

五部委发文要求热电联产供热企业合理分摊电、热成本—— 电厂热价该怎么定?

■本报记者 卢彬

日前,国家发改委、财政部、住建部、市场监管总局、国家能源局联合发布了《关于清理规范城镇供水供电供气供暖行业收费促进行业高质量发展的意见》,并在完善供暖价格机制一项明确提出“热电联产的供热企业应将成本在电、热之间合理分摊”。

随着燃煤热电联产企业的发电业务利润空间不断缩小,售热业务对其经营业绩的拉升日渐重要。在此背景下,上述《意见》提出的成本分摊将给热电联产机组带来哪些影响?对此,有业内专家指出,如果电、热成本合理分摊等措施能落实到位,将有利于解决热电联产机组定价机制不顺畅、热价不合理等“顽疾”,促进整体效率提升,但煤电企业在供热领域的收入可能会受到影响。

不同热电厂运行差异大

将成本在电、热之间合理分摊,意味着热电联产企业要改变目前电、热生产过程中的成本分配。那么,电厂售热业务究竟会赚更多还是更少?

成本分摊具体会造成什么影响,实际上是不一定的,因为热电厂本身也可以分为两大类,而这两类热电厂受到的影响可能截然相反。”山东省热电设计院院长刘博告诉记者,“虽然都叫‘热电联产’,但也分为以发电为主、余热供热的电厂,以及以供热为主、以热定电的电厂。其中,前者多数是30万千瓦及以上参数高、容量大的纯凝、抽凝机组,热能只作为副产品,而后者多数为小于30万千瓦的机组以热能生产为主要目的。”

刘博指出,上述两个概念的混淆,致使一部分热电厂没有得到应有的重视。“目前大型煤电机组是电力安全的‘压舱

石’,小容量、高效率的供热机组是热力供应的‘主力军’,都有重要职能,但定位上有显著区别。另外,从能耗上比较,背压机组和特定运行工况的小型抽凝机组能耗远低于大机组,因此,不能简单地认为热电厂一定是容量大的效率高,从而一味‘上大压小’。”

“一个现实因素在于,近年来国家严控煤电产能,限制纯发电项目的审批建设,地方和企业为了一些大型发电项目顺利推进,就必须借助热电联产机组的身份。”一位不愿具名的业内专家指出,“笼统地说,发电为主的大机组应更多地按成本核算到发电侧,相应降低热价;30万千瓦甚至更小容量的热电厂成本则应往热能侧倾斜。但实际执行时不能一概而论,要根据具体情况科学分配。”

电厂热价确定有分歧

尽管热电厂可以根据功能、技术路线等分为不同类型,但本质上都是通过燃烧煤炭生产电、热两种产品,应根据什么标准核算成本,继而合理分摊?

刘博认为,确定热电联产机组电、热

成本最科学的办法,是按照热电比,根据热值进行核定与分摊。“热量以热值进行计量,发电量也可以折算为热值,将电、热按照同样的标准计量,可以简单明了地反映热电厂生产出的电、热产品的量,从而实现合理分摊。”

然而,记者了解到,目前很多余热供暖电厂卖给热力公司的热价,已大大超出实际热能生产成本。

清华大学教授付林坦言,他长期倡导的利用电厂余热进行长距离输送的供热方案,在推广过程中一定程度上受到电厂热价的影响。“根据电力行业传统做法,电厂通常按照燃煤锅炉生产蒸汽的成本来确定供热成本,热力公司往往认为由此确定的热价偏高,所以不愿接受,但其提出按照抽汽对发电影响的比例来计算成本,发电企业也不愿接受。双方在这一问题上确实存在分歧。”

但对于以发电为主业的煤电企业而言,降低热价又意味着什么?

“煤电企业开拓供热业务并非因为这个行业有多庞大的利润空间,更多的是经营压力增加后的‘求生’。”江苏某发电央企人士对记者表示,“煤电早已不是利润丰厚的行业,相对而言,售热的确实比售电利润空间大,但这几乎也是电厂仅存的主要盈利来源,如果这部分‘蛋糕’又要压缩,电厂还怎么生存?还要不要再搞供热?”

定价机制待完善

发电企业压力倍增,而作为产业链下游的热力公司,日子也不好过。

“一端是电厂售热价格不愿意降,一端是居民热价没涨,从成本压力这个角度,我们和电厂的境遇其实差不多,政府

也不会允许热力公司成为一个暴利行业。”东部地区某热力公司负责人告诉记者,“不仅如此,我们经营的是热力管网,对接用户,直接承担保障供应的责任。电厂干不下去可以申请破产,热力公司怎么办?”

