“十五五”时期,中国能源保供支撑底气更足

■本报记者 苏南

国家发展改革委近日在“奋进‘十五五’”系列新闻发布会上介绍,今年以来,面对外部环境严峻复杂、极端天气多发等考验,我国能源供给持续安全稳定。展望未来,能源保障能力将全面跃升,绿色低碳转型蹄疾步稳。到“十五五”末,我国将初步建成新型能源体系,实现能源更高水平的能源自主可控和绿色转型。

能源保供基础更加坚实

国家发展改革委经济运行调节局副局长唐瑱表示,我国能源供应始终安全稳定,“迎峰度夏”期间电力供应平稳有序,国内油气保供有力有效,展现出强大韧性。

今年迎峰度冬期间,我国能源供应基础持续夯实。数据显示,截至10月底,全国统调电厂存煤超过2.1亿吨,可用36天。目前已落实供暖季天然气资源超2000亿立方米,地下储气库实现应储尽储,总体能够覆盖需求。截至9月底,全国发电装机容量超过41.3亿千瓦,同比增加4.2亿千瓦,有力支撑经济社会发展用电需求。

除了能源供应基础有底气,顶峰保供能力也明显增强。唐瑱介绍,天然气方面,在充分发挥储气库、LNG储罐等调峰资源作用基础上,今冬供暖季天然气日顶峰保供能力超过17.5亿立方米,较上个供暖季用气峰值高出近7000万立方米。电力方面,预计供暖季全国最高用电负荷将达到15.2亿千瓦左右,较上一供暖季峰值增加约9000万千瓦,常规电源装机同比增加约1亿千瓦,电力供应能力提升总体能够保障需求增长。

唐瑱在回答《中国能源报》记者提问时表示,“十五五”时期,我国要完善能源产供储销体系,把安全韧性锻得更强。2030年达到58亿吨标准煤,坚持油气核心需求自主保障,增强能源多元进口和安全保障能力,稳步提高我国能源自给率。

在储备体系建设方面,“十五五”时期我国将加强能源储备,推进煤炭储备能力建设,健全油气储备体系。国家能源局发展规划司副司长葛炬强调,我国将建设大国石油储备体系,坚持“大库大站、集约布局”,谋划一批天然气储备重大工程,着力提升天然气应急调峰和尖峰保供能力。“十五五”时期,我国将聚焦鄂尔多斯、渤海湾、川渝、塔里木、松辽等重点含油气盆地,加快建设一批国家级油气战略保障基地。

当前,我国已与全球近50个国家开展油气贸易合作,进口来源涵盖全球主要油气出口国,油气国际合作稳定可靠。葛炬介绍,“十五五”时期将进一步做大油气合作“朋友圈”,加强海外主要油气产区合作,提升来源和通道多元化水平。同时,将巩固拓展陆上战略进口通道,维护海运通道安全,确保油气买得到、运得回。

每年新增3个上海市用电量

“十五五”时期,在算力等新兴产业带动下,我国用电需求仍将刚性增长,预计年均增量将达到6000亿千瓦时左右,相当于每年新增3个上海市的用电量。葛炬表示,为应对这一挑战,国家建立电力供应充裕度预警机制,提出2030年电力供应充裕度大于1.1,即在用电负荷最高峰时刻,仍然有10%的保供能力余量。

为确保关键时刻能够“顶住峰、兜住底”,我国将在电源、电网、负荷、储能各环节协同施策。在电源侧,将一手抓传统电源兜底保障,实施新一代煤电改造升级,推动煤电向支撑性调节性电源转型;另一手抓新能源安全可靠替代,持续提升新能源发电功率预测精度,布局建设一批系统友好型新能源电站。到2030年,在电力保供压力最大的时段,风电、光伏为系统贡献的发电量占比将达到20%以上,提高约10个百分点。

葛炬表示,在电网侧,我国将加快建设“主配微”协同的新型电网,充分发挥大电网“全国一盘棋”优势,加强“西电东送”能力建设,推动省间电力互补互济能力提升4000万千瓦。在用户侧,充分挖掘电动汽车、空调等电力负荷调节潜力,促进虚拟电厂规模化发展,推动2030年虚拟电厂调节能力达到5000万千瓦以上,让用户更多参与电力系统调节互动。在储能侧,将合理布局建设一批抽水蓄能电站,2030年装机规模达到1.6亿千瓦左右;大力发展新型储能,鼓励多种技术路线发展,2030年装机规模达到3亿千瓦。



