧化碳成本虽只占电制甲醇成本约10%,却决定了甲醇是否“绿色”。

截至今年5月底,全国风电光伏累计发电装机容量达到16.5亿千瓦,绿电制氢成为新能源发展中突破储能“瓶颈”的重

要途径。氢气储运难、成本高,但通过绿氢耦合二氧化碳,可以合成绿醇,在常温常压下为液态,储运、加注技术成熟,安全监管体系完善,使用方便。未来,绿醇有望成为交通运输、国际海运业的主要绿色燃料,以及传统化工领域的绿色原料,为实现碳中和目标发挥重要作用。

绿醇是否“绿色”,不仅取决于绿氢,更取决于二氧化碳是否“绿色”。生产绿醇有生物质气化、生物天然气重整和风光电解水制氢耦合二氧化碳三种技术路线,无论生物质气化制甲醇还是绿电电解水制氢、利用秸秆气化获取二氧化碳合成绿醇,都需要大量秸秆,而秸秆资源的不确定性和高成本成为制绿醇的“短板”。因此,生物质在生产绿醇中扮演不可或缺的角色。以绿电制氢耦合生物质为例,每合成1吨绿醇需要6.8吨秸秆,按照秸秆收到基含20%水、20%灰分测算,叠加运输储存中的损耗,若年产5570万吨、50%采用电解水制氢耦合二氧化碳工艺制绿醇,就需要约1.9亿吨秸秆。

按目前生产工艺,生产绿醇需大量秸秆。但“突飞猛进”的绿醇项目所需秸秆资源充足吗?答案是否定的。2024年全国主要农作物秸秆产生量约为8.67亿吨,可收集资源量为6.8亿吨。以吉林省为例,2024年秸秆产出总量3963.86万吨、可收集量3512.54万吨、利用量3200.18万吨,目前秸秆综合利用率达到91.1%(肥料化25.1%、饲料化46.8%、能源化18.7%、原料化0.33%、基料化0.17%),肥料化和饲料化占比达90.6%,因此,剩余秸秆做绿醇资源有限。此外,国家发改委、国家能源局联合印发的《煤电低碳化改造建设行动方案(2024—2027年)》将“生物质掺烧”列为煤电改造建设的首要方式,煤电掺烧生物质比例要≥10%,这无疑加剧了秸秆资源竞争,部分地区秸秆价格已出现明显上涨。

秸秆是农业废弃物,同时也是宝贵的资源。多年来大量施用化肥导致土壤有机质下降,直接影响耕地质量,其中东北地区耕地有机碳含量下降21.9%,严重降低了土壤肥力,长此以往将削弱农业可持续发展能力,影响粮食安全。秸秆还田和秸秆肥料化利用是提高土壤有机质的根本措施,不可替代。秸秆应优先用于农业,然后

才考虑其他需求,不能本末倒置。虽然每年秸秆野外焚烧时有发生,但近年来利用量增长较快、价格不断提高,导致秸秆收集、存储及运输成本难以控制。尤其东北一年一季作物,秸秆是“既多又少”——“冬季用不了,春夏秋季无处找”,工业化连续大生产和北方秸秆季节性产出的矛盾难以调和,运距超过50公里则经济性较差,大量储存又面临雨季霉变和防火问题。即使加工成型燃料便于运输和储存,但是秸秆还田和秸秆肥料化利用是农业“刚需”,加之其它用途分流,生物质资源总量约束与多用途竞争形成刚性缺口。如果估计不足、应对不充分,绿醇项目将面临严重的“无米之炊”问题,造成项目投资失误和经营困难。

国内运输业、高碳产业脱碳和国际航运业都非常重视绿醇应用,我国有关部门也出台相关政策鼓励这一产业加快发展。绿醇作为一种安全、高效、可再生的清洁能源和化工原料,可以孕育出数千亿元乃至上万亿元的产值规模,市场潜力巨大。因此,建立生物质资源保障体系,加快种植能源植物,对于推动绿醇产业快速发展,提高新能源消纳能力,促进新能源可持续健康发展,保障我国能源安全,实现“双碳”目标都具有十分重要的意义。

■ 种植能源植物是补齐生物质资源短板的破局之策

现阶段制约绿醇发展的资源困局,本质上是低碳转型的系统性挑战。除在技术、成本、供应链、标准等方面寻求协同突破外,构建稳定可靠的新型生物质资源保障体系,采取收集秸秆和种植能源植物“双轮驱动”战略,补齐生物质资源“短板”,提高生物质资源保障能力,是促进绿醇产业可持续、快速发展的关键环节。

