放量稳价,煤市转入“冬季模式”

■本报记者 杨沐岩

进入11月,我国北方地区降温显著。煤炭市场传统淡季临近结束,迎峰度冬用煤高峰即将到来。

从供应看,今年1—9月,全国规上工业原煤产量同比下降3.5%,煤炭价格一路走高。而到10月下旬,保供增产政策效果显现,主要产地产能恢复,国内煤炭生产供应稳定增长。据气象部门预测,今年冬天相对偏暖,发电供热用煤需求相对平稳。目前,东北地区已经启动供暖,相关地区和主要港口的煤炭价格并未出现快速上涨,但消费需求增量、复产进度、新增产能释放等因素仍将影响今冬煤炭供应。

而从需求看,三季度我国煤电发电量及占比同比下降,电煤用量相应降低。今年以来,新能源大规模替代传统化石能源的减碳效益持续释放。长远看,煤电加快向兜底保障电源转变,煤炭消费的淡旺季将与新能源发电状况直接关联,传统季节规律的约束将随之弱化。未来,煤炭消费波动将逐步向按天、按小时的精细化波动转变,这要求煤炭生产与市场需求更匹配,煤炭企业也需要以更灵活、更高效的方式保障煤炭供应。

冬季已至,煤炭产能修复提速

10月30日上午,国家能源局举行季度例行新闻发布会。国家能源局综合司副司长王大鹏表示,今年上半年全国煤炭市场运行较为平稳,三季度受山西煤矿事故影响,国内煤炭产量有所下滑,叠加国际能源价格高涨,煤炭价格阶段性较快上涨。9月,全国规上工业原煤产量3.9亿吨,降幅较上月收缩0.9个百分点。“近日,我局会同有关部门专程赴山西开展复工复产调研督导,协调解决山西煤炭生产堵点难点问题,研究增量举措,推动国内煤炭产量持续稳定增长。”

“今年,山西因安监原因减产,必然会形成一定的供应缺口,但在进口煤、新增产能等供给侧补充,以及消费端调节的综合作用下,我国并未出现煤炭供应紧张局面。”中国矿业大学(北京)管理学院副教授孙旭东在接受《中国能源报》记者采访时表示,尽管主要产区产能释放受阻,但今年我国进口煤炭并未大幅增长,国内生产煤炭仍是填补缺口的主要力量。“今年新疆产能持续提升,疆煤外运一定程度弥补山西减产的部分缺口。煤炭价格回暖,高利润也让煤炭企业生产动力更强。”

国家能源局发展规划司副司长邢翼腾表示,我国今年累计核准大型现代化煤矿12处,新确定产能储备规模2260万吨/年。煤炭兜底保障能力持续夯实,能源安全保障能力稳步提升。

而在煤炭消费方面,孙旭东表示,2025年全国煤炭消费量增长0.1%,今年消费规模及增速也预计保持稳定,目前没有出现较大的煤炭新消费需求。进入11月,东北地区已经启动供暖,相关地区和主要港口的煤炭价格并未出现快速上涨。

据气象部门预测,受厄尔尼诺气候影响,今年冬天相对偏暖,发电供热用煤需求相对平稳。随着重点产煤省区煤炭产量逐步恢复,全国统调电厂电煤库存处于2.1亿吨左右较高水平,可用35天,预计今年迎峰度冬期间煤炭供应总体有保障。

煤价企稳,淡季模式逐渐回归

10月下旬,煤炭保供增产政策的效果逐渐显现,炭产量持续改善。此前煤炭市场淡季不淡的状态逐渐结束,下游煤炭采购、补充库存节奏放缓,动力煤价格呈现淡季应有的企稳态势。中国煤炭市场网分析,近期监测的晋陕蒙样本煤矿产能利用率从79%升至80%左右,随着进入迎峰度冬保供阶段,政策影响仍将增强,煤炭产量有望进一步提升。

孙旭东表示,冬季煤炭需求的可能增量主要来自东北三省。“去年东北三省煤炭供需缺口约2.9亿吨,供暖期月度消费量较非供暖期高出40%左右。但缺口总量平摊后,压力总体可控。当前,俄罗斯进口煤与内蒙古东部调入的煤炭,基本能满足东北三省的用煤缺口和冬季取暖用煤需求。此外,经过多年煤改气、煤改电与散煤治理,我国供暖热源已大量转向热电联产,生物质能、核能等清洁能源热电联产模式也在不断推广应用。整体看,今年迎峰度冬期间煤炭供给是有保障、有底气的。”

