“十四五”规划明确提出,我国非化石能源占能源消费总量比重提高到20%左右——

电力系统低碳转型开启加速模式

■本报记者 赵紫原

日前发布的《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》(以下简称《纲要》)明确了我国未来5—15年电力系统转型发展的路径,并提出非化石能源占能源消费总量比重提高到20%左右目标。那么,“十四五”我国电力系统发展的重点“窗口”和调整有哪些?电力系统如何助力“30·60”双碳目标实现?记者就此采访了相关专家。

目标

非化石能源消费占比1/5,加快发展“风光水核”等清洁电源

《纲要》指出,加快发展非化石能源,坚持集中式和分布式并举,大力提升风电、光伏发电规模,加快发展东中部分布式能源,有序发展海上风电,加快西南水电基地建设,安全稳妥推进沿海核电建设,建设一批多能互补的清洁能源基地,非化石能源消费占能源消费总量比重提高到20%左右。

中电联最新数据显示,我国非化石能源消费占比从2015年的12.1%提高到2019年的15.3%。“十四五”时期,非化石能源消费占比提高至20%左右。

北京先见能源咨询有限公司总裁尹明表示,《纲要》明确了分布式能源在国家能源体系中的发展定位和空间布局,负荷集中的东部、中部地区加快发展分布式能源是“十四五”能源体系的一大亮点,同时现代能源体系更加强调煤炭生产的集约化和合理控制煤电发展。

“另外,‘十四五’跨区跨省大容量输电、全国联网持续发展,各大通道上清洁能源电量占比将大幅提高;西部用电需求增长较快,区域间、省间电力互济加强;西北新能源与煤电并重,西南水电为主,东部核电与新能源并重;分布式能源快速发展,‘源网荷储用’一体化将被广泛应用。”尹明预测。

长沙理工大学教授叶泽表示,全国电力系统规划、建设与运营将变得更为紧迫。“当前全国范围内的统一运营非常重要。目前我国的电量计划是按发电厂电量消纳分配的,这并不是最优结果,应推倒原来的电量分配计划,在现有电力需求与电网能力的基础上考虑电网约束。当然,与全国统一的大趋势相对应的,要做好分布能源与智能电网建设‘小大’并存、灵活运营。”

路径

“大型清洁能源基地+电力外送通道”提高非化石能源消费占比

如何实现20%的目标?《纲要》明确了具体路径:大力发展清洁电源的同时,提高特高压输电通道利用率。加强源网荷储衔接,提升清洁能源消纳和存储能力,提升向边远地区输配电能力,推进煤电灵活性改造,加快抽水蓄能电站建设和新型储能技术规模化应用。

长期以来,特高压因利用效率低下而备受关注。国家能源局2017年发布的《浙福特高压交流等十项典型电网工程投资成效监管报告》、全球能源互联网发展合作组织2020年发布的《新发展理念的中国能源变革转型研究》均显示,多条已投运特高压输电通道实际送电功率和利用小时数远低于设计值。

尹明告诉记者,“十四五”时期,以多能互补的大型清洁能源基地为主,配套电力外送通道实现电力转型,特别强调提高特高压输电通道的利用效率。“可以预见,单纯的大型煤电基地开发外送将越来越少,‘风光火’‘风光水火’等多能互补将是大型能源基地主要开发利用模式。为适应此变化,基地中的煤电机组需要适应高比例风光发电接入,提高灵活性,拓宽营销渠道和市场规模。同时,政府应考虑为配套电源提供新的市场机制和政策。”

叶泽表示,“风光”电量消费比重提升,电网系统的穿透率需引起政府高度重视。“加强电网传输能力建设,扶持储能发展,同时开放跨省跨区电网,由发电企业和用户直接开展跨省跨区交易,促进非余缺调剂和安全用电以外的跨省跨区交易。”他还指出,在此过程中,应更加重视能源生产供给能力的建设,特别是具有安全兜底功能的传统能源的发展,“安全是能源转型、清洁低碳发展的首要前提和基础。”

调整

核电运行装机7000万千瓦,内陆核电破冰无望

除开发大型清洁能源基地、建设电力外送通道外,“沿海核电”也是《纲要》现代能源体系重要组成部分之一。《纲要》指出,安全稳妥推动沿海核电建设。同时,建成华龙一号、国和一号、高温气冷堆示范工程,积极有序推进沿海三代核电建设。推动先进堆型示范。建设核电站中低放废物处置场,建设乏燃料后处理厂。开展山东海阳等核能综合利用示范。核电运行装机容量达到7000万千瓦。

