

煤炭战略矿产属性逐渐提升

■本报记者 杨沐岩

2025年,我国全社会用电量同比增长5%,但作为耗煤主力的电力用煤却同比下降,电力装机结构绿色化趋势愈加明显。

未来,在发挥能源兜底保障作用的同时,煤炭还有其他应用途径——煤炭开采的地下空间是“宝库”,可以封存二氧化碳,实现煤化工的减排。通过加热煤层,可将煤中资源取出、排放留在地下。煤炭的关键矿产资源属性也正凸显,不仅可以制成煤制油气,也可以提取关键金属,确保能源资源供应链稳定。

■ 电煤需求是升还是降

国际能源署预计,2025年全球煤炭需求同比增长0.5%,达到88.5亿吨。其中,美国煤炭消费量预计同比增长8%;欧盟新能源电力不足,煤炭消费降幅预计收窄到约2%;中国2025年煤炭消费量将与2024年水平大致持平。

近期,中东冲突持续。由于煤炭价格上涨幅度小于油气、出口国家分散,吸引一批国家“松绑”煤电。例如在韩国,燃煤发电量控制在装机容量80%的限制被取消,意大利也将淘汰煤电的时限从2025年底推迟至2038年。

中国工程院院士王双明指出,2025年我国水、核、风、光伏发电装机占比60.5%,发电占比43.6%。其中,风、光伏发电装机占比47.3%,发电占比23.7%。当前新能源规模虽大,但产出占比较低,短期内难以安全可靠替代化石能源。

但也需看到,2025年我国煤炭消费总体偏弱,自2017年以来同比首次出现负增长。作为耗煤主力的

电力行业用煤需求下降,全社会用电增速与煤耗增速“脱钩”趋势日益明显。国际能源署预计,到2030年,全球煤炭消费量预计比2025年下降3%,特别是电力行业的转型,将带动全球燃煤发电量降至2021年水平以下。

中国煤炭运销协会统计显示,2025年我国电力、钢铁、建材用煤同比下降,四大耗煤行业中煤化工是唯一用煤同比增长的行业。煤化工企业效益相对较好、新增产能陆续释放、产品产量较快增长将带动化工用煤需求稳定增长。

■ 化工如何用煤减排

当前,煤炭已成为我国重要的化工用氢来源。2024年,煤制氢在我国氢源结构中的占比已达56%,大量新增产能被用于生产煤制油气。但以煤炭作为原料,也带来更高排放。业内估计,煤制氢1公斤会排放约11公斤的二氧化碳,排放远高于天然气制氢。也有分析指出,一座年产60万吨煤制烯烃的项目,1年大概消耗320万吨煤炭,二氧化碳排放量高达424万吨。

高碳能源如何实现低碳利用?这是煤化工未来需要解决的问题。一方面,要优化煤化工生产流程,加快减排技术研发普及。另一方面,可利用煤炭开采形成的地下空间进行碳封存,并创新开采技术,通过取氢留碳、煤炭地下气化等方式将资源取出、把碳留在地下。

“包括中国、美国在内的多个国家,都进行了煤层注入二氧化碳的相关实验,尽管注入量、埋深等数据差异比较大,但足以说明煤层中可以注入二氧化碳。”王双

明提到,国内某煤矿曾抽放大量二氧化碳,煤样实测二氧化碳吸附量为33—36立方米/吨。“这说明当地煤层中天然封存了大量二氧化碳,只要把气体充入煤层中的化学条件、地质条件研究清楚,就可以形成一套二氧化碳封存的技术基础理论。通过与其他矿区对比,如果条件相似,未来有望把碳封存和煤炭生产结合起来,探索在煤层中封存大量二氧化碳的可能性。”

王双明认为,可以利用煤炭开采形成采空区,充填条带之间填入粉煤灰、气化渣、镁渣等碱性固废,采用化学方法“以废固碳”。还可利用煤炭开采形成的碎胀空间、地下含水层封存二氧化碳。当前,还有部分地区进行深部煤层地下气化,通过加热煤层,将氢气、甲烷、一氧化碳等资源取出,并将二氧化碳注入封存。“我们也进行了富油煤原位热解实验,利用电、高温气体对煤层进行加热,1个月从煤层中提取超3000升液体,其中1000多升是轻油,热解后的空间也可以进行碳封存。”

■ 成为关键资源的补充

王双明表示,未来,随着新能源发展,煤炭的主体能源地位将逐渐弱化,战略矿产资源作用持续提升。战略矿产通常指在新兴产业及重要工业领域有重要应用,对经济发展和国家安全产生深远影响的矿产。这些矿产常位于脆弱供应链上,存在供应风险或外部依赖性较高。

煤炭是开发潜力巨大的煤基油气和矿产资源,有望对我国的油气资源供应形成支撑。王双明指出,我国是煤制油气发展水平较好的国家之一,煤直接和间

接液化项目运行平稳、产能稳步增加,截至去年,已建成煤制油产能1200万吨/年,煤制气产能150亿立方米/年。“煤制油品质质量好,可被用于航空航天等高端领域。”

