

“风光水火储”多能互补有利于发挥新能源富集地区优势,大规模消纳“绿电”,优化能源结构。在我国加快实现“双碳”目标、风光大基地建设提速的大背景下,多地密集布局相关项目——

风光水火储 互补受热捧

■本报记者 杨晓冉 张金梦

能源透视



青海龙羊峡 850 兆瓦风光互补光伏电站。 陈强/摄

多能互补、协同出力,正为新型电力系统建设和能源转型注入强劲动能。

近日,新疆首个集风能、光伏、火电、储能于一体的多功能清洁能源基地——中国华电乌鲁木齐 100 万千瓦风光电基地项目正式开工。通过“风光火储”多种能源联合优化运行,该项目投产后每年将新增 25 亿千瓦时“绿电”,节约标准煤 83 万吨,减少二氧化碳排放 210 万吨。

“风光水火储一体化”通过优先利用风电、光伏等清洁能源,发挥水电、煤电调节性能,适度配置储能设施,统筹多种资源协同开发、科学配置,有利于发挥新能源富集地区优势,实现清洁电力大规模消纳,在优化能源结构的同时,破解资源环境约束,对我国实现“双碳”目标和绿色发展意义重大。

近两年,国家及地方层面多维度布局建设“风光水火储”多能互补示范项目,相关项目陆续落地,尤其是以多能互补模式为主的大型风光基地建设趋势逐渐清晰。业内人士指出,未来“风光水火储一体化”将成为风光大基地建设的主流模式。

多地加码布局“风光水火储”项目

记者梳理发现,进入“十四五”,陕西、宁夏等多地陆续发布“风光水火储”多能互补示范项目或基地建设相关规划,明确加快“风光水火储”多能互补清洁能源示范基地建设。在此背景下,内蒙古、新疆、青海、甘肃等西部和北部省区大型风光基地建设重点也逐渐倾向“风光水储”“风光火储”等多能互补模式。

清华大学电机系副教授钟海旺以青海省为例介绍:“从实践看,青海海西州已建成的‘风光热储’多能互补集成项目总

装机容量已达到 700 兆瓦,其中风电 400 兆瓦、光伏 200 兆瓦、光热 50 兆瓦、储能 50 兆瓦。青海海南州‘风光水’多能互补项目也已建成,多个‘光储’‘风光储’等多能互补项目正在建设中。”

此外,水资源丰富的西南省区也按下了多能互补“快进键”。

今年 3 月发布的《云南省人民政府印发关于加快光伏发电发展若干政策措施的通知》明确,云南省将重点支持金沙江下游、澜沧江中下游、红河流域、金沙江中游、澜沧江金沙江上游“风光水储”和曲靖“风光火储”等 6 个多能互补基地。

贵州省黔西南州工信局不久前发布的《关于印发黔西南州“十四五”工业发展规划的通知》明确提出,逐步提升光伏、风电规模,积极构建南北盘江“水风光”一体化、“风光水火储”多能融合互补的清洁高效能源基地。

地方加快部署,企业积极响应。去年

底以来,一批多能互补示范项目密集落地并启动。

去年 12 月,我国首个千万千瓦级“风光火储输”多能互补绿色智慧综合能源基地——华能陇东多能互补综合能源基地全面开工;今年 1 月,中国能建湖南火电签约贵州六盘水市六枝特区“风光水火储”+一体化综合能源基地建设项目;今年 2 月,国家电投江西公司与上饶市签署战略框架协议,打造“风光火储一体化”能源基地。

支撑电力系统安全稳定经济运行

从国家发改委、国家能源局去年 3 月发布《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》明确“推进多能互补,提升可再生能源消纳水平”,到今年 3 月印发的《“十四五”现代能源体系规划》进一步提出“积极推进多能互补的清洁能源基地建设,科学优化电源规模

