

煤电清洁高效低碳转型系列报道 之六

既要供热发电,还要参与调峰——

热电联产如何“一石三鸟”?

■ 本报记者 赵紫原

“供热机组要如何满足适应新型电力系统的供热、供电和调峰需要?”“煤电已经联动了,煤热会联动吗?”“供热机组进市场是不是只能被动充当价格接受者?”……采暖季接近尾声,不少燃煤供热机组从业人士向记者说出了心中的困惑。

国家能源局数据显示,截至2020年底,全国热电联产机组装机约5.6亿千瓦,占煤电总装机的比重已提升至52%。同时,两部委去年11月印发《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》(下称《通知》),明确“十四五”期间供热改造规模力争达到5000万千瓦。

这意味着相当规模的热电联产机组将被委以重任——以“一机”之力“肩挑”发电、供热、调峰三项重任。

弃热保电还是弃电保热
左右为难

“燃煤机组热电联产一般有两种模式,一种热负荷连续出力,以供热负荷的大小来确定发电量多少,不供热也就没法发电;一种是热负荷不连续出力,间歇供暖,大多由不具备供热能力的纯凝机组改造而成,是当前热电联产的主力机组。”有发电企业工作人员向记者介绍。

中国人民大学国家发展与战略研究院研究员王克表示:“出于民生保障考虑,

部分热电联产机组所发电量优先上网、优先收购、优先结算。但是随着可再生能源发电比例逐步提高,热电联产机组将面临供热、供电和调峰三者难兼顾的矛盾。”

山东省热电设计研究院院长刘博指出,以抽汽式热电联产机组为例,假设30万千瓦抽凝机组在正常工况下供热能力是350吨/时蒸汽,若供热量达到550吨/时蒸汽,发电能力就要从30万千瓦降至18万或20万千瓦,“这期间也不能再调峰了。”

“供需相对宽松时相安无事,但供需紧张、煤价高企时就不一样了,弃热保电还是弃电保热,左右为难。”上述工作人员表示。

峰要“顶”谷要“压”
入市咋办?

供热机组的另一痛点,在于进入市场后如何保障收益。

上述发电企业工作人员告诉记者,去年7月,国家发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》,提出要合理确定峰谷电价价差,上年或当年预计最大系统峰谷差率超过40%的地方,峰谷电价价差原则上不低于4:1。“这对采暖季的供热机组来说是个挑战,峰段顶不上去,谷段压不下来,多数时段只能被动充当‘价格接收者’,国外也是如此。”

“今年1月,电力现货试点地区某抽凝供热机组较同区域、同类型纯凝机组少收入2000万元。”

另有发电行业人士告诉记者,主要原因就是机组灵活性受限制。“供热改造和灵活性改造应如何统筹兼顾、合理安排?企业改造动力和回收机制如何?这些问题都需要妥善解决。”

“价格方面还有一个问题,热价需不需要联动煤价?”上述发电企业工作人员表示,随着供热范围不断扩大,现有供热机组“小马拉大车”现象愈发凸显,亟需新增热电联产规模,国家也提出“十四五”期间供热改造规模力争达到5000万千瓦。

“在此背景下,煤热需不需要联动?发达地区热电联产机组用于工业蒸汽收益不错,但大部分不发达地区通过发电量收益摊平供热成本,即‘以热养电’。现在供需相对紧张,发电本身就亏损,热价与煤价并未联动,发电企业经营压力高企,甚至陷入供热量越大亏损越多的窘境。”

热电联产非万能
改造需慎重

那么,如何改造能够既满足供热、供电又兼顾调峰?上述工作人员指出,从北欧的实践经验来看,供热机组最小出力最

低可压至15%左右,且不影响供热,关键是要对热电进行解耦。对此,《通知》明确,采暖热电机组在供热期运行时要通过热电解耦力争实现单日6小时最小发电出力达到40%额定负荷的调峰能力。