从褐煤、烟煤到无烟煤,煤中元素呈现出“减氢富碳”的变化过程,中低煤化作用的烟煤中含有30%以上的挥发分,这种富氢组分是煤炭热解生产油气的关键。王双明告诉《中国能源报》记者:“煤化程度越高的煤,水分和挥发分越少,这些组分从煤中脱离,是天然油气资源形成的关键因素。煤制油气的原理就是利用水分和挥发分含量最高的富油煤,人工进行煤化作用,得到油气资源。”

相关统计显示,我国富油煤总量约5000亿吨,分布在新疆、陕西、内蒙古等地,煤中潜在油、气资源分别约500亿吨、75万亿立方米。通过低温干馏可以生产油气资源,以及可替代无烟煤和部分焦炭的半焦。同时,和煤炭资源伴生的深部煤层气、煤系金属、稀有元素开发也前景可期。在煤系金属中,锗、镓、锂和铝等被广泛应用于工业领域。近年来,新能源产业发展让能源金属需求急剧增加,而在供给端,地缘形势紧张对矿产品贸易网络的稳定性造成冲击,加剧了关键矿产资源全球供应链风险。

中国工程院院士武强表示,我国煤中战略性关键金属类型齐全,赋存于煤层、顶底板、煤矸石及粉煤灰中,在14个亿吨级大型煤炭基地中,有10个基地具备开发优势。与传统金属矿床相比,煤中战略性关键金属矿产具有资源规模大、基础条件好等优势。加快推进煤中战略性关键金属矿产资源勘探与综合开发利用,对于保障国家资源安全、提升供应链韧性具有重要意义。

图片新闻

“宁湘直流”配套调峰电源5号机组投运



4月15日,“宁湘直流”工程配套调峰电源项目——国能宁夏腾格里中卫电厂4×660兆瓦机组扩建工程5号机组通过168小时满负荷试运行,正式转入商运。该机组投运为“宁湘直流”工程提供了稳定的电力与电压支撑,解决“沙戈荒”新能源并网消纳难题,显著增强区域电力保障能力。李梦圆/文 田芮/图

我国首个海上注碳增气技术示范应用项目启动

新华社电 我国首个海上注碳增气技术示范应用项目——东方1—1气田二氧化碳捕集封存利用项目日前已在海南开工建设。该项目全面投产后,预计每年最多可在地层封存超100万吨二氧化碳。

注碳增气技术是碳捕集利用和封存技术体系的分支,核心在于推动天然气开采过程中产出的二氧化碳变废为宝,将其捕集提纯后加压回注到含气地层,使之成为驱动难采天然气采出的动力来源。

据东方1—1气田二氧化碳捕集封存利用项目负责人介绍,依托新建项目,将把原来部署在陆地处理厂的脱碳处理环节前移到平台,实现海上天然气开采“源头减碳”。

据了解,项目建成后将全面接入东方1—1气田现有生产设施,提升莺歌海海域现有海底管网的管输能力,为区域内更多富碳天然气资源经济开发创造有利条件,有望推动东方气田群实现长期稳产。(王悦阳 陈子薇)

零碳园区建设带火工商储市场

■本报记者 林水静 姚美娇

因峰谷套利模式受限、同质化竞争加剧而陷入深度“内卷”的储能,眼下正迎来全新发展拐点。

今年的政府工作报告明确提出“完善促进绿色低碳发展政策,实施重点行业提质降本降碳行动,深入推进零碳园区和工厂建设”。随着首批52个国家级零碳园区全面启动建设,多地密集出台零碳园区配储要求,零碳园区成为下一阶段储能发展的关键赛道。

在业内人士看来,面对园区高耗能、绿电不稳定的双重痛点,工商业储能不仅能平抑风光发电波动、提升绿电直供比例,更能通过削峰填谷降低企业综合用能成本。随着零碳园区加速铺开,储能产业发展也迎来新的增量空间。

■ 零碳园区迎来建设热潮

零碳园区指通过规划、设计、技术、管理等方式,使园区内生产生活活动产生的二氧化碳排放降至“近零”水平,并具备进一步达到“净零”条件的园区。近年来,随着“双碳”目标深入推进,零碳园区建设成为产业各方关注的焦点之一。

截至目前,我国已出台多个顶层设计文件,为零碳园区建设提供方向指引及制度遵循。2025年12月,国家级零碳园区建设名单(第一批)公布,52个园区入选,标志着零碳园区建设迈入示范建设和落地阶段。

今年1月,工信部、国家发改委等五部门联合印发《关于开展零碳工厂建设工作的指导意见》,明确实施分阶段梯度培育。2026年起,遴选一批零碳工厂,做好标杆引领;到2027年,在汽车、锂电池、光伏、电子电器、轻工、机械、算力设施等行业领域,培育建设一批零碳工厂;到2030年,将零碳工厂建设逐步拓展至钢

铁、有色金属、石化化工、建材、纺织等行业领域,探索传统高耗能产业脱碳新路径。

地方层面也加速跟进。近期,多地公布零碳园区建设量化目标。例如,今年3月,天津市发改委、市工信局发布关于组织开展零碳园区培育建设的通知提出,到2030年,建成2个以上国家级零碳园区;4月,吉林省发改委、省工信厅、省能源局三部门联合印发《吉林省省级零碳园区建设方案》的通知提出,到2030年,建成10个左右省级零碳园区。