配比,优先利用存量常规电源实施‘风光水(储)’‘风光火(储)’等多能互补工程”,“风光水火储一体化”提高能源输出和利用效率、支撑电力系统安全稳定运行已成行业共识。

钟海旺表示,相比单一电源发电,大型风电和光伏发电基地推行多能互补项目能够提高各类能源互补协调能力,提升能源的综合利用效率,支撑能源系统安全稳定运行。

国家能源局甘肃监管办相关人士告诉记者:“新能源发电出力具有较强的间歇性、随机性和波动性,而‘风光水火储’多种能源的优化组合,能够有效平抑甚至消除新能源的波动性,促进新能源就地消纳。同时,还能为电力系统提供更优质的调峰调频等辅助服务。”



下转 2 版

两部门:各地尽早建设具备开工条件的抽蓄项目

本报讯 记者姚金楠报道:国家能源局近日称,为促进抽水蓄能高质量发展,国家发改委、国家能源局已联合印发通知,部署加快“十四五”时期抽水蓄能项目开发建设。通知要求,各省(区、市)发改委、能源局加快项目核准的同时,加强部门协调,推动加快办理项目用地、环评等审批手续,具备开工条件的项目尽早开工建设。同时,按能核尽核、能开尽开原则,加快推进 2022 年抽水蓄能项目核准工作,确保今年年底前核准一批项目。

通知指出,加快发展抽水蓄能,对于加快构建新型电力系统、促进可再生能源大规模高比例发展、实现碳达峰碳中和目标,保障电力系统安全稳定运行、提高能源安全保障水平,以及促进扩大有效投资、保持经济社会平稳健康发展具有重要作用。“十四五”是落实《抽水蓄能中长期发展规划(2021—2035 年)》、加快推进抽水蓄能高质量发展的关键时期,做好项目开发建设意义重大。

通知要求,承担抽水蓄能项目开发建设任务的中央能源企业要优化完善内部流程,提高项目投资决策、招投标等工作效率,加快投入资金、人力等要素,支持项目核准和开工建设。电网企业在电网规划及实施中,做好与各省(区、市)抽水蓄能项目建设的衔接对接,在项目接入系统设计的基础上,加快并网工程建设。

通知强调,用好国家重大项目用地保障协调机制,对符合条件的抽水蓄能项目加大用地保障力度。在抽水蓄能项目前期工作、项目建设及运行管理等全过程中,严格落实生态环境保护法律法规和相关要求,落实生态保护措施,做到与生态环境协调发展。以两部制电价为主体,通过竞争性方式形成电量电价,将容量电价纳入输配电价回收,推动抽水蓄能电站作为独立主体参与市场。

针对抽水蓄能行业管理,通知明确,建立调度协调机制,协调解决重大问题。发挥行业组织作用,加强行业培训教育和能力提升等工作。强化项目投资、设计、施工、设备制造等产业链协同。大型风电光伏基地所在地区,抽水蓄能规划建设要与大型风电光伏基地规划和项目布局、输电通道做好衔接协调,促进电力外送。

通知强调,各单位要按要求,落实责任,加大力度,抓紧开展工作,加快抽水蓄能项目开发建设。

国家管网储气设施“一站式”服务再升级

本报讯 记者渠沛然报道:作为国家管网集团开展借气、储气及管容交易的重要平台,重庆石油和天然气交易中心、上海石油和天然气交易中心近期不仅上线“新产品”,还升级了现有“产品”。

4 月 7 日,重庆石油和天然气交易中心启动储气服务产品市场化竞拍交易,交易标的产品为华南区域广州储气点 5000 万立方米容量。储气服务启动的同时,国家管网集团日前在上海石油和天然气交易中心完成文 23 储气库容量竞价交易,成交总量 1.9 亿立方米,共有 6 家用户成功摘单。

