

中国石油昆仑大模型迈入主动智能新阶段

我国能源化工行业首个全产业链规模化大平台落地

■本报记者 吴莉

5月28日,中国石油昆仑大模型迭代升级成果正式在京发布,行业首发六大AI高阶能力,全产业链152个应用场景实现规模化落地应用,标志着昆仑大模型完成从通用问答向主动智能的关键跨越,从“被动问答”到“主动干活”、从“试点试用”到“全产业链覆盖”、从“外部算力依赖”到“全面自主可控”,成为国内能源化工行业首个实现全产业链体系化、规模化落地的大模型平台,为我国能源领域人工智能自主创新与产业高质量发展树立全新标杆。

昆仑大模型是中国能源化工行业首个通过备案的大模型,以“1+4+N”架构为核心支撑,构建安全自主的全栈国产化人工智能技术底座。模型率先完成DeepseekV4等21款大模型在昇腾国产芯片上的精度与性能双对齐,首创昇腾环境长文本加速架构,有效解决算力高负荷运行卡顿、效率不足等难题。目前,中国石油AI中台统筹1754P智能算力,储备620TB能

源化工行业高质量训练数据。经中国电子技术标准化研究院权威测评,数据质量评分高达99.8分,为AI稳定、高效、安全运行提供坚实保障。

本次昆仑大模型发布的六大AI高阶能力,涵盖自主规划与任务拆解、工具调度与执行、专业计算引擎、预测预警引擎、反演计算、可解释性分析引擎,完整覆盖工业场景从发现问题、分析决策、自动执行到结果反馈的全流程,真正让AI从“你问我答”的被动应答,升级为“自主思考、主动干活”的智能助手。

比如,测井老井再评价智能体的研发使用对气田生产的赋能。在我国开发规模最大的苏里格气田、首个整装建设的靖边气田、对外合作标杆气田苏南合作区3351口井应用,气井动态分析时间节约80%,产量调整响应由1天缩短至2小时,效率提升5倍,为气田生产整体优化、夏季供需调整、冬季应急调峰提供智能解决方案。

如今,昆仑大模型已深度扎根主营业务,在科技创新、产业发展、管理提升三大方向建成152个应用场景,覆盖油气勘探开发、炼化生产、技术服务、资本金融等全产业链核心环节,落地规模与深度均居行业领先。

在科技创新领域,昆仑大模型重塑传统石油化工研发模式,开创“AI先模拟预判、人工再实验验证”的新路径。智能化声波全波形应用场景由二维向三维跨越升级,处理周期由20天压缩至3天,综合成本降低30%以上,是业内首个达到工业应用精度的三维反演大模型应用;首创的合成橡胶大模型可精准预判7项核心材料性能,关键性质预测准确率高达95%,大幅减少重复实验,既省时又降本。

在产业发展领域,新建溢、漏、卡钻井风险预警与处置场景,钻井风险预警准确率达85%以上,上线半年来累计预警300余次;柱塞气举智能诊断与优化场景在长庆油田全面应用,智能调节超3000口井参数,

较传统人工管理工作量减少67%。

在管理提升领域,昆仑大模型引入“大国工匠”刘丽等172名各领域专家经验,“专家数字分身”24小时提供业务指导;“油宝”智能体引入76项通用技能,与各领域专家共建31项专业技能,助力员工完成日程管理、文件整理、内容优化等工作,让人工智能从“对话框”落地“产业端”。

据了解,同步上线的昆仑大模型国际版,支持中文、英语、法语、俄语、阿拉伯语、西班牙语、葡萄牙语7种语言,是国内能源化工行业首个具备多语言工业智能服务能力的大模型。该版本面向全球能源化工领域开放使用,既服务中国石油海外业务运营,也可为国际能源企业、海外合作机构提供多语种生产管控、智能研发、安全预警、运营管理全场景AI服务,推动中国自主研发的能源AI技术走向全球,赋能央企“出海”。



柱塞气举智能诊断与优化在中国石油长庆油田得到全面应用。



图为中国石油东方物探公司三维智能化全波形反演数据采集现场,使用宽频大吨位可控震源在青海探区作业。

算电协同发展多题待解

■本报记者 林水静

数字经济快速发展带动算力需求爆发式增长,算电协同成为统筹算力发展与能源安全有效路径。我国算电协同仍处于初步探索阶段,实际推进中难免存在一些难题,后续还应破除哪些发展瓶颈,以推动算电协同高质量发展?