业内有分析指出,当前我国零碳园区建设整体氛围积极务实,并呈现出多点开花的良好发展态势。未来随着政策支持力度持续加大、发展目标愈发量化清晰,零碳园区建设将加速驶入快车道。

■ 激活工商业储能市场

零碳园区建设热潮涌动的时候,园区新能源消纳和用电稳定性等方面仍存挑战。

江苏省战略与发展研究中心能源资源研究所所长涂远东在接受《中国能源报》记者采访时指出,大规模接入风光等可再生能源是实现“零碳”目标的关键,但风光出力在分钟级、小时级尺度上波动较大,直接影响园区电网频率稳定,需配套快速调节资源予以平抑。并且,新能源发电利用小时数低,发电高峰(如光伏午间)与园区典型用电高峰(如早晚)往往不匹配,导致实际绿电使用比例较低。

“随着柔性负荷、电动汽车增多,负荷侧的预测与管理复杂度会日益增加,加大实时电力平衡与调度难度。高比例分布式电源接入也可能引发电压越限、谐波污染等问题,影响园区电力电子设备的安全稳定运

行。”涂远东进一步指出。

在业内人士看来,面对新能源波动性挑战,工商业储能凭借削峰填谷、保供稳荷等核心能力,将成为零碳园区提升绿电消纳比例、保障能源可靠供应、降低综合用能成本的重要技术支撑。

“在零碳园区高比例接入新能源的背景下,储能系统通过快速响应与跨时段能量转移能力,有效缓解风光出力与负荷需求的时空错配问题。并且储能系统通过与虚拟电厂平台及微电网能量管理系统的深度耦合,统筹园区源网荷储资源,实现多时空尺度的功率平衡与能量优化,为零碳园区能源系统的智慧高效运营提供关键支撑。”厦门大学中国能源经济研究中心教授孙传旺向《中国能源报》记者表示。

另外,涂远东表示,储能通过“移峰填谷”,将午间高发的光伏电力储存,转移至晚间负荷高峰时使用,可将园区绿电自利用率提升20%—40%。同时,用电成本方面,工商业储能通过执行峰谷电价套利、降低月度最大需电费,并优化光伏电力的自发自用比例,可降低工商业用户用电成本。

随着零碳园区建设进入加速期,工商业储能市场有望站上发展风口。据高工储能分析,一方面,标杆项目的落地将验证储能零碳场景中的商业可行性,形成可复制的“政策+市场”双驱动商业模式;另一方面,政策对绿电消纳、源荷匹配的刚性要求,将倒逼园区与工厂主动配置储能设备,推动工商业储能从可选配置转向刚需设施。

■ 统筹形成高效用能模式

值得注意的是,园区在规划部署电网侧储能和用

户侧储能时或将遇到多重现实障碍。

“例如,场地方面,电网侧/共享储能需单独征地,需经过规划、环评等多重审批,并且需与变电站、线路走廊等电网基础设施规划协调。但是,用户侧储能需在已建成园区内寻找合适的建设场地,可能会占用生产或绿化用地,同时需满足防火、防爆、散热等安全规范。”涂远东分析称。

零碳园区建设热潮下,涂远东认为,园区需从技术、管理、市场等多维度推进“源、网、荷、储”高效协同,形成“供给清洁、电网柔性、负荷可控、储能灵活、管理智能”的用能新格局。“在电网侧,积极构建灵活高效的新型电力系统,建成‘大电网+配电网+微电网’三级电网架构,提升电网对新能源的接纳能力与供电可靠性;负荷侧,建立企业用能档案,实现负荷精准预测与分类管理;储能侧,合理布局电、热、冷等多元储能,优化储能容量配置和运行策略,同时积极推动其参与调频、调峰、备用电源等辅助服务。通过‘源—网—荷—储’各环节高效用能管理,系统推进园区零碳目标实现。”

总体看,对储能企业而言,工商储场景下收益模式多元、场景需求升级、商业模式迭代正激发着新机遇。无论是零碳工厂还是零碳园区,要想算好经济账,工商业储能运营已成为不可或缺的一环。

“零碳园区规模化建设为工商业储能破局提供了重要支撑,更多定制化、融合性的需求会淘汰仅能提供低端同质化设备的中小厂商,具备系统集成能力、能源运营能力、碳资源整合能力的企业将获得更高的溢价空间。”孙传旺表示,“展望未来,一方面,政府应注重稳定价格信号并完善市场化机制建设。比如有序推动工商业用户全面参与电力市场,畅通批发—零售市场价格传导等,依托市场化手段推动储能系统多元价值的有效实现;另一方面,企业应将发展重心从产能的规模扩张转向智慧调控技术优化与系统集成能力提升,并依托技术迭代与多场景应用创新,持续强化源网荷储协同互动水平,进而构建起匹配零碳园区复杂用能需求的可持续核心竞争力。”