

数字技术赋能新型电力系统成效凸显

我国智能电网已经成为世界之最。仅国网系统内,微机继电保护装置就达110万套,智能电网调度控制系统超400套,电力调度数据网络路由节点约8.2万个,智能变电站达5000多套,电力调度控制专用云计算节点超10万个,电力调度控制专用物联网实时测点达2亿多个。

■本报记者 苏南

在11月3日由杭州市人民政府、浙江省经济和信息化厅主办的云栖大会“云上新型电力系统峰会”上,多位与会专家认为,随着40多年来电网自动化技术的不断发展,我国电网实现了从数字化、自动化到智能化的重大进步,开创了智能电网新时代。

与会专家认为,数字技术的空前变革为构建新型电力系统带来了广泛互联互通、全局协同计算、全域在线透明、智能友好互动等无限可能。目前,算力正在帮助电网企业加速数字化转型和智能化升级,实现业务创新和价值再造。

智能电网计算量 将提高上千倍

目前,我国智能电网调度控制系统已拥有10万多套计算机、10万余套网络设备。电网自动化技术经历了早期探索、引进消化、自主开发、逐步超越4个发展阶段,从原来每年夏季、冬季两次电网运行方式计算,提高到每15分钟周期计算和秒级大扰动事件触发即时计算,在国际上首次实现了实时跟踪分析分钟级电网多重故障,有效提高了调度应对电网多重故障的能力。

“如今,智能电网的调度控制逐步完善,大量直流输电将促使电网分析从‘机

电暂态’发展到‘电磁暂态’阶段,计算量也将提高上千倍。”工业控制系统产业联盟理事长辛耀中介绍,我国智能电网已经成为世界之最。仅国网系统内,微机继电保护装置就达110万套,智能电网调度控制系统超400套,电力调度数据网络路由节点约8.2万个,智能变电站达5000多套,电力调度控制专用云计算节点超10万个,电力调度控制专用物联网实时测点达2亿多个。

记者采访了解到,随着配电网信息化自动化建设的逐步深入,配网生产指挥的数据量越来越大。以大型省会城市为例,此前,调度员每天需要在屏幕上查看2000-3000条自动声光报警信息,与作业现场进行上百次沟通交互。但借助AI技术与电网业务的深度融合,电力企业可快速构建智能化调度。AI虚拟调度员可自主完成85%的调度作业,大大降低了配网员工的劳动强度。同时,高峰期发令等待时长也由原来的20分钟缩短至1分钟,减少了停电检修负荷损失。

数字技术 激发电网无限可能

与会专家认为,电网数字化与新型电力系统的构建需要相互作用、相融并进,没有电网数字化就没有新型电力系

统。新型电力系统的建设必然要求数字技术和能源技术的深度融合、广泛应用,实现电网的数字化转型。

国网副总信息师王继业表示,新型电力系统承载着能源转型的历史使命,是新型能源体系的重要组成部分,具有清洁低碳、安全可控、灵活高效、智能友好、开放互动等基本特征。

“数字技术的发展为新型电力系统的建设带来了新可能。”王继业分析,首先,带来广泛互联互通的新可能。数字传感和物联网技术全面感知和连接电力系统各类复杂多元的终端设备,使连接的范围不断扩大。其次,带来全局协同计算新可能。利用云计算、边缘计算等数字技术构建全局算力服务,实现算力资源按动态调配,可支撑海量新能源并网。再次,带来智能友好互动的可能。人工智能等技术与电网业务深度融合,可实现对源网荷储各环节海量分散对象的智能协调控制。最后,全域协同计算也成为可能。大量数据使得全域在线透明成为可能,推动新型电力系统全环节在线、全业务透明。

助力破解 能源“不可能三角”

在清华大学能源互联网创新研究院

副院长、数字化转型研究室主任高峰看来,能源互联网是依托系统性思维,利用数字化技术,协同高效破解能源的安全、经济、环保“不可能三角”。要实现这一目标,仅靠单一的方式行不通,具体抓手就是以互联网思维和数字化技术实现能源系统和数字信息系统深度融合,产生生态化的能源系统,在此过程中,新型电力系统是在“双碳”目标下最重要的核心。

“新型能源体系是新型电力系统的进一步扩展和延伸,其构建不仅要考虑电力,更需要考量整个能源体系。”高峰表示,新型电力系统的构建承上启下,既是新型能源体系在现阶段最重要的抓手,更是能源互联网目标下的核心形态。

高峰表示,实现新型电力系统需要兼顾三个重要方面,一是系统要实现灵活性,二要数字化升级,三要通过综合能源来协同支撑。“我们一直强调电力系统的灵活性,不单是电网,电源、负荷等整个电力系统均需提升灵活性,而提升灵活性的手段主要就是数字化。要实现算力和电网的协同,需要技术+机制的协同,在数据中心建设运行规范,加入不间断电源和备用电源,全部或者部分作为电力灵活性资源。”

