可持续航空燃料升温背后,难题何解?

■本报记者 林水静



以餐厨废油为原料,地沟油经过炼制后可变身为可持续航空燃料(SAF),国内SAF出口订单已排到2027年。

“当下国内SAF出口行情火热,但原料供给、成本、规则认证三重约束长期存在,产业要平衡海外订单需求和国内民航未来自用需求,夯实本土产业链根基。”近日,中国民营科技促进会副会长兼生物能源分会主任委员刘耀鸣在第三届中国·石家庄(深泽)生物能源产业发展大会暨全国绿色能源产业峰会上指出。

■■航空业减排是必然趋势

民航(航空)与发电、钢铁、建材、有色、石化、化工、造纸是我国八大重点排放行业,八大行业碳排放量合计约占我国二氧化碳总排放量的75%。我国已建成全球最大的碳排放交易市场,已成功纳入发电、钢铁、水泥、铝冶炼4个行业;生态环境部已启动民航行业扩围前期准备工作,预计2027年民航纳入全国碳市场。

SAF是以废弃和可再生资源作为原料,符合安全适航标准和可持续性认证标准的航空替代燃料,可按比例与传统航煤混用,不需要改装飞机发动机。

当前,全球民航减碳压力持续加码。国际民航组织(ICAO)已定下航空业2050年实现净零排放的目标;国际航空碳抵消和减排计划(CORSIA)机制将于2027年进入第二强制实施阶段,符合条件的跨境航线航司若碳排放超标,可选用SAF或者合格减排抵销品完成履约;欧盟可持续航空燃料法规(ReFuelEU Aviation)层层收紧强制掺混要求,2025年起,自欧盟机场起飞航班航油中SAF最低掺混比例要求为2%。叠加欧盟碳排放交易体系(EU ETS)配额管控,航司面临多重约束。

“受制于传统技术和管理手段,民航业减排方法有限。”中国民航第二研究所可持续航空燃料发展研究中心高级工程师钱璟指出,大型电动飞机、氢能飞机等革命性减排技术短期内难以规模化商用等客观因素,民航业脱碳较为困难。“对航空业来说,SAF作为民航业脱碳的核心路径之一,深度契合国家‘双碳’目标。”

目前,国内SAF加注处于试点阶段。上海环境能源交易所副总经理张日刚指出,国内已在北京大兴、成都双流、郑州新郑、宁波栎社四个机场开展常态化掺混1%试点,累计保障航班3万余架次,SAF应用在国内由示范验证走向常态化。“但国内暂未出台SAF强制加注政策,国内航司使用意愿不强,也因此当前国内产SAF大多出口海外。”

■■加快布局未来产业

今年10月,中共中央、国务院印发《关于发展新质生产力的意见》,提出前瞻布局未来产业。把生物制造纳入其中,要求加快形成比较完备的产业生态。

政策引导下,国内SAF产能正快速发展。公开数据显示,截至目前,国内已有6家生产企业通过适航审定,总产能达145万吨/年,另有多家企业将陆续提交适航审定申请。

河北是农业大省,农林秸秆、畜禽粪污、餐厨废弃物、林业剩余物资源丰富。其中,位于石家庄市的深泽县与全国近千家餐厨垃圾处理企业建立了稳定的合作关系,年回收各类废弃油脂原料超100万吨,是华北地区废弃油脂集散中心。

上世纪60年代,深泽县以发展油脂日化加工起步,近年集聚废弃油脂提炼加工企业。从中能亿达(河北)新能源有限公司40万吨级等SAF重点项目落地,到引入丹麦托普索等国际技术,深泽县逐步由单一油脂粗加工迈向产业链协同配套。今年9月,河北深泽经济开发区获欧盟Next Generation(NG)认证,在环境合规、碳管理、数据合规与可持续性方面拿到通往欧盟市场的绿色通行证。

值得注意的是,传统废弃油脂路线存在上限。“国内SAF生产几乎全部采用HEFA路线,原料以废弃油脂为主。现有废弃油脂供给体量可以支撑约150万吨的原料使用,以及约300万吨废弃油脂对外出口。按照国际航空运输协会(IATA)等机构的预测,到2030年可用于生产SAF的废弃油脂资源基本将达到平衡。国内回收体系虽还有提升空间,但长期来看,供给缺口客观存在。”刘耀鸣表示。

张日刚指出,SAF产业还可发展绿电制绿氢合成航煤(PtL)等多元技术路线,欧盟已对PtL设置单独强制掺混比例;同时,生物燃料还可延伸产出绿色甲醇、生物天然气等,支持航运减排。