■ 跨行业跨区域统筹协调成难点

2023年12月,国家发改委等部门发布《关于深入实施“东数西算”工程 加快构建全国一体化算力网的实施意见》,文件首次提出“算电协同”的概念。今年3月,《政府工作报告》首次将“算电协同”列为国家新基建工程,与“超大规模智算集群”并列,提出“实施超大规模智算集群、算电协同等新基建工程”,标志着其从行业试点与部门政策上升为国家顶层顶层设计。

然而,政策落地之时,跨行业、跨区域的统筹协调成一大难点。

自然资源保护协会能源转型项目高级主管黄辉在接受《中国能源报》记者采访时表示,算力与电力行业分属不同主管部门、不同产业公司,职能划分、规划体系、数据壁垒、市场与监管等相互独立,行业间协同落地难度大。在区域层面,尽管通过一体化算力网建设有利于在全域范围内优化算力与电力资源布局,但在实际落地中区域间协调面临较大挑战。“各地普遍将算力设施建设视作培育新兴增长极的核心领域,在本地布局意愿更强,而算力需求基本是东部大西部小且部分算力存在低时延要求,算力产业自身就容易形成类似电力送受端省间壁垒现象,叠加电力基础设施也仍存在一定的省间博弈需要解决,算力与电力交织形成的区域协调问题愈加复杂。”

北京理工大学机械与车辆学院副教授王永真在接受《中国能源报》记者采访时也坦言,当前算电协同发展最突出难题是算电协同主体地位不平等。“电网方面希望大量算力企业参与协同,但算力企业参与的积极性与内生动力普遍不足。究其原因,电费虽占数据中心日常运行成本的60%以上,但结合全生命周期投资成本核算,电费占比不足10%,仅属于常规支出项,难以形成有效激励。”

“目前电网推出的需求响应等参与机制尚待完善,数据中心除了落实节能降碳的基础要求外,缺乏主动参与算电协同的动力。从技术层面来看,即便配套价格激励、碳约束等经济手段,企业仍存在诸多顾虑:一方面,算力业务对服务质量要求极高,参与协同可能引发业务时延、数据抖动等问题,无法保障对客户的服务承诺;另一方面,参与协同还可能带来散热、火灾等热

控安全隐患,相关配套技术体系也尚未明确。”王永真进一步表示。

■ 电力规划与算力规划“两张皮”

统筹难题之下,算电协同发展困局应如何破局?

王永真表示,关键要解决电力规划与算力规划“两张皮”问题。“全国一体化算力网建设从全国层面统筹推进本就存在较大难度,当前政策虽已开始重视,但矛盾主要集中在算力高速增长的区域,例如贵安新区、内蒙古和林格尔、乌兰察布,甘肃庆阳,宁夏中卫以及河北张家口等地。这类地区算力规模扩张迅猛,当地配电网、主电网,尤其是新能源电力规划,未能与算力规划同步落地,弹性布局。”

黄辉举例,北京和内蒙古属于两个比较有代表性的区域,北京是典型的算力负荷需求大、本地能耗与电网承载力受限,同时绿电资源有限。而内蒙古属于风光绿电富集但算力需求小导致利用率低。两者算电协同的共性难点都在于绿电波动与算力刚性矛盾。“高比例绿电需通过配储等高成本手段来提高安全保障能力。同时,算力与电力规划建设不同步,电力规划相对滞后,算力中心扩张带来局部区域输电容量、电压稳定性问题。另外,需要解决算电之间跨部门协调、标准协议统一、数据互通、联合调度等问题。”