中国核能行业协会此前发布的数据显示,截至2020年底,我国大陆在运核电机组共49台,装机容量为5102.71万千瓦;核准及在建核电机组共19台,装机容量为2099.26万千瓦,位列全球第一。

中国电力发展促进会核能分会秘书长汪永平指出,核电运行装机容量达到7000万千瓦,意味着2020年底在建机组16台(总装机容量约1738万千瓦),以及另外3台已获得国务院核准后尚未开工机组(总装机361万千瓦),均要按期建成。一位不愿具名业内人士表示,换言之,目前已核准及在建机组顺利投产,“十四五”规划目标即可完成。

记者注意到,相较“十三五”规划纲要,最新《纲要》有关核电发展及布局的表述出现显著变化。其中,“十三五”规划纲要中提出的“积极开展内陆核电项目前期工作”,在新版《纲要》中并未提及。汪永平指出,内陆核电项目或将继续被搁置,“十四五”期间无望“破冰”。

汪永平指出,“十四五”核能将为实现碳中和目标提供更可行的实施方案。“沿海核电有望进入有序发展的新阶段,核能综合利用更加多元化、多用途发展,乏燃料后处理厂建设提上日程,同时目标明确指出建设核电站中低放废物处置场,积极落实‘区域处置+集中共享处置’等多途径中低放废物处置模式。”

图片新闻

近日,华能杨柳青热电厂2021年春季检修工作拉开序幕。本次春检预计工期84天,共进行8号机组D修、7号机组A修和热网系统检修。

本次7号机组A修将完成汽轮机通流改造、锅炉受热面喷涂、脱硝催化剂再生、发电机自主检修等一系列工作,力争修后实现能耗水平、设备安全和环保安全的全面提升。图为检修现场。 李晶/摄

“十四五”核能产业要着力做好这些事

■朱学蕊

“十四五”规划发布,核能产业新的任务清单随即亮相。相比“十三五”,未来五年,不仅核电运行装机规模要增加,需要推进建设的领域和问题也更多元。除了自主三代和四代核电示范工程,小堆、高温堆、浮动堆的示范,以及中低放废物处置场、乏燃料后处理厂、核能综合利用纷纷“入围”。

回顾中国核电产业的发展历程,可以看出,这份清单所列,都是短中期行业最需要做好的事。

首先,建设华龙一号、国和一号、高温气冷堆示范工程,积极有序推动沿海三代核电建设。核电示范工程,是核电自主化发展的里程碑,也是由核电大国迈向核电强国的标志,更是未来参与国际核电市场竞争的“拳头”产品。

目前三代核电中,华龙一号全球首堆已投产,后续多个项目在建或已核准,国和一号处于建设期;四代核电中,高温气冷堆示范电站已进入并网“倒计时”。在此背景下,高标准、高质量建好示范工程,并推进后续项目批量化建设,是提升核电产业链核心竞争力的关键。因此,以示范项目为引领,在沿海布局新的三代核电项目,保持产业稳健发展的节奏和耐力,十分关键。

其次,推动模块式小型堆、60万千瓦级商用高温气冷堆、海上浮动式核动力平台等先进堆型示范。放眼全球,各核电强国正通过小型堆、四代先进核能系统抢占下一轮核能技术创新的“制高点”,不惜投入巨资支持研发,体现出核能产业作为战略性新兴产业的重要性。

过去十年,在核能领域科技创新的风口下,我国陆续研发出模块化小型堆、商用高温气冷堆和海上浮动核动力平台,但限于标准缺失、资金投入和商业模式等障碍,迟迟未能顺利落地。所以未来五年,需要打破体制藩篱,打破固有思维,尝试新模式,行业合力抢占“高地”。

第三,建设核电站中低放废物处置场,建设乏燃料后处理厂。中国核电产业发展至今,要说最难补的短板,恐怕就是“后端”。

目前我国在运核电厂90%以上的低放废物滞留积存于核电厂临时贮存场所,影响核电厂正常运行、增加环境风险,更加剧了公众对核电安全的担心。作为核电大国,应果断扫清障碍,尽快建设中低放废物处置场,为核电可持续发展减轻安全压力。

另外,安全稳妥发展核电,要求我国要最大限度提升铀资源利用率,并降低乏燃料存贮压力,解决好核电“口粮”的同时,“善后”乏燃料。所以,建设乏燃料后处理厂,建立起适应我国核电产业发展的核燃料闭式循环体系,提升和增强核循环产业能力显得尤为迫切。

最后,开展山东海阳等核能综合利用示范。除了发电,核能还可以供热、海水淡化、工业供汽、制氢、制冷,尤其在山东海阳核电率先尝试商业供暖、海水淡化和水热同传,并在取得初步成效的基础上,多元化利用已经成为核能产业转型发展的关键路径。