王克建议,技术方面,鼓励热电机组应通过技术改造实现热电解耦,充分发挥热电机组在保障供热能力、参与辅助服务等方面的作用。“经济性方面,亟需完善电力辅助服务市场,确保改造后热电联产机组获得合理补偿,通过市场机制调动热电联产机组参与的积极性。”

刘博认为,哪些机组适合改造、哪些机组不适合需要慎重甄别。“在采暖季,通常由30万千瓦以上的统调抽凝机组担任供热主力,调峰任务自然就落到了百万千瓦或60万千瓦超超临界机组的头上。但这些大型机组都带基础负荷,如果单纯为了消纳清洁能源,一味将负荷压到30%甚至更低,则与建设初衷相悖。”

对此,刘博建议,不宜将发电主力机组全部改造为热电联产机组,必须预留出一部分调峰能力,也就是说,无论30万千瓦、60万千瓦,还是百万千瓦机组,只有一部分可改造为热电联产机组,一部分还是作为发电机组保留调峰能力。“如果不加以甄别全部改造,除了能耗高、效益差以外,还会出现消纳新能源的‘天花板’。”

总装机1300万千瓦项目纳入国家“十四五”重点,多数项目相关工作已启动——

甘肃抽蓄电站建设进入快车道

本报讯 记者杨晓冉报道:记者近日从国网甘肃省电力公司(下称“国网甘肃”)获悉,甘肃省装机总量1300万千瓦的11个抽水蓄能电站列入国家“十四五”重点实施项目。2022年,该公司将积极协调推动玉门昌马、张掖盘道山、肃南皇城等抽水蓄能电站项目核准开工。

记者梳理发现,全国已经有22个省份建成投产不同规模的抽水蓄能电站,目前5513万千瓦项目在建,但甘肃此前并无投产及在建抽水蓄能电站项目。

国网甘肃电力公司抽水蓄能团队专职成员张心国告诉记者,由于近年来甘肃省电力需求的不断增长及新能源的快速发展,对该省电网调峰能力提出了更高要

求。“对风、光等新能源资源丰富的甘肃省而言,由于新能源高比例增长所带来的间歇性、不均衡性对电网一直是很大的挑战。除煤电作为主导性电源外,甘肃亟需调节性电源以保证电力的稳定持续输出。”

国网甘肃提供的数据显示,长期以来,甘肃电网所在的西北电网水火互济运行。截至2021年底,甘肃省发电装机容量共6152万千瓦,其中火电装机2308万千瓦,水电装机967万千瓦,风电装机1724万千瓦、太阳能装机1145万千瓦,风、光新能源装机占比达48%,包括水电在内的可再生能源总装机占比更达到62%。

抽水蓄能作为成熟的储能技术,具有

超大容量、调节灵活、系统友好、经济可靠、生态环保等优势,是目前公认的保障高比例新能源电力系统安全稳定运行的有效途径。对于新能源占比较大的甘肃电网,配置一定规模的抽水蓄能电站,有利于优化电源结构,提高电网安全稳定运行保障水平,增强电网调峰能力,促进新能源消纳。

位于黄河流域上游的甘肃省,发展抽水蓄能有得天独厚的资源禀赋优势。张心国向记者介绍,“十四五”期间甘肃省抽蓄项目建设将进入快车道,目前大多数项目已启动预研工作。

其中,玉门昌马项目即将完成可研、核准开工;张掖盘道山、肃南皇城、永昌、

武威黄羊、东乡、康乐、积石山、麦积黄龙8个项目也已启动预研,并将于2022年全部完成预研工作。“总体来看,上述地区抽蓄项目前期工作均取得实质性进展和阶段性成果,其余项目预研工作开展顺利。”张心国说。

2021年9月,国家能源局印发《抽水蓄能中长期发展规划(2021-2035年)》,甘肃省共有27个站点纳入规划,总装机规模3350万千瓦。“除‘十四五’期间重点实施的11个项目外,‘十五五’期间也已布局了一个装机规模为140万千瓦的重点实施项目。未来,甘肃省还将布局中长期储备项目15项,装机规模达1910万千瓦。”张心国说。