■■亟待打破行业掣肘

航空安全的要求,给产业发展划出硬约束。“民航要守住绝对安全底线,投入民航业使用的SAF产品都要经过完整适航验证和批准。目前,HEFA合成烃成品应和传统航煤调,最高掺混比例50%。民航针对航空燃料的管理政策和程序已进行修订,进一步促进了SAF产业发展。”钱璟说。

但同时,海外市场严苛的可持续规则,给国内SAF出口设置了门槛。

“全球SAF使用中,近半数用于欧盟碳市场履约,仅有小部分用于CORSIA履约,还有四成SAF没有开展合规碳认证,主要卡在全链条溯源难度大、跨境原料溯源复杂、认证规则和碳市场体系衔接不畅。”张日刚坦言。

成本偏高也是产业规模化推广的核心瓶颈。刘耀鸣表示,HEFA路线生产的SAF,成本、售价达到传统航煤的两至三倍甚至五倍,成本压力突出。海外市场主要通过两种方式分摊溢价,一是向旅客征收绿色燃油附加费,二是依托政府补贴。“长期来看,随着生产工艺持续迭代、产品得率提升、单吨能耗和运营成本下降,SAF成本具备回落空间。”

国内方面,张日刚指出,尽管SAF每吨可削减约2.8吨二氧化碳,碳配额抵扣收益能够对冲一部分差价,但综合成本依旧偏高。若后续纳入国内CCER方法学,减排价值有望和国内碳市场挂钩。

“受国内SAF需求尚未启动影响,当前国内产出的SAF九成以上销往欧洲市场,少量供给国内试点场景。从发展方向上看,SAF供给优先保障国内使用是政策导向,后续国内需求起来后,供给将向本土倾斜。”刘耀鸣表示。

储能成为保障新型电力系统安全的新型“压舱石”

■刘思佳

2026年夏季,我国电力系统经历了一次高压考验。7月10日,全国用电负荷今年首次创历史新高,达到15.18亿千瓦;7月30日,这一纪录再次被刷新至15.53亿千瓦;8月7日,全国用电负荷最高达15.57亿千瓦,短短一个月内连续三次刷新历史纪录。与此同时,华东、华中、华北、南方等多个区域和省级电网也屡次刷新负荷峰值。

除用电负荷激增外,今夏值得关注的还有我国电力系统正在经历的结构性转变。2025年,中国风光累计装机已达到18.4亿千瓦,首次超过全国最大用电负荷;今年7月底,中国光伏装机规模首次超过煤电,成为我国装机第一大电源。新能源正在从电力系统中的“增量”逐步走向主体。

负荷峰值不断攀升,叠加新能源占比持续提高,共同对电力系统的调节能力提出更高要求。传统的“源随荷动”运行模式正在向“源网荷储”协同互动的新模式转变。在这一过程中,储能正在从新能源发展的配套资源,逐步成长为支撑新型电力系统安全稳定运行的关键基础设施。

■■负荷攀升与新能源跃升:储能成新型电力系统的“缓冲器”

理解储能价值的演变,需要先厘清电力系统正在承受的双重调节压力。

第一重压力来自负荷的持续攀升。2026年迎峰度夏期间,全国用电负荷屡创新高。从区域看,华东、华中等4个区域用电负荷7次创新高,15个省级电网用电负荷累计32次创新高。从时间看,负荷创新高的节奏较往年有所提前,南方电网5月25日即刷新最高纪录,较往年提前近一个月。

负荷增长的驱动因素包括经济运行持续向好与高温天气。据测算,今夏全国平均气温每升高1摄氏度,带动用电负荷上涨4000万—5000万千瓦。值得关注的是,智算中心正成为用电增量的重要来源,例如上海主要智算中心用电量正以年均1.2倍的速度增长,单个智算中心的年用电量以10亿千瓦时量级计算。数字经济的发展正在为电力负荷增长注入新的动力。此时,电力系统面对的已经不只是传统意义上的季节性用电高峰,更是不断增长、更加复杂的用电需求。

第二重压力来自新能源占比的快速提升。新能源出力的波动性和间歇性是其固有特征——风电出力随风速变化,光伏出力随日照变化。当风光大发时,电力可能供过于求;而当风光出力骤降时,电网又面临供电缺口风险。

过去,这种供需时间差更多依赖煤电等传统电源进行调节。但随着新能源装机占比突破60%、煤电发电量占比首次跌破50%,电力系统对调节和保供能力的需求也随之增加,越来越需要储能这样一个“缓冲器”,在电力供需变化之间发挥补充和调节作用。

在这一背景下,储能的价值被重新审视。

■■从“配套”到“关键时刻保供”:储能的角色正在发生变化

回顾储能在我国电力系统中的角色演变,大致可以看到一个越来越清晰的变化,即储能正沿着“新能源配套走向系统调节、迈向稳定支撑”的路径持续发展。

第一阶段:作为新能源消纳的配套工具。在新能源发展初期,储能主要被视为提升消纳能力的技术手段之一。随着风光装机规模扩张,局部地区弃风弃光问题显现,“新能源+储能”逐步成为一种常见的配置模式。这一阶段,储能主要解决的是“新能源发出来以后怎么用”的问题。