山东计划取消峰谷分时电价

■本报记者 苏南

日前,山东省能源局发布《关于征求2023年全省电力市场交易有关工作意见的通知(征求意见稿)》(以下简称《通知》)。《通知》指出,山东省2023年电力市场交易规模约4000亿千瓦时,包括直接参与市场交易电量和电网企业代理购电量。调整完善电网企业代理购电用户电价结构,其输配电价执行与直接交易用户相同的电价政策,不再执行峰谷分时电价。《通知》还明确,将有序推动分布式新能源参与市场费用分摊,支持新能源与配建储能联合体参与电力市场。

在业内人士看来,《通知》将有助于深化电力市场建设,规范山东省电网企业代理购电与电力市场化交易“双轨制”的运行现状,拉大峰谷价差,引导用户错峰用电,提高电力资源利用效率。

完善供需关系

记者注意到,《通知》提出,工商业用户需要全部参与电力市场,暂未直接参与电力市场的用户由电网企业代理购电。已直接参与市场交易、2023年改为电网企业代理购电的用户,按电网企业代理其他用户购电价格的1.5倍执行;已直接参与市场交易,未作为批发用户参与市场,也未与售电公司签订零售合同的,视为改为电网企业代理购电用户。

“目前《通知》正在征求意见中,我们已经收集到了不少业内专家的建议,政策完善后将于近日正式出台。”山东省能源局相关负责人对记者表示,分时电价取消后,电网企业代理购电的输配电价将与市场直接交易的电价保持一致,更有利于山东省深化电改。“下一步,山东省将在完善零售市场价格形成机制方面,推动零售市场形成分时价格,即参考现货电量市场分时电价信号,结合容量补偿电价收取方式,试行零售套餐分时价格约束机制。”

山东省能源监管办一位不愿具名的人士对记者直言,山东取消代理购电输配电价的分时电价是在落实国家相关政策。此前,山东省代购电和市场电虽然都实行峰谷电价,但二者政策并不一致。取消代理购电输配电价的分时电价也是为了拉大用户的峰谷价差,促进用户削峰填谷,保障山东省高比例新能源并网及电网安全。

中国能源研究会配售电研究中心副主任吴俊宏在接受记者采访时表示,取消电网代购电输配电价的分时电价是为了更好地与现货市场接轨。一方面有利于建立更贴近电力系统成本的价格机制,另一方面有利于引导各类用户形成跟随电力系统供需平衡情况的用电习惯,减少电力系统对额外辅助服务的需求。

还原电力商品属性

业内人士认为,山东省此次发布的《通知》,是践行在全国更大范围内还原电力商品属性的具体实践,将提升电力市场对高比例新能源的适应性。

在中国能源研究会配售电研究中心副主任、榆林电力投资有限责任公司总经理贾豫看来,山东作为分布式新能源和煤电装机大省,取消代购电分时输配电价和分时容量电价有利于与电力现货市场衔接。电力系统峰更高、谷更深的特点使得煤电机组灵活性改造、储能、可调负荷、虚拟电厂等新业态获得了更为积极的价格引导信号,有利于新业态的快速、蓬勃发展。

“最接近电力系统真实电力成本的并不是已经提前制定的分时电价。在既定的分时电价机制下,用户会受其影响而改变用电习惯,导致电力系统的峰谷时段偏离既定的峰谷分时时段。”吴俊宏表示,取消代理购电输配电价的分时电价,由电力市场价格形成的高峰、低谷电价会更接近真实的用电峰谷时段。

为储能行业发展创造条件

记者注意到,《通知》提出,鼓励新能源场站高比例参与电力市场,推动开展绿色电力交易和绿证交易,充分体现新能源的环境属性价值,支持新能源与配建储能联合体参与电力市场。

业内人士认为,未来山东省峰谷电价价差拉大将给储能行业的发展创造条件,储能企业可通过买低谷时的低价电、出售高价电实现盈利,形成良性发展。

吴俊宏认为,分布式新能源参与电力市场费用分摊的主要原因是分布式光伏越来越多,对于电力系统平衡的影响也越来越大。从公平性而言,其应该与一般的新能源电站有一样的义务。《通知》提出支持新能源与配建储能联合体参与电力市场,能够进一步发挥储能项目的实际技术作用,也能够减少新能源电站单独参与市场的风险。

冀东油田绿色低碳发展结硕果



图片新闻

近日,在位于河北唐山曹妃甸工业区坨坨岛浅滩的中国石油冀东油田南堡4号人工岛,海天相接,水清沙净,呈现出一幅“人与自然和谐发展”的美好画卷。

一直以来,冀东油田南堡4号人工岛坚持践行“创新、协调、绿色、开放、共享”的发展理念,加大清洁能源替代力度,推动光伏发电现场应用,年发电量达270万度,节约标煤3240吨,二氧化碳减排9072吨,实现了绿色低碳发展。