据了解,重庆石油和天然气交易中心此次交易的产品服务周期为 2022 年 4 月 15 日至 2023 年 3 月 31 日。其中,2022 年 4 月 15 日至 2022 年 10 月 31 日为注气周期,2022 年 11 月 1 日至 2023 年 3 月 31 日为采气周期。为确保冬季保供期间天然气管网运行平稳,采气周期内原则上要求连续稳定采气;注气周期内可根据需要灵活安排注采,先注后采,在设施能力允许情况下,客户可多次注采。

重庆石油和天然气交易中心相关负责人表示,储气服务产品是国家管网集

团利用所属储气库、LNG 接收站储罐等管网基础设施综合储气能力,发挥“全国一张网”互联互通及灵活调度优势,为托运商提供的包括注气、储气、采气以及配套管输在内的综合性服务产品。

“这是以市场化手段进一步促进油气管网基础设施公平开放的又一次创新探索。通过一键下单、一本合同、一张发票,储气服务产品为客户提供可多次注采、集储存运输等于一体的‘一站式’便捷高效服务。”该人士表示。

另外,文 23 储气库储气服务是指国家管网集团利用所属文 23 储气库及配套管道的富余能力,为客户提供包括注气、储气、采气等在内的综合性“一站式”储气服务产品。注气时,客户自国家管网集团上载站场上载天然气,国家管网集团通过管道运输,将其运输至文 23 储气库存储。采气时,国家管网集团将客户储存的天然气自文 23 储气库采出,经过管道运输至下载站场进行下载。

早在去年 4 月,文 23 储气库就分别以招标、竞价方式在上海石油和天然气交

易中心分别成交 1 亿立方米、2.6 亿方

米天然气,储气库市场化交易不断推陈出新。而此次文 23 储气库交易产品进一步升级,新增的配套管输服务,打消了客户后续注气或采气过程中获取管输能力的“后顾之忧”。

上海石油和天然气交易中心副总经理汪志新表示,储气库库容通过合理的交易产品和合适的交易模式,以线上交易方式,对外公开竞价或招标,既符合国家基础设施公平开放要求,又有助于提升企业运行效益。

在我国油气体制改革持续推进、上中下游“X+1+X”行业格局初见雏形的大背景下,不断践行国家油气基础设施公平开放的有益探索,有助于促进储气设施实现市场化定价,建立健全储气设施高效运营模式。

目前,储气设施“一站式”服务已迈出重要一步,作为主要储气设施,储气库合理工作气量、储气库运营模式、单位投资和运营成本、储气费率、经济评价方法与参数方面的研究也取得很大进展,有效支撑了相关政策出台和管理实践。

记者了解到,当前我国天然气市场正由管制市场向市场化市场过渡,只有储气设施的运营需要与天然气市场的发展程度相适应,才能促进产业健康发展。然而,储气库容量交易当前仍处于初期探索阶段,操作层面要解决的短板还有很多。为保证储气库投资建设的进度和质量,尤其是建成后的储气库具备健康的运营管理体系机制,诸多配套政策需要深入研究并尽快制定出台。

业内人士表示,我国现役储气设施仍然由石油公司投资建设,建成后的库容完全服务于石油公司自身的天然气销售业务,通过内部结算储气费的方式保持微利运营,导致储气库建设积极性不高。“储气设施市场化程度低,没有充分发挥商业价值,仅供石油公司使用,降低了富余容量的利用效率。”

该人士表示,鉴于目前我国天然气储备政策法规不健全,法律法规缺失,以及有关天然气储备的要求和规定分散在各部委的规章或政策性文件中,未形成完整体系,建议尽快通过立法加强监管,加快推动地下储气库独立运营并进一步加大储气信息公开力度,充分利用市场化机制提升天然气保障能力。

导读

氢企业绩进入上升期

◀第 3 版▶

“三桶油”业绩创新高 重金投向增储上产

◀第 13 版▶

煤炭上市公司业绩全面飘红

◀第 20 版▶

□主 编:朱学蕊 □版 式:李立民