同时,算电协同市场化机制不成熟,也加剧了落地推进的难度。

黄辉表示,当前算力与电力价格脱钩,市场存在两套独立计价体系。算力定价多按硬件成本与吞吐量核算,不区分峰谷与绿电属性;电价波动、绿电溢价低无法传导至算力终端,这种缺乏联动机制使算力侧无动力随电价调负荷,也难用电价信号引导算力优化布局,制约算电协同与绿电消纳。“如电量价差小且辅助服务品种与价值有限,算力企业调节收益难以覆盖调度成本,即便有一定的可调节空间也不愿调。在碳排放约束方面,碳双控、可再生能源配额约束尚未落实到分时匹配和物理溯源,如绿证与分区分时电量脱节,算力中心无动力满足与新能源发电时空的真实匹配。”

“事实上,借鉴电力市场建设的经验,综合考虑算效、碳效、用量、时间等多方面因素,分类分级制定灵活的算力价格,通过算力与电力分时价格、绿证分时价格的联动,建立算力分时价格机制,引导下游算力用户合理安排使用时间,提高上下游资源利用的适配性,可实现电力供需与算力供需之间、绿色电力与绿色算力之间的协

同。”黄辉认为。

■ 提升算电资源配置效能

立足未来,针对东西部算力与绿电供需失衡问题,还应建立跨区域协同机制,实现资源高效配置。

黄辉表示,应依托全国一体化算力网及调度平台,推动形成类似电力调度交易的分层分级调度交易机制,并与电力分层分级调度形成联动,形成按时延优先级、绿电分时匹配的跨区域协同机制。国家层面统筹全国算力枢纽、跨省跨区电力通道与绿电资源,制定全域算力调配总方案;区域枢纽统筹域内算力集群,匹配区域内绿电出力,对接国家级调度指令,平衡区域供需。其中,西部区域枢纽更多承接训练、数据存储等时延要求低的算力需求。城市及以下节点层对接本地算力需求,就近调配城市边缘算力,依托本地绿电与储能资源灵活调峰,优先消纳就近绿电,执行柔性错峰运行。

健全跨区域协同机制,离不开统一的技术标准、管控平台与市场规则作为支撑。王永真表示,算电协同涵盖大量软硬件体系,覆盖规划、调度、运维、市场等多个领域,涉及多层软件架构,核心是实现一体化建模、调度与接口对接。“当前设备类多元、国内外产品混用,行业面临统一纳管难题,亟须搭建一体化管控平台,推进物理、模型层面标准化建模,统一通信协议与市场运行规则。”

此外,王永真提到,当前部分算力中心采用绿电直连,源网荷储相对脱离大电网的运行模式,该模式下的度电成本普遍偏高,甚至超过现行政府优惠电价。因此多数企业仍持观望态度,积极探索成本更优的绿电直连方案。绿电直连的源网荷储体系具备波动性特征,算力负荷同样存在波动,如何平衡两侧波动特性,依托数据中心内算力、电力、热力设备的灵活调节能力,适配电源、负荷侧的不确定性,是关键所在。“经多轮测算与示范项目验证,优化后的模式可有效压降度电成本,同时保障绿电占比达到80%,具备规模化推广条件。”

在此基础上,还需深挖负荷调节潜力,提升绿电消纳水平。黄辉建议,一方面推动算力枢纽与风光基地一体化开发,深化算力与新能源项目绑定;另一方面推动逐步放开市场电价上下限和分时绿电交易机制应用,引导算力中心从“刚性负荷”变成分时可调、随绿电波动的柔性负荷,让绿电发用在小时级精准匹配,高效促进新能源的消纳。

