

光热发电亟需建立成本传导机制

■本报记者 苏南

目前,国内有近30个“光热+”大基地项目正在快速推进,其中约20个项目正在建设,部分项目已进入全面建设阶段。总体来看,在首批示范后陷入沉寂的光热发电正迎来新一轮发展热潮,光热发电和熔盐储能两种技术均在快速发展。

多位受访人士告诉《中国能源报》记者,“当前新能源全面平价上网的条件下,新能源大基地中光热配比较低,光热性能发挥有限”“光热发电项目高质量发展,需按照市场化方式确定上网电价”。

行业逐步规范

光热发电项目投资大、建设周期长,与光伏相比受关注程度偏低。但近两年,在碳达峰碳中和相关政策引导下,光热发电市场逐渐欣欣向荣。

今年,国家能源局通知提出,力争“十四五”期间,全国光热发电每年新增开工规模达到300万千瓦左右。各省市规划了一批风光热大基地项目,并陆续开标建设。如今,国家能源集团、中国电建、三峡集团、中广核集团、中国能建等央企均在建设光热发电项目。

近日,国家能源局综合司发布2023年能源领域行业标准制修订计划,涉及光热发电、熔盐储能的相关标准共有13项,比如《风电光伏与光热一体化发电项目规划报告编制规程》《风电光伏与光热一体化发电项目可行性研究报告编制规程》《太阳能光热发电站环境保护技术监督规程》《太阳能光热发电站汽轮机技术监督规程》《太阳能光热发电站集热系统技术监督规程》等。业内人士认为,上述标准的修订将规范光热行业发展,避免技术乱象。

在受访业内人士看来,政策、企业正在合力促进光热发电行业高质量发展。我国光伏、风电在经历了长期补贴激励形成一



定的规模效应后成本逐渐下降,光热发电目前尚未形成规模效应。通过首批示范项目建设,国内光热发电行业初步实现了设备材料的批量化生产和生产工艺流程的优化,但由于国内光热电站装机规模较小,光热发电成本依然较高。

“价值打了折扣”

谈及光热发电目前遇到的困难,业内人士认为,关键在于“政策”和“成本”问题。一位央企相关人士接受《中国能源报》记者采访时直言,目前风光热一体化项目开发时,光热发电按照当地燃煤发电基准电价上网大多亏损,需要通过风电和光伏发电的利润空间来弥补,地方政府依据开

发商能够接受的最低投资收益确定光热与风电和光伏的容量配比,光热建设方案并非最优技术方案,削弱了光热灵活调节的优势。

“虽然光热的价值已经得到了广泛认可,但是由于尚未形成规模效应,且没有经历长时间的补贴激励,现阶段成本仍然较高,也导致光热发电在多元互补项目中装机占比较小。”浙江可胜技术股份有限公司董事长金建祥对《中国能源报》记者分析,目前光伏和光热的配比在6:1-9:1之间,并不能完全满足风光大基地自我调节需求。

金建祥认为,降低光热发电成本,一方面要靠规模扩大;另一方面,技术创新尤为重要,希望同行能够更多关注技术创新。

上网电价与供求关系挂钩

电力规划设计总院原副院长孙锐对《中国能源报》记者表示,现在的光热发电行业已经按照市场化方式发展,但光热发电项目上网电价并没有按照市场化的方式确定,导致在项目开发的竞标中,也并没有按照完全市场化方式进行。

孙锐直言,目前对于光热发电项目,电网公司是按照当地燃煤发电的基准电价结算,超出燃煤发电基准电价部分的成本无法通过上网电价回收。在这种情况下,采用多能互补一体化项目的方式,为光热发电搭配风电和光伏发电,通过风电和光伏发电的利润空间来弥补光热发电的亏损。这种建设方式带动了光热发电的市场需求,有效缓解了光热发电产业链的生存危机,不失为一种权宜之策。然而,在一体化项目中,光热发电是亏损的,开发商为了达到合理的投资收益,不得不减少光热发电部分的投资,致使光热发电集热系统的规模大大缩小,造成光热发电的性能大打折扣,丧失了长时储能的技术优势。因此,为使光热发电得到健康的发展,在新型电力系统中更好地发挥作用,建立光热发电项目的成本传导机制是当务之急。