图为京津冀世界级城市群最重要的清洁电力保障基地——冀北新能源基地。赵勇/摄

多措并举推动绿色替代

迈入“十五五”,我国能源发展的亮点之一是绿色低碳转型步伐将走得更稳,电能替代、绿色燃料替代是未来发展方向。

电气化是目前最成熟的用能清洁替代方式,也是降低石油消费需求的有效途径。近年来,我国新能源汽车发展成效举世瞩目,今年前三季度,新能源汽车销量渗透率达到53.6%,油气替代规模持续加大。

葛炬透露,下一步,我国将继续深入推进电能替代,到2030年,我国终端能源消费中电能占比将提升到35%左右。在交通运输领域,将高质量推进充换电基础设施布局建设,构建城市面状、公路线状、乡村点状布局的充电基础设施网络,2030年充电基础设施超过4000万个,形成支撑超过1.1亿辆电动汽车的充电服务能力。

在氢能和绿色燃料替代方面,“十五五”时期我国将加强产业统筹布局,系统推动氢能和绿色甲醇、绿氨、绿色航空燃料等绿色燃料产业规模化发展,重点在东北、黄河“几字弯”、华北北部、天山北麓等地区,建设一批绿色氢氨醇生产项目。此外,我国还将因地制宜发展绿电直连制氢、可再生能源离网制氢等模式,高质量开展氢能综合应用试点,推动2030年可再生能源制氢规模达到200万吨。

在业内看来,“十五五”时期是能源安全体系构建的关键阶段,我国正通过夯实能源保供基础、加快绿色低碳转型等系统提升能源保供水平。

AI如何重塑储能安全边界

■本报记者 卢奇秀

国家能源局综合司日前公示的“人工智能+”能源试点项目清单引发行业关注。93个入选项目中,3个储能专项指向“全生命周期安全诊断管控智能优化”,涉及宁德时代、阳光电源、许继电气等企业。

一边是新型储能装机曲线持续走高,一边是全球安全事故警钟频响。“人工智能+”在储能场景中的意义不只是多一层主动防御,更成为可算账、可运营的收益工具,以及从示范选项走向储能产业下一步升级突围的核心主线。

传统安全体系难以应对新挑战

今年下半年以来,全球储能安全事故呈多发态势。依靠人工巡检、单点阈值报警搭建的传统防护体系逐步失效,根源而在于产业规模化带来的结构性矛盾。

首先是电站规模与多系统耦合,造成风险“看不透”。一座百兆瓦级储能电站包含数十万颗电芯、百万级监测测点,每年产生数百TB运行数据,还要与电网实时联动调度,当前最大难题不是故障响应太慢,而是海量数据面前,人工与传统算法根本“看不过来”。在近日召开的“AI创新赋能储能新场景应用”沙龙上,业内人士指出,随着新能源渗透率持续提升、多机组联合调控常态化,电力平衡难度陡增,正面临实时性、精准性、智慧性、适应性四重挑战,电站亟须具备自主学习能力的“超级大脑”。

其次是故障机理相互交织,导致隐患“看不准”。储能电站迈入吉瓦级时代,电芯容量持续走高,应用场景从电网侧拓展至矿山、钢铁、充换电站、数据中心等多元领域,安全变量持续增多。电芯内部短路、温升异常、气体泄漏、连接件老化等问题往往叠加发生,故障机理不透明、电站运行状态陷入“黑箱化”困境,最终导致真正故障漏报,轻微扰动频繁误报。

最后是安全链条不断拉长,风险“看不全”。储能安全早已跳出单一电芯本体防护的范畴,延伸至设计、制造、安装、运维、退役的全生命周期系统治理。安全诊断不能只盯着实时运行数据,还必须调取电芯制造履历、运输记录,乃至早期工况档案,才能追溯隐患源头。

截至今年9月底,全国新型储能装机规模达1.67亿千瓦/4.35亿千瓦时,同比增长63%。从规模扩张迈向高质量引领,AI重构储能安全体系已经不再是“可选项”,而是“必答题”。

重构安全逻辑 运营收益成附加红利

今年3月,国内首个大规模储能人工智能数据分析平台在广州正式投运,平台接入8座试点电站、300套储能系统、238万个测点,依托50余个算法模块、2.8万条智能算法实现毫秒级状态诊断。经过1年试运行,试点电站设备故障率下降34%,新能源消纳电量提升约30%。

“AI没有改变电池热失控的物理本质,只是重构信息组织方式,将风险处置窗口大幅前移。”业内人士指出,AI将百万测点中微弱的异常信号串联成完整因果链条,将安全处置从“事后报警”前置到“失控萌芽之前”,把运维决策从经验判断升级为数据支撑。