面向即将到来的冬季,影响煤炭价格趋势的因素很多。短期内,市场供需关系、煤炭运输格局仍是主要影响因素。“受国际形势、化石能源价格上涨、主要产区产能恢复、冬季用煤等多重因素叠加影响,当前煤炭价格呈现企稳走势,但消费需求增量空间、复产进度、新增产能释放等因素,仍可能影响煤炭价格。”孙旭东进一步指出,“冬季煤炭供应要做好安全保障,需重点抓好电厂库存管理,保障煤炭运输高效稳定运行。例如,及时检修铁路、港口设施,优化全国统筹的铁路调度与北方港口调入调出机制。在价格稳定方面,要抓好长协履约,稳固煤炭市场托底。此外,还要完善数智化预警机制与事前风险管理体系,同时加强煤炭进口风险的研判与监测,避免出现冬季用煤区域性紧张。”



煤电兜底,淡旺季规律或重塑

据国家能源局统计,今年三季度,我国煤电发电量及占比同比下降,电煤用量相应降低。继今年上半年国内煤电发电量占比首次低于50%,9月底进一步降至49.1%。煤电年新增发电量占全社会新增用电量的比例持续下降,9月底降至4.4%。相应地,截至今年9月底,风电和太阳能发电累计装机容量达到20.1亿千瓦。1—9月,风光发电增量占全社会新增用电量的64%,新能源大规模替代传统化石能源的减碳效益持续释放。

煤电加快向兜底保障电源转变,意味着煤电出力将随着新能源发电的波动而起伏,燃料用量、煤质要求将更加多变。未来,煤炭消费的淡旺季或将与新能源发电状况直接关联,传统季节规律的约束将进一步弱化。

孙旭东指出,随着新型能源基础设施的持续完善,未来煤炭消费波动将逐步向按天、按小时的精细化波动转变,发电用煤需求必然进一步朝着“减量、提质、定制化”方向发展。“未来几年是煤炭企业经营发展方向转变的关键期。煤炭生产将从规模扩张型的生产供应模式,加速转向适配市场化需求、保障新型电力系统稳定的新方向,以灵活、高效方式保障煤炭供应。”

“全国煤炭企业即将进入煤炭消费达峰前的最后阶段,在合规产能与安全监控框架下,推进绿色开采、智能化开采、高效开采,是实现可持续发展、提升抗风险能力的路径。”孙旭东指出,未来煤炭市场竞争加剧背景下,加强管理是企业的必然选择,需提升企业在煤炭价格研判、市场供需关系调控、客户关系管理以及销售管理等方面的数智化管理能力。

此外,增加煤炭非电力应用的重要性也在提升。特别是今年以来,外部油气供应面临变数,煤化工的替代作用显著提升,煤化工产品已成为我国油气、甲醇供应的重要补充。去年,煤化工更是四大耗煤行业中唯一用煤量同比增加的行业。孙旭东说:“伴随现代煤化工技术持续迭代、技术经济进一步成熟后,市场规模将持续扩大,未来有望成为煤炭消费的重要组成部分。”

超充竞速,不能仅“拼”功率

■本报记者 董梓童

新能源汽车市场持续扩大,补能效率成为充电基础设施升级的重要方向。今年前三季度,我国新能源汽车销量同比增长11.1%,新车销量占比升至53.6%。截至9月底,全国电动汽车充电基础设施总数达2477.7万个,同比增长37.2%。随着车辆保有量增加、运营场景拓展,大功率充电迎来新发展空间。然而,超充并非简单提高充电桩功率,车辆电池、电网供电能力、场站投资回报和标准兼容性,都将影响其落地节奏。让充电更快、供电更稳、运营更可持续,是新能源汽车行业一道“必答题”。

建设提速,超充落地仍须分场景

大功率充电设施正加快布局,但并非以同一速度、同一功率在所有场景释放。截至今年上半年,全国已建成大功率充电枪超过18万个。建设提速后,不同场景需求和落地节奏出现分化,比如公共乘用车场站追求补能便利,商用车则直接关系运营效率,二者不能用一套功率逻辑衡量。

青岛海汇德电气有限公司创始人、技术研发总工栾永明表示,重卡运营讲求周转效率,且电池容量较大,对缩短充电时间有明确需求。若充电功率达到1000千瓦且电池支持2C高倍率,理论充电时间有望缩短至半小时以内。不过,目前多数重卡仍停留在350千瓦或450千瓦级别,兆瓦充电项目数量有限,主要应用于矿山等封闭、专用场景。以矿卡为例,其电池容量可达1000千瓦时以上,采用兆瓦1C充电约需1小时充满,500千瓦0.5C充电可能需要2小时,补能效率直接影响车辆出勤率。