随着新型电力系统建设不断深入,面对高比例新能源接入带来的不确定性、数字智能技术持续涌现,电力技术不断迭代,电力系统全要素统筹、多维协同规划迎来重要战略机遇。

在近日举行的“电力系统多维协同规划与低碳转型”研讨会上,业内专家一致认为,面对高比例新能源接入带来的物理形态、运行机制与市场体系的变革,传统单一维度线性规划已难以破局,未来需构建电力系统多维协同规划之路。

当前,我国新能源装机占比持续攀升,电力系统正经历从“源随荷动”向“源网荷储互动”的重构。在能源转型背景下,电力系统面临前所未有的挑战——电力与气候耦合加深带来的不确定性、多元主体利益博弈下的治理难题、长周期平衡与日内调节交织出的供需矛盾。

如何破题?答案在多维协同。在业内人士看来,传统单一维度、割裂式规划已无法适应新型电力系统的需求。

国网能源研究院董事魏玓指出,破解之道在于坚持系统观念,必须以“规划—技术—市场—政策”全要素“顶层”协同为引领,在横向上统筹源网荷储各环节、跨区域多资源,在纵向上贯通主配微多层次、跨系统多能源,从而在更高水平上强化安全、清洁、经济三大目标的统筹协调。

魏玓表示,推动新型电力系统高质量发展,要加强多个方面的规划协同:一是全要素协同,明晰各类资源定位,一体谋划规模结构与市场规则;二是源网荷储协同,以提升保供与调节能力为核心,优化全环节规划运行;三是跨区域协同,坚持“全国一盘棋、互通共济的综合能源体系”。

业内专家认为,多维协同不是堆砌技术,而是重塑治理体系。清华四川能源互联网研究院院长康重庆表示,新型电力系统的构建绝非某一点技术的突围,需要答好三道协同“必答题”。“第一是跨越物理边界的空间协同。而面对多元资源的广泛接入,更需要促进全链条的深度融合。”从宏观的区域协调,到微观的“主配微协同”,再到源网荷储的规划互动。新型电力系统要求在空间形态上强化全局统筹,在网络形态的深刻变革中寻找最优解。”

康重庆表示,第二是应对自然环境的韧性协同。随着新能源比重上升,电力系统对气象条件的敏感度日益增加。面对极端天气带来的保供挑战,需要推动物理机理与气象数据的跨界融合,积极探索多能互补等协同路径。提升系统自身的灵活调节能力与高韧性。“第三是适应多方互动的机制协同。低碳转型需要科学的市场规则驱动,让调节价值与低碳属性在市场中得到合理衡量。”

在宏观规划与底层技术的双重驱动下,电网形态正在经历深刻变革。国网能源院研究员王照琪指出,随着新能源出力随机性与波动性日益凸显,主配微协同互动已成为保障国家能源安全、提升运行效率的关键环节。“在‘主配微协同’的新型电网架构中,主干电网是能源配置中枢,是配电网与智能微电网安全运行的‘压舱石’,配电网是资源优化配置平台,也是智能微电网的重要支撑,而智能微电网则是输电电网的有益补充。”

王照琪表示,到2030年,主干电网将提升跨省跨区清洁能源输送与应急支撑能力,配电网将从无源网络转变为有源网络,为微电网建设提供柔性资源基础。到2035年,我国将建成一个深度协同、高度智能的现代化能源体系支柱,构建“主网为调度中枢、配网为协同纽带、微网为自治单元”的协同模式。

这一愿景的实现,不仅需要“大云物移智链边”等技术与电力调度控制的深度融合,更有赖于体制机制的配套改革。王照琪强调,构建全面协同生态迫在眉睫,应加快完善全流程标准体系,推动零碳园区、绿电直连、虚拟电厂、车网互动等新业态从试点示范走向规模化、商业化发展。

多维协同是新型电力系统建设“必答题”

■本报记者 苏南