尤其在储能全面进入电力现货市场的当前,AI已从安全辅助工具成长为储能资产参与市场交易的核心竞争力。系统融合气象、负荷、电价多维数据,预判现货价格走势,自动生成充放电报价策略;算法精准捕捉15—30分钟的短时电价尖峰,在电芯寿命、设备损耗与短期收益之间找到最优平衡点,实现资产全生命周期价值最大化,摆脱人工决策局限。

中兴通讯数字能源算法总工刘明指出,长期以来,工商业储能收益高度依赖峰谷价差,极易受市场价格波动冲击。MPC模型预测控制与强化学习算法结合后,系统既能精准预判电价与负荷变化,完成跨时段能量时移,还能在需量管理、虚拟电厂聚合响应中实现多目标协同优化。“这套算法杠杆能够为储能项目带来5%—15%的收益提升,有效改善资产运营收益率。”

智能系统安全 短板亟待补强

“AI+储能”正从示范迈向规模化应用,但行业仍面临两道深水区考验。

一是技术路线与行业标准尚未统一。目前各家厂商的数据接口、模型架构、诊断逻辑互不兼容,“数据孤岛”广泛存在。行业亟待在跨区域、多场景实践中,统一AI诊断接口、数据安全规范与效果评价体系,避免大规模建设中出现重复投入。

二是极易被忽视的算法自身安全风险。杭州亿格云科技架构师闫宇凡指出,AI正在从被动辅助工具,变成拥有访问权限与自动执行能力的“数字员工”。当算法深度嵌入电力控制回路、直接决定储能充放电策略时,安全边界已经发生位移。提示词注入、第三方插件漏洞、权限滥用、运行数据泄露等数字风险,随时会转化为电站起火、调度失控等物理事故。

“如果安全防线只覆盖电池本体热失控,却没有把AI模型权限管控、数据可信流转纳入治理框架,那么这套智能系统本身,就是最大的安全隐患。”业内人士称。

AI与储能的深度融合已成不可逆之势。储能安全边界最终不取决于AI有多“聪明”,而取决于能否真正融入产业全生命周期,构建起一条覆盖“电芯物理安全”与“算法逻辑安全”的双重“护城河”。

全球氢能迈出商业化发展大步

■本报记者 董梓童

“到2050年,氢能将占最终能源需求的22%,市场价值约2.5万亿美元。全球低碳氢产量2025年接近100万吨,预计到2030年进一步增长。”中国欧盟商会能源工作组副主席李克莱日前在第九届进博会“氢能高质量发展促进全球能源转型”分论坛上表示,中国在绿氢和低碳氢中的份额持续上升,工业需求和潜在市场仍有增长空间。

在全球能源绿色低碳转型持续深化背景下,氢能正从技术示范走向产业化发展的关键阶段,成为推动能源结构调整、工业深度脱碳和能源安全转型的重要力量。

截至2025年底,全球已有66个国家和地区发布氢能发展战略,氢气生产消费规模超1亿吨,可再生能源制氢项目加速落地。作为世界最大氢能生产国和消费国,中国正凭借可再生能源资源、装备制造和应用市场优势,为全球氢能产业发展注入新动能。随着国际产业链供应链加速重构,中外氢能合作也迎来全新发展机遇。

产业成熟度不断提升

《中国氢能发展报告(2026)》(以下简称《报告》)显示,2025年全球氢气生产和消费规模约1.09亿吨,同比增长约3%。不过,全球氢气供应目前仍以化石能源制氢为主,占比约84%,其中天然气制氢约占61%,煤制氢约占23%。氢气消费主要集中在炼化、合成氨、合成甲醇、冶金和供热等传统工业领域。

同时,可再生能源制氢正加快从示范走向规模化。截至2025年底,全球可再生能源电解水制氢项目累计建成投运产能约50万吨/年,2025年新增产能超过20万吨/年;全球已建成年产能万吨级项目9个、千吨级项目70个。绿氨、绿甲醇等氢基产品也开始形成实际产能,全球累计建成投运产能分别超过80万吨/年和60万吨/年。氢能应用由单一制氢环节向工业原料、绿色燃料和能源储运延伸,产业链协同发展的趋势愈发明显。