“以上网电价为标的,通过市场竞争确定光热发电项目的上网电价和开发商,有利于降低光热发电成本,激励相关企业的技术进步。由于光热发电项目电站内部系统配置非常灵活,不同的系统配置决定了光热发电机组的性能差异和发电成本的高低。”孙锐认为,要在招标前通过系统研究确定光热发电在系统中的功能定位,并将对机组的功能要求写入招标文件中,在满足招标文件技术要求的前提下,上网电价最低者中标。通过招标确定的上网电价需要向后端传导。此外,要使上网电价与供求关系挂钩,根据受端电网的峰谷分时电价模式,确定电源的上网电价系数,充分利用价格机制激励电源参与系统调峰,降低系统的调峰成本。

针对光热价值打折扣问题,上述央企相关人士建议,有条件的省份和地区可研究出台财政、价格、土地等支持光热发电规模化发展的配套政策,提前规划百万千瓦级、千万千瓦级光热发电基地,率先打造光热产业集群。

持续完善规模化绿电市场运营体系

国网冀北电力绿电交易量达193亿千瓦时

■本报记者 杨晓冉



图为国家风光储输示范工程。

11月8日,随着冀北清洁能源基地今年最后一笔绿电交易的完成,该基地全年绿电交易量达到193亿千瓦时,同比增长一倍多。《中国能源报》记者近日从国家电网公司获悉,前三季度,冀北清洁能源基地绿电交易规模约占国家电网经营区交易规模的35%,占全国交易规模的29%,居全国首位。相当于节约标准煤629.67万吨,减少二氧化碳排放量1637.13万吨。

绿色是实现“双碳”目标与高质量发展的底色,绿电交易则是推动能源清洁低碳转型的重要力量。据了解,今年以来,国网冀北电力立足区域资源禀赋,加快推进新型电力系统建设,持续完善规模化绿电市场运营体系。

积极推动绿电入市 释放交易市场活力

11月8日,张北华润笔架山风电场完成了今年的最后一笔绿电交易,交易电量达339.4万千瓦时。“1-10月,得益于增加了调相机,电场发电侧增发了新能源电能815万千瓦时。在此基础上,按照上限,华润笔架山风电场今年入市交易电量增长了428万千瓦时,同比增长15%。”华润笔架山风电场场站负责人程冬生说。截至目前,该场站年度参与绿电交易电量达6412.1万千瓦时,同比提升了2488.6万千瓦时。

今年,冀北电力交易中心结合市场主体绿色电力生产消费需求,在冬奥绿电交易与认证的引领示范下,优化交易组织时序,组织年度、月度绿电分时段交易,并简化业务流程,使市场准入、交易组织与结算全流程线上办理,紧密衔接。

地处河北省北部的冀北清洁能源基地,是我国“十四五”规划的九大清洁能源基地之一,目前,该地区新能源装机占比达73%,全国领先。预计“十四五”末新能源装机将超过8000万千瓦,占比突

破80%。目前,冀北清洁能源基地共233家新能源发电企业通过电力交易平台注册成为合格市场主体,同比增加15%。

在保障居民农业用电的基础上,冀北电力交易中心推动新能源场站剩余电量全部进入市场,最大市场交易比例可达60%。此外,冀北电力交易中心针对部分新能源场站配套调相机后,绿电发电能力提升的实际情况,进一步加强研究测算,向河北省发改委建议将交易上限调整为原上限的1.3倍,推动绿电市场供给进一步增长,让绿电市场供给更好地服务扩大消费需求。