能源植物是指通过光合作用将二氧化碳和水转化为碳氢化合物的植物,可以转化为液体、气体、固体等清洁能源。高产生物量的能源植物包括超级芦竹(热值4200—4600大卡/公斤)、芒草、柳枝稷、紫穗槐、沙枣、早柳、泡桐等。芦竹作为一种新兴的能源植物,凭借其独特的生物学特性与能源转化优势,展现出不可估量的发展潜力。在海南种植经过太空育种的超级芦竹株高

可突破8米、纤维素含量提升至52%,相当于普通芦竹的1.3倍,还耐盐碱,年产量可达干物质12—25吨/公顷。内蒙古毛乌素生物电厂多年来在沙地种植沙柳等灌木,保证发电燃料稳定自给,实现碳减排。

荒漠化是影响人类生存和发展的重大生态问题。国家林草局2024年发布的数据显示,我国荒漠化土地面积达257万平方公里,占国土面积的26.81%;此外还有1亿公顷盐碱地。我国风电和光伏发电项目主要集中在“三北”地区,也是荒漠化集中区,种植能源植物潜力巨大,可以就地种植、就地利用,既促进生态建设,也为发展绿醇提供原料,一举两得。

■ 高起点科学谋划种植能源植物

首先,建议在制定“十五五”能源规划时,科学定义能源植物的重要作用。从促进新能源可持续发展、高质量发展新型储能和抢占绿色低碳能源新技术制高点的战略高度,统筹规划生态建设、国土绿化和能源植物发展布局,整合生态建设、国土绿化、乡村全面振兴等政策,利用偏远荒漠化地区丰富的土地资源和富余劳动力,系统性开发边际土地能源植物种植基地,培育生态能源产业,不仅为绿醇产业提供生物质资源,也有利于荒漠化地区发展绿色循环经济产业和边远地区乡村全面振兴。

建议将能源植物种植技术纳入“国家能源局关于绿色液体燃料技术攻关和产业化试点项目”范围。绿醇生产企业要像重视风光资源开发那样重视生物质资源开发和能源植物种植,构建自主可控的生物质供应链体系,及早谋划、久久为功,把生物质资源收集的主导掌握在自己手中。

其次,将荒漠化治理与生态建设和种植能源植物有机结合。我国荒漠化土地生态环境比较脆弱,多年来造林绿化没有形成成熟的市场化盈利模式,亟待机制突破。种植能源植物,发展生态能源,为发展绿醇提供资源,形成产业化链条,在生态建设、造林绿化的同时可取得经济效益,既增绿又增收。

建议因地制宜选择高产、抗旱涝、耐盐碱、抗病虫害、耐低温的品种,采用多元化

的种植模式,包括速生林(如速生柳树、速生杨等)、“草灌乔”混合种植草本能源植物(如“耐旱芦竹3号”、柳枝稷、芒草等),确保产出量。在这方面,国内已经有多个成功案例。如果我国10%的盐碱地种植超级芦竹等能源植物,年产量干物质可达6000万吨—1.2亿吨,潜力巨大。采用先进种植技术,通过卫星遥感+土壤传感器,实现水肥精准调控,降低种植成本,提高生物质产出量。

再次,建立能源植物种植和加工储存、运输配送全产业链的市场化机制、运行模式,形成可持续的市场化盈利链条。建议建立政府、企业、合作社“三位一体”开发模式,采取土地流转、委托种植等方式,与合作社形成利益共同体,也可比照“订单农业”模式,与农民建立长期合作关系。一般速生木本能源植物(如柳枝稷)两三年后即可收获,草本植物(如芦竹、芒草)当年即可收割,可以加工成木片或成型燃料,便于储存运输,经济运输半径可达500公里以上。可由行业协会牵头,会同企业建立电商和期货平台,促进公平交易和流通。

最后,完善能源植物碳减排政策体系。能源植物作为陆地生态系统主体——森林的重要组成部分,具有固碳增汇功能,在应对气候变化中发挥重要作用。其中超级芦竹每亩年固碳量约5—8吨,我国10%的盐碱地种植超级芦竹等能源植物每年可提供7.5—12亿吨碳汇,按照碳交易价格100元/吨计算,每年可实现收益750亿—1200亿元。