第二阶段:成长为系统调节的重要力量。随着储能装机规模不断增长,它的作用开始超越单纯的新能源消纳。2025年底,全国新型储能累计装机达1.36亿千瓦/3.51亿千瓦时,较“十三五”末增长超40倍,装机规模居全球首位;今年6月底,这一数字进一步攀升至1.53亿千瓦。越来越多的储能开始以独立电站等形式参与电力市场运行,从新能源项目的“配套设施”逐步成为能够独立提供调节服务的电力资源。

第三阶段:向系统稳定支撑角色演进,今年夏季尤为明显。在极端高温等天气影响下,储能开始从新能源消纳的“幕后”走向电力保供的“台前”,在用电高峰等关键时刻承担起越来越重要的保供作用,从“配角”升级为“关键支撑”。

据国家电网调度中心数据,2026年7月24日全国用电负荷达到峰值时,新型储能最大放电功率达5100万千瓦,占当日高峰负荷的约3.3%,较2025年同期提升了近1个百分点。在山东、江苏等储能装机大省,这一占比甚至超过5%。与此同时,今年迎峰度夏期间,全国独立储能电站的平均等效调用时长约为3.2小时,较2025年提升了约四成。与装机规模增长相比,这些数据更值得关注——储能正在从“装得多”走向“用起来”,并越来越多地在电力系统最需要的时候发挥作用。

山东的实践尤其具有代表性,展现出储能在用电高峰时段的实际保供能力。8月3日,山东电网最高用电负荷攀升至1.31亿千瓦,刷新历史纪录。当晚,国网山东电力统一指挥全省172座新型储能电站同步启动放电,最大放电功率达1198万千瓦,相当于整个济南市当日的最高用电负荷。

华北电网实践则进一步显示了储能集中调用和规模化支撑高峰负荷的能力。8月3日,华北电网新型储能集中调用规模突破3000万千瓦,与用电负荷同创历史新高。当日晚峰时段,新型储能最大放电功率达到3278万千瓦,占晚峰最大负荷的10%。

蒙西电网的实践则展现出储能在新能源消纳和电力保供之间的灵活切换能力。在迎峰度夏应急调用演练中,全网新型储能充、放电峰值功率双双突破1200万千瓦,既可以在新能源出力较高时吸收富余电力,也能够在用电高峰时快速释放电力。

从这些实践可以看出,储能正在从“电量搬运工具”进一步变成“关键时刻的电力来源”。在午间新能源大发时段,储能可以吸收富余电力;到了晚间负荷高峰,再将电力释放出来。这种在不同时间之间重新安排电力的能力,使储能能够把新能源发电和用电需求很好地衔接起来,也让其开始直接参与电力系统的保供。

储能角色的变化还体现在它开始从“调节电量”走向“电网支撑”。过去的储能主要是“跟着电网运行”,而随着构网型储能技术发展,储能开始具备更主动的系统支撑能力。简单来说,它不仅能够“存电、放电”,还可以在电网受到扰动时快速响应,帮助维持电压和频率稳定。

《新型电力系统建设“十五五”规划》已经明确提出推动构网型储能技术应用。这意味着,储能未来承担的可能不只是“什么时候充、什么时候放”的任务,还将进一步参与支撑电力系统安全稳定运行,成为电力系统中兼具电量调节和可靠供应的重要资源。

■■储能成为“压舱石”关键:市场认可其多维系统价值

储能正在从“必须配置的设备”转变为“提供服务、获得回报的电力资源”。要真正成为以可再生能源为主体的新型电力系统的“压舱石”,储能不仅要在电力系统需要的时候被调用,还需要通过容量、调节、能量等不同服务获得合理回报,只有这样,其多维系统价值才能真正形成,投资者也才有动力持续建设和运营储能。而这一转变,正在从政策层面的要求逐步进入电力市场的实际运行。

2025年2月,“136号文”明确“不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件”。持续多年的“强制配储”政策正式退出舞台,储能不再是新能源并网的“入场券”,必须凭借真实市场价值参与竞争。地方实践也正在发生变化。山东于今年8月印发《关于加快推动新能源场站配建储能高质量发展的通知》,明确取消新建风电、光伏项目储能配置的并网前置约束,企业可自主决定配储规模,政策仅设置上限:光伏最高50%、风电最高30%。