各国发展路径在逐步分化。国家能源局能源节约和科技装备司副司长边广琦指出,在氢能制取端,各国资源禀赋不同,因此各自选择煤制氢、天然气制氢、核电制氢、新能源制氢等不同来源,并通过CCUS技术将化石能源制氢转变为蓝氢。在氢能应用端,各国强化氢能的能源属性应用,燃氢发电、煤电掺氢、燃料电池热电联产、氢储能以及氢氨醇作为车用船用燃料成为重要发展目标。

政策支持则从产业规划转向项目和市场机制,各国政策工具不断丰富,并从技术延伸至项目建设、基础设施、市场需求和贸易规则。欧盟通过氢能银行等机制提供资金支持,荷兰拟为可再生氢项目提供超过7亿欧元补贴,澳大利亚则通过资金支持和生产税收激励推动大规模可再生氢生产,日本也在探索以差价合约等方式支持电力领域用氢。

中国加快形成规模优势

在全球氢能产业加速发展的进程中,中国成为重要力量。

供给能力上,中国是全球可再生能源制氢的重要引擎。《报告》显示,截至2025年底,全球可再生能源电解水制氢累计建成投运产能约50万吨/年,中国占比超过50%;中国和欧洲合计贡献全球超过七成产能,其中中国占53%。全球最大可再生能源制氢项目——吉林松原绿色氢氨醇一体化项目产能达4.5万吨/年,是中国规模化制氢的标志性工程。

市场规模同样为产业发展提供重要支撑。李克莱援引国际能源署数据指出,2025年全球氢气使用量约1亿吨,中国约占30%,是炼化和化工领域的重要参与者。在他看来,中国已有一批项目将氢能应用从技术示范推向工程化、产业化,比如300兆瓦电解水制氢项目,该项目将制氢、储氢和专用管道连接至炼化化工园区,年产绿氢约2万吨,每年可减少约48.5万吨二氧化碳排放。这些实践为绿氢与传统工业耦合提供可借鉴的工程经验。

截至目前,中国电解槽、燃料电池、加氢成套设备等核心装备已出口至30多个国家和地区,韩国、日本、美国和欧洲等10余家国际龙头企业也在华投资建厂。

边广琦指出,中国拥有世界最大规模可再生能源体系和完整的制造业体系,在绿色氢能供给、技术装备制造、应用市场培育等方面具有突出优势,有条件、有基础在氢能产业发展合作中为全球能源转型发挥更大作用。

中外合作空间持续拓展

氢能产业具有显著的全球化特征,不同国家在可再生能源资源、技术研发、装备制造、基础设施和终端市场方面各有所长。随着全球氢能产业发展愈发成熟,各国联系更加紧。

绿色燃料贸易是值得关注的合作方向。上海电气集团股份有限公司党委委员、副总裁金孝龙指出,绿色氢能既是清洁能源,也是连接绿色电力与工业、交通、化工、冶金等终端用能领域的重要桥梁。航空、航运领域的脱碳要求正在向燃料端传导,绿色甲醇、绿色航煤等产品逐渐成为传统油品的重要替代方向。

按照行业测算,到2030年,仅航空和航运两大领域,全球绿色燃料需求就将达到数千万吨级,市场供给存在较大缺口。对具备可再生能源资源和制造业基础的中国而言,这既是能源转型的机遇,也是参与国际绿色燃料市场的重要窗口。

荷兰王国驻上海总领事馆副总领事兼经济事务负责人何仰奕介绍,荷兰正在推进氢能网络建设,连接国内五大工业集群,并与德国、比利时等国家加强互联互通。同时,荷兰正布局氢能进口终端、跨境贸易网络和地下盐穴储氢设施。由于未来国内生产难以满足本国及周边工业集群的需求,荷兰需要通过进口补充供应,并为液氢、气氢、氨、甲醇等多种氢载体做好准备。“荷兰目前约有1000家企业参与氢能市场,在电解槽、燃料电池、测量系统、压缩机等领域存在合作机会,也期待与中国加强创新合作。”

李克莱认为,中国具备工业规模和项目开发能力,欧洲企业则在设备、工程经验和系统集成等方面具有优势。双方可以围绕制氢、储运和炼化化工应用开展全链条联合示范,同时加强标准和分类规则的兼容,减少项目投资的不确定性,并通过长期承购协议和市场消纳合作增强产业信心。

《报告》显示,中国企业已通过技术输出、海外组装、项目总承包和运维服务等方式参与国际产业分工,开展关键技术联合攻关项目超过20项,并参与共建17条国际绿色航运走廊。氢能国际合作正从核心装备出口向绿色氢氨醇贸易、海外项目建设和供应链协同拓展。