今年首台!田湾核电8号机组核岛开工建设



图片新闻

近日,中核集团田湾核电8号机组核岛反应堆厂房筏底板开始浇筑第一罐混凝土,标志着8号机组主体工程开工。这是2022年我国开工建设的首台核电机组。目前,中国核电控股在建的核电机组数量为7台,装机容量达751.4万千瓦。图为湾核电8号机组施工现场。

江苏核电/图

资讯

电力安全监管
纳入新能源

本报讯 记者杨晓冉报道:近日,国家能源局印发《2022年电力安全监管重点任务》(下称《监管任务》)。其中提出,2022年将新能源安全开展专项监管纳入三大专项监管之一,积极探索新能源安全管理新思路,开展新能源发电项目区域集中管控模式研究,推动完善新能源发电安全技术标准体系。

《监管任务》明确,2022年推进电力安全专项行动,开展电力安全专项监管,结合风电、光伏发电安全事故分析,开展新能源发电项目安全专项监管,做好政策储备,超前防范新能源快速发展带来的安全风险,深入排查隐患,保证行业健康可持续发展。

同时在电网安全方面将研究“双高”电力系统特性,探索源网荷储安全共治的技术路径,推进新能源并网安全评估工作;在发电安全方面,积极探索新能源安全管理新思路,开展新能源发电项目区域集中管控模式研究,推动完善新能源发电安全技术标准体系。并加强电力保供期间煤电机组非计划停运和出力受阻监管。

国家能源局:
大力推进
“煤电+”耦合发电

本报讯 近日,国家能源局在其发布的《关于政协第十三届全国委员会第四次会议第1904号(经济发类248号)提案答复的函》中表示,高度重视“煤电+”固废耦合发电的科技创新和产业链优化升级,会同科技部拟将燃煤耦合生物质(包括农林废弃物、市政污泥、生活垃圾)发电技术列入《“十四五”能源领域科技创新规划》,作为煤电绿色低碳转型的一个技术方向。同时,支持并积极鼓励各地结合自身发展实际,研究出台补贴等地方性支持政策,推动当地耦合发电行业加快发展。

国家能源局指出,“十四五”期间将牵头会同相关部门,组织相关企业、科研机构、高校和国家能源研发平台,积极推动上述规划落地。科技部将会同有关部门部署开展包括煤与生物质耦合发电、煤与光热耦合发电等技术在内的煤炭耦合发电技术研究。

国家能源局表示,下一步将在落实好现行政策基础上,积极会同有关单位健全完善相关制度、政策和措施,进一步推动后续工作。

此外,工业和信息化部也将继续推动工业生产系统协同处理城市废弃物,加大煤电、水泥等行业窑炉协同处置城市固体废物力度,推动煤电、水泥等行业窑炉协同处置城市固体废物先进适用技术装备研发和推广应用。(全晓波)

“国和一号”产业链
联盟在沪成立

本报讯 作为自主设计、代表世界三代核电先进水平的中国核电技术品牌“国和一号”,2月28日在沪成立产业链联盟。联盟将全面提升“国和一号”产业链完整性、安全性和先进性,计划到2023年实现100%设备国产化能力,到2025年建成技术先进安全、装备自主可控、有显著竞争优势的三代核电产业链,形成每年年产800万千瓦装机的产业保障能力。

据介绍,“国和一号”产业链联盟是由国家电投依托型号总体技术单位国家核电(上海核院)发起,联合国内从事“国和一号”核电技术研发、设计、设备制造、大宗材料供货、土建、安装、调试、运行等具有独立法人资格的单位共同建设的公益性非法人组织。联盟将发挥技术引领作用,着力搭建5个现代产业链专项工作平台:型号驱动及协同创新平台、设计设备创新优化平台、设计建安创新优化平台、设计调试运维创新优化平台、市场拓展合作平台。目前,联盟已完成17家会员签约。(沈文敏)