人民图片

CCUS 转入集群化发展新阶段

■本报实习记者 林水静

近日,科技部等五部门联合发布《“十四五”生态环境领域科技创新专项规划》(以下简称《规划》)。《规划》在碳捕集、利用与封存(CCUS)技术方面提出,要开展二代碳捕集、二氧化碳利用关键技术研发与示范、碳封存潜力评估及源汇匹配研究,海洋咸水层、陆地含油地层等封存技术示范,百万吨级大规模碳捕集与封存区域示范,以及工业行业CCUS全产业链集成示范,建成中国CCUS集群化评价应用示范平台。

近年来,CCUS规模化 and 集群化发展渐成趋势。所谓CCUS集群化即由若干个CCUS项目组成,将从不同排放源捕集的二氧化碳埋存到同一地点。集群化共享运输、封存场地和基础设施,可降低二氧化碳埋存成本。

集群化发展打破成本掣肘

“CCUS技术在实现降碳目标、保障国家能源安全、促进经济社会全面绿色转型,以及推进生态文明建设的过程中扮演着越来越重要的角色。不过,尽管我国CCUS技术在过去近二十年来取得了较大进步,但动辄数以亿计的初始投入、高昂的运营成本和长达15年以上的成本回收期,使其发展长期面临着技术成本过高、商业模式欠缺等一系列挑战。”提到国内CCUS技术大规模示范,科技部中国21世纪议程管理中心社会事业

处处长张贤向记者坦言。

《中国碳捕集利用与封存技术发展路线图(2019版)》和《中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)年度报告(2021)》均显示,目前我国CCUS示范项目整体规模还较小且成本较高。预计到2030年,二氧化碳捕集成本为90-390元/吨,2060年为20-130元/吨;2030年和2060年,二氧化碳管道运输成本分别为0.7元/(吨·千米)和0.4元/(吨·千米);2030年二氧化碳封存成本为40-50元/吨,2060年封存成本为20-25元/吨。高成本使不少“单打独斗”的企业望而却步。

“集群化发展不仅可以通过共享运输和封存基础设施摊薄初始投入成本,通过规模效应降低运行成本,还有利于推动项目的不同利益相关方建立战略合作伙伴关系,让各主体共同出资协同合作,从而形成有效的商业模式。”张贤表示。

近日陆续布局CCUS集群化项目的壳牌中国也向记者表示,CCUS产业涉及较为复杂的价值链及不同行业、不同环节的利益相关方。CCUS产业集群化可通过整合不同环节企业,形成协调完整的产业链,有助于将脱碳基础设施建设和项目运营的价值最大化。

规模化示范助推集群化发展

近年来,CCUS项目已明显呈现出规模化 and 集群化发展趋势。根据全球碳捕集与封存研究院的统计,截至2022年

10月,全球投运和规划建设中的商业化CCUS设施已增长到196个,全部建成后二氧化碳捕集能力将达到2.44亿吨/年,全球处于规划和运行中的CCUS产业集群多达24个。

2021年国务院发布的《2030年前碳达峰行动方案》提出要建设全流程、集成化、规模化二氧化碳捕集利用与封存示范项目。事实上,当前我国CCUS示范项目的数量和规模正快速上升,其中也不乏集群化项目。例如,中国石油与油气行业气候倡议组织(OGCI)共同策划的新疆CCUS产业集群正在积极筹备,预计到2030年可实现每年300万吨的二氧化碳捕集和封存;11月4日,壳牌联手中国石化、中国宝武、巴斯夫计划在华东地区共同启动我国首个开放式千万吨级CCUS项目;今年6月,中国海油也对外宣布将启动我国首个千万吨级海上规模化CCUS集群项目……

“截至2022年9月,我国已投运的、计划建设和正在建设的CCUS示范项目共99个。目前已投运项目58个,具备捕集能力超过400万吨/年,注入能力超过200万吨/年。”张贤介绍,“大规模全流程集成示范项目的开展,对未来CCUS项目的商业化运营至关重要。一方面,可以发现CCUS技术在实验室和中试阶段潜藏的问题;另一方面,可以有效解决捕集、运输、利用和封存各环节系统集成耦合与优化等难题。”

壳牌中国也表示,规模化发展将是

未来大型CCUS项目与此前试点项目及小型独立项目的关键区别。

做好技术战略储备

不过,张贤提醒,集群化固然是CCUS项目未来的发展趋势,但现阶段仍然在法规标准、配套基础设施和技术成熟度等方面存在一定挑战。

“当前,CCUS项目集群化运行缺乏系统的法律法规和标准体系支撑。”张贤认为,可适当借鉴国际上的成功经验,尽快建立符合我国国情的CCUS发展政策法规框架。

壳牌中国也表示,长期、恰当的政策支持对CCUS集群化开发至关重要,包括制定碳价政策、建立相应的鼓励低碳产品需求的框架、对CCUS减排给予财税激励等。

张贤进一步表示,目前我国正处于CCUS技术发展的重要时期,推动CCUS大规模集群化发展应提前布局、优化基础设施建设,“建议在统筹考虑地下矿藏和资源利用的基础上,为二氧化碳规模化埋存预留地下空间。同时,合理布局二氧化碳运输管网。”