从碳减排、节能降耗、清洁取暖的角度看,核能综合利用优势明显,但在初期探索阶段,要全面考虑安全标准、经济性、商业模式等社会关注的问题,为后续推广应用做好铺垫和示范。

聊电事儿

关注

新疆今年首批市场化交易电量419亿度

本报讯 新疆电力交易中心近日公开的数据显示,今年初,新疆组织实施2021年首批电力市场化交易,成交电量419亿千瓦时,其中新能源电量达90亿千瓦时,同比增长107%,规模创历史新高。

2020年12月底,为加快探索市场化方式促进新能源消纳,新疆出台《新疆维吾尔自治区2021年电力直接交易实施方案》,规定自2021年起解除成交电量中新能源占比不超过13%的限制,为新疆新能源市场化交易“松绑”,意味着客户购买新能源电力,不再需要与火电打捆配比,可以实现全“绿”电消费。这进一步提升了新能源企业参与市场的积极性,引导更多市场主体参与新能源市场化交易。

据悉,今年前两个月,有16家电力客户使用的全部是新能源,市场交易电量逾100亿千瓦时,超过2020年全年新能源电量交易规模。

数据显示,“十三五”期间,新疆电力交易中心累计组织169批次电力市场化交易,其中新能源替代交易21批次535亿千瓦时,2600家各类市场主体从中受益。 (陈蔷薇)

浙江今年安排直接交易电量2100亿度

本报讯 近期,浙江省发改委、浙江省能源局、浙江能源监管办近日联合印发的《2021年浙江省电力直接交易工作方案》(以下简称《方案》),明确了浙江省普通直接交易和售电市场交易各项安排:安排电力直接交易电量2100亿千瓦时,较2020年同比增长5%。其中,普通直接交易电量1500亿千瓦时,售电市场交易电量约600亿千瓦时。普通直接交易采用发电企业平台集中竞价的模式;售电市场交易采用双边协商交易、集中竞价、挂牌交易等模式。

普通直接交易方面,放开制造业10千伏及以上电压等级企业,其他行业2020年度用电量在50万千瓦时以上或最大单月用电量超过5万千瓦时的企业(参与售电市场交易的用户除外);售电市场交易方面,在钢铁,煤炭,建材,有色,交通运输、仓储和邮政业,信息传输、软件和信息技术服务业等六个行业10千伏及以上电压等级用户的基础上新增全行业(除居民、农业、重要公用事业和公益性服务等行业外)110千伏及以上电压等级用户。

《方案》明确,发电企业包括省统调燃煤、燃气等发电企业;三峡集团溪洛渡水电站、中核集团秦山核电公司、皖电送浙机组、宁东煤电基地送浙机组、四川水电、福建、新疆和青海来电等。此外,在浙江电力交易中心完成市场注册公示取得交易资格的售电公司可参与售电市场交易。增量配网企业可代表其供电营业区内符合条件的用户参与普通直接交易;在浙江电力交易中心完成市场注册公示后,也可作为售电公司参与售电市场交易。 (浙讯)

江西将开展小水电差异化电价试点

本报讯 江西省近日发布的该省小水电清理整改巩固提升年活动实施方案(以下简称“方案”)指出,各地要根据省级制定的水电站生态流量监督办法,结合电站生态流量泄放实际,因地制宜制定具体实施细则,同时要建立水电站保障下游生态用水安全情况定期检查制度,尤其要加强枯水期对各水电站的检查力度和频次,确保水电站生态流量泄放,支持鼓励各地以县为单元开展差异化电价试点,对未按要求消除电站安全隐患和下泄生态流量的电站扣除其一定的上网电价,用于奖励安全生产达标和足额下泄生态流量的电站。

方案还提出,今年底前,对全省小水电站清理整改“回头看”,重点检查已经销号的退出类水电站,是否按“一站一策”要求部分或全部拆除,保留设施的管护责任是否落实到位,县级政府是否与电站业主签订补偿协议,补偿是否到位,已经销号的整改类电站审批手续是否通过相关部门批准得以完善,是否有生态流量泄放要求,有生态泄流下泄任务的电站是否纳入重点监管名录,是否按要求足额下泄生态流量、监测监控设备是否正常运行。

此外,江西今年还将整改一批小水电突出问题,同时加快创建一批绿色水电示范电站。到2022年底,江西的国家级绿色水电示范电站达到20座以上,打造一批全国安全生产标准化一级达标电站,鼓励各地整县推进绿色小水电示范电站建设和安全生产达标创建。 (赣讯)