同时,储能过去单纯依赖峰谷价差“低买高卖”的盈利模式也在发生变化。2025年12月,《电力中长期市场基本规则》明确,自2026年3月1日起,直接参与市场交易的经营主体不再执行政府规定的分时电价。截至目前,湖北、陕西、河南等十余地已明确落地取消政策。固定峰谷价差逐步退出后,储能需要寻找新的价值来源,也意味着电力市场需要进一步识别储能在不同时间、应用场景下提供的系统服务。容量价值正在成为核心方向之一。今年1月,“114号文”首次在国家层面建立电网侧独立新型储能容量电价机制。对服务于电力系统安全运行、未参与配储的电网侧独立新型储能电站,各地可给予容量电价。容量电价参照当地煤电容量电价标准进行折算,折算比例为储能电站满功率连续放电时长与本省全年最长净负荷高峰持续时长的比值。这份“保底工资”为独立储能电站投资提供了稳定预期。

截至9月初,已有宁夏、甘肃、湖北、辽宁、吉林、新疆、青海、陕西、河南等9省区发布新型储能容量电价政策(含征求意见稿)。部分地区还进一步探索引入容量供需系数,例如甘肃、宁夏、青海、辽宁等通过容量供需系数反映电力系统对调节资源的实际需求,使储能获得的容量价值能够与电力系统的实际需求进一步挂钩。

现货市场建设的加快,也为储能释放能量价值提供了新的市场空间。随着各地电力现货市场逐步转向正式运行,储能开始以独立经营主体身份参与交易,根据电力供需变化获取相应市场收益。9月9日,安徽电力现货市场转入正式运行,成为全国第九个正式运行的省级现货市场,并推动独立储能“报量报价”参与现货市场,储能收益进入由供需发现价格的市场化阶段。

储能参与电力市场的方式和范围也在进一步拓展。国家层面已明确推动“新能源+储能”作为联合报价主体,一体化参与电能量市场交易。山东率先落地,明确新能源场站与配建储能一体联合参与市场,计量口径为两者功率相加之和,按此响应AGC指令。截至今年8月,山东已有52座配储场站完成系统改造,具备联合调用能力。9月,中国南方电力调度控制中心(南方总调)发布《支持新型储能参与南方区域电力市场工作方案(2026年版)》,提出取消储能参与现货市场与调频市场的互斥限制,为储能拓宽了市场化盈利渠道。这意味着市场正在尝试更加完整地识别储能的多维系统价值,并给予合理收益回报。

从取消强制配储,到分时电价机制调整,再到现货、容量和辅助服务市场的进一步完善,储能的价值正在转向满足系统的不同服务需求。对于储能而言,真正成为“压舱石”并不意味着单纯追求更大的装机规模,而是要让市场能够识别并合理补偿其在保供、调节、新能源消纳及系统稳定等方面的价值,形成“需要、调用、回报、持续投资”的良性循环。

■■面向“十五五”:储能的基础设施属性逐步显现

“十五五”时期,储能的战略定位正在进一步明确——它不仅是电力系统的一个技术环节,更是支撑新型电力系统和高质量发展的重要基础设施。

《新型电力系统建设“十五五”规划》明确提出,新增可承担顶峰保供作用的电网侧独立新型储能约8000万千瓦,等效顶峰时长力争达到4小时。这释放出一个非常明确的信号,储能已经不再只是新能源发展的附属设施,而正在被纳入电力系统整体保供能力建设。

从保供角度看,储能可以在用电高峰时段快速释放电力;从新能源消纳角度看,储能可以把风光大发时段的富余电量转移到负荷高峰;从系统安全角度看,储能能够提供更加快速的系统支撑。因此,未来衡量储能发展的标准也需要随之发生变化。

过去,我们更多关注储能装机规模,但对于一个真正成熟的储能市场而言,更值得关注的问题应该是:储能在电力最紧张的时候能不能顶得上去?在新能源最充裕的时候能不能把电存下来?一年能够提供多少服务?它提供的这些服务能不能得到合理的市场回报?

这也意味着,储能产业从“规模扩张”走向“价值创造”,不仅是产业自身发展的需要,也是新型电力系统建设进入新阶段后的必然要求。

储能的发展并不意味着传统电源会被立即替代。真正的变化在于,随着新能源占比不断提高,电力系统正在拥有一种新的、可以快速响应并在不同时间转移电力的资源。

当储能能够在电力紧张时及时顶上去,在新能源充裕时把电存下来,在电网需要稳定支撑时快速响应,并且通过市场机制获得合理回报时,它才真正完成了从“新能源配套设施”到“电力系统基础设施”的转变。

2026年夏季,伴随全国用电负荷多次刷新历史纪录和新能源发电占比持续提升,储能的价值更加清晰地显现出来。新型电力系统的安全稳定,不能再仅依赖传统火电的“压舱”和电网的“兜底”,储能正在成为保障新型电力系统安全稳定运行的重要基础设施。

(作者系国网能源研究院正高级工程师)