服务保障绿电消费 助力低碳可持续发展

“没想到买绿电这么方便,跟淘宝一样了。”近日,阿里巴巴信息科技(张北)有限公司电力交易负责人毛先生在通过电力零售商城成功买到绿电时说。

今年,为了拓宽服务渠道,营造便捷交易环境,冀北电力交易中心在电力市场中融入互联网电商思维,推出“电商式”购电服务平台——基于e-交易APP的电力零售商城。电力零售商城为售电公司提供套餐展示和签约服务,为零售用户提供信息查询、筛选比价、下单签约等一站式服务,提高了零售用户购买绿电的便捷度。

据统计,今年通过冀北电力交易中心购买绿电的用户共有694家,产生绿色电力证书超1900万张,同比增加126%。

近年来,规模化绿电市场运营对阿里巴巴、腾讯等多家数据集团的服务带动作用越来越明显,相关企业可以获得风能、太阳能等清洁可靠的清洁能源供应,促进产业绿色低碳转型。同时消费绿电可获得绿色认证,彰显可再生能源环境权益,提升企业经营效益和对外形象,市场交易机制有效解决了企业高耗能实际与低碳转型发展的矛盾。

国网冀北电力以绿电市场集聚资源、促进竞争,推动并引领绿色电力消费。与2022年初相比,参与绿电交易的市场主体从最初的20余家增加至今年的694家,数量增长了30余倍。1-10月,冀北地区用电企业绿电消费占比达到20%,同比提升12%,有25个市场主体绿电消费占比超过90%,4个用户实现100%绿电消费。

“大数据企业是绿色用电大户,企业根据自身发展规划,参加冀北电力交易中心组织的年度、月度以及月内的绿电交易。交易平台应用区块链技术保障绿电权益精准溯源,直观展示每一度绿色电力的来源和去向。最后根据绿电交易结算情况划转权益证明。”冀北电力交易中心有限公司结算处副处长薛晓强介绍说。

充分发挥平台优势 支撑国家重大战略

冀北地区毗邻京津,风能和太阳能资源丰富。近年来,国网冀北电力建成投产张北柔直、张北—雄安特高压等重大工程,让冀北清洁能源基地的新能源输送至北京、雄安。同时,该公司以能源网架为基础,打通绿电生产消费全环节,形成绿电供应与消费相互促进的新发展格局,努力以绿色方式满足区域内用电需求,助力地方经济社会绿色发展。

“张北的风点亮北京的灯”——背后正是冬奥绿电交易机制发挥着重要作用。2019年,国网冀北电力立足服务绿色冬奥“平台”定位,积极协助河北省发改委、华北能源监管局制定完善交易方案、交易规则,依托电力交易平台建立了冬奥场馆与可再生能源市场化交易机制,为保障北京冬奥会全部场馆100%绿电供应奠定了基础。

如今,在冀北电力交易平台的“搭桥”下,冀北新能源在更大范围发挥着作用。《京津冀协同发展规划纲要》明确要求,打破行政区划限制,推动能源生产和消费革命,促进绿色循环低碳发展,加强生态环境保护 and 治理。为进一步推动京津冀协同发展,国家电网公司统一组织北京、天津、冀北电网建立新能源协同消纳机制,打通了冀北新能源向京津地区服务流通的机制通道,预计每年可向京津输送新能源近200亿千瓦时。

“我们将积极发挥冀北地区新能源资源优势,持续深化规模化新能源参与绿电市场运营体系建设,引导提升绿电消费占比,以市场化方式助力能源消费绿色低碳转型。”冀北电力交易中心有限公司副总经理孙荣富说。

随着一系列大气污染防治政策措施的落地实施,我国主要大气污染物排放量攀升的势头逐步被遏制。中国工程院院士、清华大学碳中和研究院院长贺克斌表示,主要大气污染物排放与过去相比有转折性的变化。“除个别特定季节时间,其余时间空气质量较为有保障。”

“但目前我国大气污染防治的成效尚不稳固,重污染天气仍时有发生。随着污染治理进程不断深入,末端治理的减排难度日益增大。大气污染的改善从量变到质变的拐点尚未到来,未来减污降碳协同是关键”成为业内专家共识。