碳汇是绿醇和能源植物的重要收益途径,一方面要完善我国碳市场交易机制,将能源植物碳汇纳入国家CCER体系,逐步提高碳交易价格,使绿醇的环境效益尽快转化为经济效益,并尽快制定能源植物造林碳汇方法学,明确监测方法和程序、碳减排量计量方法等,为碳减排量计量监测提供科学依据;另一方面将种植能源植物纳入绿色金融支持范围,推行“绿醇原料价格保险”,保障种植主体收益;同时,企业要做好碳足迹认证,减少未来碳税、碳关税风险,占据绿色市场先机。

(佟继良系吉林省能源局新能源和可再生能源处原调研员;金志光系吉林省发改委环资处原处长)

上接1版

“疆电外送”赋能全国大市场



孙传旺对《中国能源报》记者直言,当前“疆电外送”面临的最大挑战是电网安全稳定风险和输电通道利用率偏低等问题。一方面,高比例新能源接入使得电网的承载能力与稳定性面临考验,现阶段电网技术形态同新能源机组出力的间歇性、波动性特征尚不匹配,局部地区的弃风弃光现象仍存。另一方面,输电通道难以适应强随机的新能源消纳以及多区域峰谷互补的运行需求,发电基地站址和输电通道走廊资源日益稀缺,对跨省区输电受端落点选择和沿线过境路径达成共识难度较高,增量“疆电外送”工程协调难度大。

“未来需要进一步加强区域协同与互补。新疆‘十五五’及后期外送通道输电走廊紧张,后续可与青海等周边省份加强电力合作,以新疆优质煤炭、风光等资源与周边省份共建外送通道,实现区域间电力互补和协同,提高整体能源利用效率,区域间协同推动外送通道建设。”国网新疆电力经研院相关负责人认为,“十五五”新增通道需考虑开辟内蒙古、河西走廊南通道、青海北及青海海南新廊道。随着中东部电力需求增加及新疆新能源快速增长,现有通道输电能力难以满足电力外送需求,而大规模电力外送对电网的安全性和稳定性提出更高要求。交直流混联系统在直流系统故障时可能导致大量功率损失,影响系统稳定性,在直流换相失败等异常情况下会造成交流母线电压骤降,对周边交流网架安全稳定运行造成一定影响。

新疆清洁能源开发再启新篇章 统筹研究疆电国际联网事宜

谈及未来“疆电外送”新趋势,孙传旺表示,一是电源结构转型升级。新能源装机规模和发电规模将持续攀升,风光火储多元电力互济体系趋于完善,风光大基地有望成为未来我国新能源量质齐升的重要驱动。二是前沿技术应用突破限制。新型柔性输电技术和创新施工技术重点

突破极端环境适应性难题,换流变压器等核心装备有望实现全面国产化,信息技术同能源产业有机耦合,将有效赋能大容量电力输送、源网荷储互补、电力平衡预警等多维环节。三是产业协同投资规模化。“风光储制造”一体化产业集群日益成熟,上下游投资金额具有较大放量空间,西部资源型地区加速向高端产业生态转型升级,逐步形成能源开发与区域经济协同发展范式。

目前,新疆电网内部已形成750千伏电网“四环网、两延伸”的主网架结构,北至阿勒泰,西至伊犁,南达和田,向东经哈密通过750千伏哈密—敦煌、烟墩—沙州双通道实现新疆与西北电网联网。喀什电网通过750千伏线路与新疆主网相连。

国家能源局表示,喀什地区位于新疆西部,送端电网支撑能力较弱,火电等支撑性电源建设条件相对新疆其他地区较差。下一步,国家能源局将结合新疆维吾尔自治区大型风光光伏基地开发布局相关规划,统筹研究新疆地区基地开发外送方案和建设时序,按需有序推动工程规划建设。同时,将结合国际形势、外交政策,以及西亚、中东等地区的电力供需特性、电力贸易意愿等因素,统筹研究论证喀什地区国际联网送电有关事宜。

“新疆与我国中东部地区有2—3小时时差,新疆的新能源可支撑4—6小时晚峰用电,可同时支撑华北、华南及中东部地区,新疆新能源越早开发越好。”樊小朝建议,利用时差效应,开展时空互补交易。考虑发电成本,“疆电外送”至华中落地交易电价约0.39—0.4元/千瓦时,比受端电网有0.5—0.6元的价格优势。

展望未来,“十五五”时期将是“疆电外送”实现跨越式发展的关键期。国家能源局在答复中多次强调,将结合新疆若羌、吐鲁番、阿克苏等地区清洁能源基地的开发情况,在全国最优电力流向布局的指引下,统筹规划布局后续“疆电外送”输电通道。可以预见,更多“疆电外送”大动脉将贯通大漠戈壁,将新疆的风光资源转化为源源不断的清洁能源。

上接1版

以标准系牢储能发展“安全带”

与欧盟、美国等相比,我国储能安全标准有何不同?