对于终端热价的问题,刘博表示,早在2005年,国家发改委等部门就制定了“煤热联动”机制,但多年难以执行。“供暖涉及民生,很多地方热价常年不变。与此同时,‘十三五’期间三北地区供暖所得税执行即征即退政策,大多数地方将财政补贴给了热力输送企业,热电企业由此承担了煤热联动机制不到位带来的成本压力。”

与“煤热联动”相似,“煤电联动”机制推出之后几经调整仍难以执行,最终于2020年正式取消。有专家呼吁,供热机组也应参照两部制电价建立“两部制”热价,对部分机组给予容量费用。

山东省发改委2019年发布的《关于民生采暖型燃煤背压机组两部制电价有关事项的通知》明确,山东省民生采暖型燃煤背压机组自当年11月起执行两部制电价,非供暖季执行容量电价,其他时间执行电量电价。而此次发布的《意见》也提出,具备条件的地区要逐步实行基本热价和计量热价相结合的两部制热价。



国内最大规模碳捕集 示范工程进入调试阶段

本报讯 1月21日,国内最大规模15万吨/年二氧化碳捕集和封存全流程示范工程(以下简称“CCS示范工程”)在国华锦界电厂正式受电一次成功,标志着该项目已完成安装建设工作,全面进入调试阶段。

CCS示范工程是陕西省2018年重点建设项目和国家能源集团重大科技创新项目,同时获得国家重点研发计划“用于CO₂捕集的高性能吸收剂/吸附材料及技术”的支持。为顺利完成该工程建设,国华电力多次优化设计方案,采用先进化学吸收法工艺,集成了级间冷却、分馏解吸、MVR等多种高效节能工艺,创新应用了高效低端差换热器、超重力反应器、改性塑料填料等设备及材料。

据悉,CCS示范工程投运后可实现二氧化碳捕集率大于90%、CO₂浓度大于99%、吸收剂再生热耗低于2.4GJ/tCO₂,整体性能指标达到国际领先水平,为我国燃煤电厂大规模碳捕集提供技术支撑。(郭华)

中广核“和睦系统”实现 多技术多堆型应用覆盖

本报讯 记者朱学蕊报道,中广核1月21日在其2021年度媒体通报会上透露,由该公司旗下广利核公司研发的我国首个具有自主知识产权的核级数字化仪控系统通用平台——“和睦系统”已在国内15台新建核电机组得到应用,实现了多技术、多堆型的应用覆盖。同时,该平台在商运阶段和现场调试阶段的稳定、可靠,保障了我国核电机组安全稳定运行。

广利核公司副总经理李明钢介绍,和睦系统及其系列自主产品目前已覆盖我国90%以上的在建和在运核电站,同时在新领域应用方面取得重大进展。2020年3月,该公司签订英国欣克利角C核电站应急柴油仪控系统项目协议,“和睦系统”产品将首次在欧洲核电站实现应用。“此外,‘和睦系统’还首次实现了在工业抗震保护系统、核级级冷水机控制保护系统、汽轮机控制系统的应用,进一步提高了我国核电重大设备的自主化、国产化水平。”

据了解,截至目前,中广核在建核电机组达7台,装机容量821万千瓦;在运核电机组24台,装机容量2714万千瓦;国内新能源总装机规模突破2400万千瓦,境外在运新能源装机达到1147.5万千瓦,为17个国家和地区提供清洁电力。

中广核新闻发言人袁昌红介绍,2020年中广核实现上网电量2721.9亿千瓦时,较2019年增长超过100亿千瓦时。“全年清洁能源上网电量对应减排二氧化碳约2.2亿吨,环保效益相当于种植了超过61万公顷的森林。”

核电运营方面,2020年,中广核24台核电机组保持安全稳定运行,世界核运营者协会WANO指标中,72.6%的指标达到世界先进水平,平均能力因子连续三年保持92%以上,其中宁德核电2号机组全部WANO指标达到卓越值。此外,截至1月21日,岭澳核电1号机组连续安全运行达5312天,继续刷新并保持国际同类型机组安全运行天数纪录,比排名第二的外国机组领先近15个月。同时,大亚湾核电基地6台机组WANO综合指数首次全部达标,创商运以来最好水平。

江西如期完成小水电 清理整改目标任务

本报讯 水利部日前发布消息称,江西省小水电清理整改领导小组办公室日前南昌召开第七次协调会,同意对江西省4121座小水电站清理整改工作销号,并审议通过了拟联合上报的《江西省小水电清理整改工作总结报告(审议稿)》。据悉,此次会议召开标志着江西省小水电清理整改任务目标如期完成,江西成为继浙江之后全国第二个全面完成小水电清理整改工作的省份。

公开信息显示,通过小水电清理整改,江西农村水电站实现了生态安全,位于自然保护区核心区、缓冲区的51座农村水电站全部解网退出,列入重点监管名录有生态流量泄放要求的2552座农村水电站改造完成了生态流量泄放设施并下泄生态流量,修复减水河段1306公里。另外,江西省已建农村水电站涉及立项审批、环境影响评价、水资源论证(取水许可)、土地预审、林地征(占)用等共13200余项合法合规手续全部得到完善。同时,2020年江西省成功创建19座全国绿色水电示范电站,居全国第三。通过小水电清理整改工作,江西进一步完善了小水电监管制度,健全了监管体系,加强了监督管理,建立长效发展机制,依法依规、科学合理、绿色开发水能资源的转型发展格局基本形成。(赣讯)