稳步推进

“当前我国主要大气污染物如二氧化硫、氮氧化物、一次PM2.5等排放量整体均呈现下降趋势,这也是我国空气质量改善取得明显效果的主要原因。”贺克斌说。

在日前举办的中国清洁空气政策伙伴关系2023年度会议上,现场发布的《中国碳中和与清洁空气协同路径2023》(以下简称《协同路径2023》)显示,截至2022年底,已有94%的煤电机组完成超低排放改造,实现超低排放的煤电机组超过10.5亿千瓦;共2.07亿吨粗钢产能完成全流程超低排放改造。挥发性有机物污染防治工作得到快速推进,全国已完成4.6万余个挥发性有机物突出问题整改;清洁取暖试点覆盖全国88个城市,完成农村散煤治理3500万户,北方地区清洁取暖面积达到179亿平方米,清洁取暖率达到75%,累计淘汰黄标车和老旧车3000多万辆,拆解改造河内船舶4.7万余艘。

但2015年-2021年间,大多数城市PM2.5浓度和二氧化碳排放量未能实现协同下降,减污降碳协同增效工作亟需在城市层面进一步推进。

因地制宜

清洁空气协同路径下,需要以治理PM2.5为主线,带动多种污染物的协同控制发展。京津冀及周边地区由于钢铁和水泥行业比重较大且难以脱碳,2060年碳中和目标下其化石能源比重仍高达43.6%,PM2.5暴露水平为14.4微克/立方米;珠三角地区碳排放潜力主要来自电力和交通运输部门,化石能源比重可下降至15.9%;长三角碳排放潜力主要来自电力和工业部门,PM2.5暴露水平可下降至7.4微克/立方米。电力行业能源结构转型

减污降碳需从重点整治迈向系统治理

■本报记者 渠沛然

和靶向治理是协同减排的关键举措,将显著提高可再生能源发电占比,大幅改善人口密集区域的空气质量,而高污染机组提前淘汰的靶向治理能够最大化协同改善效益。

《协同路径2023》显示,国家政策文件给出了较明确的节能降碳实施方案与具体行业转型发展路径。然而,由于我国大规模体量的工业产品生产带来的资源消耗,工业行业在转型过程中仍存在难点与挑战。例如,大量重工业的绿色低碳发展面临着产业结构和能源结构调整、生产方式变革等现实问题。转换用能结构,需要多方合力推进,共同完善清洁能源供应体系。

多位业内专家也表示,根据不同地区和不同产业发展差异,因地制宜并突出重点的降碳减污协同路径,可为我国深度改善空气质量起到关键作用。

系统思维

中国科学院院士朱彤表示,“双碳”目标是未来改善空气质量的驱动力之一,但这个驱动力需要一个既能够降碳又能够改善空气污染并实现健康效益最大化的最优路径。

《协同路径2023》指出,目前国内区域发展和治理诉求高度异质,减污与降碳不同区域、不同阶段面临不同的重要性和紧迫性;此外气候环境治理可能引发收入分化、能源贫困等次生问题,需要以系统、全面的经济社会效益为基础,结合不同地区实际情况,考虑生态环境、能源安全、产业转型等多维发展诉求,统筹制定减污降碳目标,科学规划实现路径。

《协同路径2023》建议,一是协调发展与减排,统筹治理目标与实施路径;二是平衡整体与局部,优化联防联控和区域协同;三是兼顾短期与长远,探索政策工具与治理机制的创新模式。在加快完善碳市场、培育和联动排污权交易的同时,强化技术规制和准入监管,加快推动能耗双控向碳排放双控转变;四是融合政府与市场,建立开放、透明、广泛参与的治理体系完善监管信息报告和披露机制,赋能市场机制更好发挥作用。

“总的来说,过去治理目标角度整体较为单一,脱碳就是脱碳,脱硝就是脱硝,除尘就是除尘。现在又增加了碳治理,与水的相关污染物治理、固废处理等。因此我们一定要建立系统的思维,转变观念,不要一味奔向单一目标,否则减污和降碳同步治理很难达到理想效果。”生态环境部环境规划院副院长严刚建议。