何鹏林介绍,美国储能电池安全主要以UL标准为主,IEC标准中的部分要求来自UL标准。欧盟储能电池安全标准以IEC国际标准为基础制定。GB 44240的制定在参考国际、国外储能锂电池安全标准IEC 62619、IEC 63056、UN38.3基础上,根据国内产业、技术现状进行修改完善,并引入部分全新测试,如过充电、浅刺、电池热失控等项目。GB 44240中电池热失控试验要求电池在加热后不起火、不爆炸,而在其他标准中,加热作为电池组热扩散试验中引发单体热失控的方法之一,允许出现起火、爆炸。GB 44240的整体试验项目和技术指标严于国际、国外标准。

喻志强指出,我国储能电池出货占全球90%以上,GB 44240未来将成为海外市场制定标准的重要参考对象,或将成为全球性事实性标准,提升中国储能产业的国际话语权。

构建多层次安全防护体系

业内人士认为,GB 44240标准认证是目前行业公认最高规格的储能安全性国标,将成为国内储能项目招标筛选供应商的必备条件。据了解,目前宁德时代、远景动力、海辰储能、瑞浦兰均、中创新航等头部电池企业均已通过该标准测评。

不仅如此,头部储能企业已率先启动“标准+”的前

上接1版

绿色液体燃料产业化提速

当前,绿色液体燃料企业正不断从“技术竞赛”进入“规模竞赛”。“谁的供应链先闭合、谁的标准先国际化、谁的金融工具先落地,谁就能占据先机。”某业务涉及绿色液体燃料企业人士说。

尽管当前项目规划火热,但现实推进阻力仍存,其中成本问题是制约绿色液体燃料发展的主要瓶颈之一。

数据显示,一般而言,绿色甲醇售价为传统甲醇的3—5倍,可持续航空燃料成本是传统航油的3—5倍,因此需通过政策补贴和规模化生产逐步化解。

此外,绿色液体燃料技术整合复杂度高,项目需

瞻布局——主动开展超合规要求的系统性燃烧测试。通过搭建1:1实景测试平台,模拟极端工况下的热失控蔓延过程;火烧测试中相邻柜体的间距从15厘米进阶到5厘米,持续突破储能系统的安全边界;引入高速摄影和气体成分在线分析等先进监测手段,建立毫秒级事故演化数据库。

何鹏林指出,头部企业主动开展储能系统级燃烧测试,折射出两大关键转变:从供给侧看,生产企业正将安全设计从“合规底线”提升至抢占“技术高点”,更加重视产品安全设计和研发能力;从需求侧看,用户单位对安全问题更为关注,对储能系统安全提出更高要求,倒逼产业升级。供需两端对安全要求的提升,是行业发展喜闻乐见的。然而也必须认识到,当前的燃烧测试本质上仍属于被动防护范畴,其核心是验证热失控后的蔓延抑制能力,而非解决电池本质安全问题。在现有锂电技术体系下,本质安全提升面临材料化学稳定性的物理极限,被动防护成为现阶段风险管控的必选项。未来市场更期待电池本质安全技术的突破,如电池热失控试验要求电池在加热后不起火、不爆炸,而不是加热单节电池发生起火、爆炸后,不发生热扩散。

整体来看,系牢储能发展“安全带”是一项系统工程,需要从技术、标准、管理三大维度协同发力,构建起覆盖材料本质安全、系统集成防护、智能监测预警的技术防控层,强化标准规范约束层,完善运维管理保障层的多维度储能安全防护体系,确保储能产品安全可靠,行业才能行稳致远。

同时协调风光光伏、电解制氢、化工合成等多个系统。例如,安达市天楹风光储氢氨醇一体化项目要求“既懂风机又懂反应釜”,跨界管理难度陡增。

除成本和协同问题外,目前绿色液体燃料在国内缺乏统一的碳足迹核算规则,同一批次的SAF在不同机构认证下可能得到完全不同的“减排系数”,也直接影响航空公司履约成本。

业内人士表示,未来只有把试点经验快速固化为标准、成本曲线和商业模式,绿色液体燃料才能真正成为“新时期的石油”。