中企总承包越南海阳煤电项目2号机组完成试运行

图片新闻



越南当地时间1月18日13时,西南电力设计院与中国能建国际公司联合总承包的越南海阳燃煤电厂工程2号机组顺利完成336小时试运行。

海阳煤电项目建设2台60万千瓦亚临界发电机组,采用“一机两炉”模式,配置4台30万千瓦循环流化床锅炉。全部建成后,预计年发电量80亿千瓦时。图为海阳煤电项目。

西南电力设计院/图文

碳排放占比达41%,发电企业陆续亮出减碳“计划表”

电力行业按下碳达峰“加速键”

■本报实习记者 赵紫原

国家发改委1月19日举行新闻发布会,就如何围绕实现碳达峰、碳中和目标提出若干要求,其中包括大力调整能源结构,即稳步推进水电发展,安全发展核电,加快光伏和风电发展,加快构建适应高比例可再生能源发展的新型电力系统,完善清洁能源消纳长效机制,推动低碳能源替代高碳能源、可再生能源替代化石能源。

与能源主管部门这份“指南”相对应的,是电力央企的碳达峰“计划表”。

国家电投去年底就表示,计划到2023年实现国家电投在国内的“碳达峰”,而截至去年底,该公司清洁能源装机占比已达56.09%;华能集团近日也表示,确保到2025年华能低碳清洁能源装机占比超过50%,未来5年清洁能源装机达到8000万~1亿千瓦;国家能源集团日前透露,该公司未来5年预计可再生清洁能源装机规模达到7000万~8000万千瓦;大唐集团1月21日的年度工作会提出,2025年非化石能源装机超过50%,提前5年实现碳达峰。

公开数据显示,目前我国电力行业碳排放占比达41%。截至2020年11月底,全国6000千瓦及以上电厂装机20.0亿

千瓦,其中火电12.3亿千瓦,是未来十年碳达峰的绝对“主力”。

2025年煤电或达峰值

华北电力大学经济与管理学院教授袁家海预测,我国煤电规模将在2025年前后达到12亿千瓦的峰值。“若用电需求达不到预期水平,可选择性地封存5000万千瓦运行年限超过25年的煤电机组,无论如何都不应将煤电规模扩张到高于12.5亿千瓦以上的水平。”

“目前对电力系统碳达峰,大多基于电源类型进行测算,即某年电力系统碳排放量仅与该年份火电发电量有关,而非火电电源发电量无关。新能源和可再生能源发电过程中不产生碳排放,因此碳排放的‘账’由火电承担。”北京先见能源咨询有限公司总裁尹明告诉记者。

如何理解碳达峰对未来我国电力系统的发展路径以及政策制定的影响?尹明表示,上述模式下的政策导向很明显,火电发电量逐年下降,在电力市场中,尽量减少火电发电量,再以可再生能源发电替代火电发电量。

不过,一位不愿具名的业内人士替火

电“打抱不平”。他表示,火电减少碳排放是应有之义,但目前火电明显成了避而不谈的“敏感词”。“其实无需戴有色眼镜看火电,只要新能源发电需要灵活性资源配合,火电灵活性未被其他灵活性资源完全替代,就不可能完全退出电力系统。”

尹明指出,灵活性火电将为新能源消纳负担“无限责任”,即为增加新能源消纳而产生碳排放的责任全部要灵活性火电无偿承担,可能有失公平。

上述业内人士对此表示赞同:“目前,火电灵活性改造补偿机制尚不健全,没有长期可预见的盈利模式,改造也远不及预期。随着高比例新能源并网,火电功能将愈发重要。火电行业急盼的合理回报补偿机制,是电力行业健康发展的需要。”

碳达峰挖潜关键在碳市场

对于电力行业实现“碳达峰”的路径,北京绿色交易所总经理梅德文表示,包括行政和市场手段。“北方农村曾有个口号,‘谁烧煤,就抓谁’,或者‘关停并转’,这是典型的行政手段,短期见效,但成本大、效率低。电力行业要想达到碳达峰,需要从碳市场挖潜。”

“据有关统计,中国发电行业全年碳排放总量约为40亿吨,尽管全国碳市场目前只有电力行业,但其正式启动后,必将超过欧盟碳市场,成为全球最大碳市场。目前,共有2225家发电企业为重点排放单位,其碳排放从2019年1月1日起直接纳入全国碳市场管控,即通过市场化方式推动现有火电企业提质增效。”梅德文表示。

尹明认为,电力系统碳达峰,一定要重视技术创新和市场建设。“建立火电灵活性价值的补偿机制的同时,也要加强其他灵活性资源相关技术研发、业务开发和模式创新,特别是加强探索各类储能技术路线,重视源网荷储的协同一体化利用。”

袁家海指出,碳中和并不代表着不排放二氧化碳,而是通过减排和固碳的方法,使碳的排放量与被吸收量达到动态平衡。“因此,植树造林、碳捕获与封存(CCS)等固碳手段和生物质发电耦合CCS等负碳技术需加快发展。此外,推进碳市场建设,引入碳价和碳税等金融政策,将投资由化石能源行业转向清洁能源领域,增强金融系统韧性,引导我国能源行业加速低碳转型。”