栾永明介绍,不同场景对应的技术方案存在差异。封闭场景的矿卡充电电压可超过1500伏、最高达到2000伏,充电电流可达1500安或更大;目前在运存量重卡充电电压多在800伏以内,充电电流多在800安以内;新一代兆瓦级车型正向1500伏平台演进。MCS充电枪电流可达1000安以上,但枪体重量和液冷管路对人工操作要求高,高频场景更适合配合自动对接或机器人充电。采用何种接口和充电方式,仍需结合车辆端条件和现场操作需求确定。

乾程股份旗下百思科新能源技术(青岛)有限公司CTO朱宝龙则认为,换电与兆瓦超充是两种不同路径,二者相互补充。换电适合矿山、港口等高频重载、时效优先的封闭场景,还可配套电池资产金融方案;兆瓦超充适配不同车型,应用更灵活。“具体选择取决于业主的运营需求和投资安排,不宜简单以一种路线替代另一种路线。”

车桩网储协同,大功率要算好运营账

“充电设备具备兆瓦输出能力,并不意味着车辆能够始终以兆瓦功率补能。”栾永明指出,当前常规充电枪常用输出档位一般在400安以内,液冷充电枪可达600安或800安,但车辆端仍以300安或400安为主。“在重卡场景中,主要制约在车辆端而非充电端,车端接口、电池和整车系统若不匹配,充电端的能力便难以充分释放。”

朱宝龙认为,车企有提升充电速度、增强产品卖点的动力,真正的瓶颈在电池能够承受的最大充电倍率。目前,5C充电尚未在所有车型普及,大功率充放电还会对电池寿命和循环次数产生较大影响。栾永明也提醒,理论上5C充电约12分钟即可完成,但相关宣传较多,实际应用尚未完全达到。峰值功率不等于持续充电速度,更不等于全生命周期内稳定、经济的补能体验。

栾永明表示,供电配套同样决定超充能否持续运行。兆瓦充电需要配置较大容量的箱变,储能可以缓解电网容量约束,却不能完全替代电网扩容。一个约200千瓦时的储能柜,在两三辆或三四辆乘用车连续充电后便可能耗尽储电,后续充电只能转为普通功率;若多辆车同时充电,储能柜还可能来不及补能。

场站投资则必须回到日常运营。阳光电源充电事业部副总裁江添洋表示,节假日高峰期的闪充需求不能代表绝大多数时间的充电需求,不同车型及应用场景对充电功率的需求存在差异。若普遍按照兆瓦级配置,可能增加运营商投资成本。但重卡与乘用车的情况并不相同,前者对缩短补能时间有更明确的运营需求。由此看,超充建设需要分类施策,让设备功率与车辆需求、配电条件和场站利用率相匹配。

产品加快“出海”,标准与服务需协同跟进

国内充电产业加快“出海”,为超充打开新的市场空间。中国汽车工业协会数据显示,今年前三季度,我国新能源汽车出口400.6万辆,同比增长127.9%。但车辆出口并不直接等同于超充设备需求,市场空间仍取决于当地充电网络和电网条件。

国内企业虽有技术先发优势,海外痛点却与国内不同。江添洋表示,欧洲部分客户希望使用大功率充电,实际电网容量却只有100千瓦甚至更低。朱宝龙也遇到过合同已签、设备已发运、土地已落实,却因电力审批无法安装、等待近1年的项目。

这一差异推动企业从销售单机转向提供储充融合方案。江添洋介绍,综合测算扩容周期、施工等成本后,通过储能动态扩容在电网容量受限的情况下满足大功率充电需求,相关产品已从设备集成走向一体化交付。朱宝龙强调,充电与储能应实现能量调度和系统融合,而非简单拼接。

产品方案之外,标准与技术的匹配同样重要。德国莱茵TÜV集团大中华区太阳能与商业产品服务总经理陈雄表示,国内外呈现出不同发展节奏。“国内产品技术迭代较快,部分产品跑在标准前面;欧美一些市场的产品普及程度不如国内,但标准制定相对超前。以兆瓦充电、V2G系统、双向充电为例,欧美相关标准已发布,国内已有应用和示范项目,标准制定也在推进。”

陈雄进一步指出,国外MCS充电枪规划的电流等级更高,相关图纸和标准化工作已经完成,后续各方可据此实现枪与车的兼容;国内封闭或物流场景若采用定制枪、定制方案,则需要提前考虑兼容性问题,避免车辆与充电桩无法匹配。“国内外标准化组织都在加快充电标准更新,部分标准两三年就会迭代,企业研发需要及时跟进,既要保持产品迭代速度,也要做好接口兼容、测试认证、安全合规和长期服务,让技术能力与当地规则、具体场景相衔接,而不能只关注设备功率。”

能聊 能说

让能源重大技术装备放心试、大胆用

■朱学蕊

能源装备是构建新型能源体系的重要载体。如何加快推动自主研发重大技术装备应用到能源产业一线,切实保障关键技术装备产业链供应链安全?连续多年的能源领域首台(套)重大技术装备评选工作给出答案。

日前,国家能源局发布第六批能源领域首台(套)重大技术装备清单。从2020年首批26项扩容至第六批90项,凸显从补短板到锻长板的深刻跃迁。

十年前,笔者在东南沿海一些电厂采访,当问及设备国产化率,得到的答案是:国外设备成熟、业绩好,用着放心;国产设备太“新”,怕影响生产运营。彼时业内专家曾坦言,国产能源装备有产品无市场,自主化最难的一关从来不在实验室,而是谁做第一个用户?谁为首台(套)买单?

面对困境,政策破题。

2018年,国家发展改革委等八部门出台《关于促进首台(套)重大技术装备示范应用的意见》,直指打破“首台套示范应用不畅成为装备制造业创新发展的瓶颈制约”。同年发布的《国家能源局关于促进能源领域首台(套)重大技术装备示范应用的通知》明确指出“推动和加快突破一批能源领域瓶颈制约性的重大技术装备,要加强首台(套)重大技术装备创新合作,强化研发与应用的衔接”。

2020年,国家能源局组织首批能源领域首台(套)重大技术装备评定工作,并发布入选名单,明确“加快推进能源领域首台(套)重大技术装备示范应用,推动我国关键能源技术装备产业链、供应链安全和协同发展”。2025年发布的《国家能源局等部门关于推进能源装备高质量发展的指导意见》同样鼓励首台(套)应用。

能源领域首台(套)重大技术装备是指国内实现重大技术突破、拥有知识产权、尚未取得市场业绩的装备产品,包括前三台(套)或批(次)成套设备、整机设备及核心部件、控制系统、基础材料、软件系统等。目前,已有409项重大技术装备纳入六批清单,这些装备依托重大工程,撬动能源产业链供应链的自主可控与整体跃升。最关键的是,政策给予实实在在的保障——年度上网电量指标安排、发电机组并网运行、调度方式、燃料供应等方面给予适当优惠,鼓励地方根据实际情况细化并落实知识产权、资金、税收、金融、保险等支持政策。

有政策托底,首台套重大技术装备就有了“底气”。从2021年第三批清单中的G50重型燃气轮机(G50)、10兆瓦海上风机、“华龙一号”CF3燃料组件(CF3),可以一窥首台套如何“成长”并走向市场。

2021年,F级50兆瓦重型燃机入列首台(套)清单。2023年,G50在广东某天然气分布式能源站投入商运,2024年通过2000小时满负荷商业运行产品鉴定,2026年8月整机出口海外市场。

2020年,我国首台10兆瓦海上风机在福建兴化湾二期海上风电场并网发电,中国海上风电进入“大机组”时代。如今,中国引领海上风电技术向更大功率、更高效率方向持续迈进,2025年全球海上风电安装平均单机容量首破10兆瓦,达到10.3兆瓦。

依托“华龙一号”全球首堆示范工程,CF3完成从设计到制造的自主闭环。5年过去,CF3已全面应用于批量化建设的“华龙一号”机组及二代加机组,摆脱核燃料组件曾长期依赖国外技术转化的路径依赖。

三个案例,呈现一个逻辑——能源技术装备及供应链安全必须握在自己手里。基于此,再来看“扶上马、送一程”的首台(套)机制,正是新型举国体制在能源科技领域的具体投射,是自主创新被重视、被保护的踏实。

首台(套)之“首”,在于敢为人先的突破。核电、水电等领域的“大国重器”证明,在能源装备的顶尖赛道上,中国不仅能造得出,更能造得精、用得好;首台(套)之“套”,在于成套成链牵引。每个重大技术装备背后,是材料、工艺、控制系统的全链条协同,带动的是一条供应链的国产化验证,激活的是一个产业集群的协同升级;首台(套)之“重”,在于宽容失败、鼓励试错的制度担当,在于打破用户不敢用、不愿用的普遍难题,通过示范应用的政策托底,让研制方迈出“从图纸到工地”的关键一步。

当前,全球能源转型加速演进,装备竞争成为能源博弈的核心战场。首台(套)机制的价值,不在于给某项技术贴上“先进”标签,而在于构建起“研制—应用—反馈—迭代”的闭环生态,让每个“从0到1”的创新突破都能转化为可落地的新质生产力,提升能源产业链韧性,加快推动建设新型能源体系,助力能源强国建设。