

浙江拟调降交易电价 看各方如何反应

■本报记者 苏南

近日,一则浙江省相关政府部门拟于预调降交易电价的方案在业内流传。按照方案,浙江省发改委拟要求调降该省煤电、核电企业2022年度交易电价。方案初步拟定的要求是,浙江省内煤电、核电企业2022年度交易价格需在年初已完成结算的价格基础上上下浮0.01466元/千瓦时。浙江2022年度交易加权平均价格为0.49836元/千瓦时,以此测算,方案拟调降的交易电价幅度约为3%。

浙江省发改委相关知情人士在接受记者采访时表示:“确有此方案,目的是为了降电价。但如果反对舆论过于强烈,也不排除方案被撤回的可能”。在受访的业内专家看来,今年浙江省的电价合同已经签了,价格也已经执行了,政府这种“事后找补”的做法并不利于深化电改。

调降交易电价方案如果实施,无疑会进一步减少火电、核电企业的售电收入

对此,记者致电采访多家能源央企、售电公司,均被以“话题敏感,不便回答”“市场身份敏感不宜发表言论”等为由拒绝。

有业内人测算,如果浙江省的这一调降交易电价方案实施,仅浙能集团一家就将被追溯13.51亿元电费。浙能、国家能源集团、华能、大唐、华润、中核6家发电集团预计合计将被追溯25亿元。

中国能源研究会配售电研究中心副主任吴俊宏表示:“浙江省的调降交易电价方案如果实施,无疑会进一步减少火



资料图

电、核电企业的售电收入。特别是对于火电企业而言,如果叠加电煤燃料成本价格高居不下,将直接影响该省火电企业的盈利水平。”

事实上,自2021年以来,煤电企业就不入敷出,陷入全面亏损。去年,我国煤电比价关系严重扭曲,全国煤电企业亏损面最高时接近100%,这一数字在去年末时仍高达80%以上,煤电企业亏损额超过3000亿元。今年上半年,煤电企业亏损形势有所好转,但仍比去年同期增亏减利。中国电力企业联合会公布的数据显示,今年上半年,

大型发电集团仍有超过一半以上的煤电企业处于亏损状态。

例如,浙能集团旗下上市公司浙江电力近日发布的2022年半年报显示,该公司2022年1-6月实现营业收入359.23亿元,同比增长20.58%,但归属于上市公司股东的净利润为3.98亿元,同比下降83.97%。

华南理工大学电力经济与电力市场研究所所长陈皓勇认为,浙江省电力交易结果确定后,政府却突然拟一个文件降价,且与之前颁布的文件冲突,此种行为不利于我国深化电改。

调降交易电价不应该给社会造成错觉,不能让用户以为是市场化行为限制了政府降电价

浙江省政府拟于预调降交易电价的出发点是降电价。今年,浙江工商业电价上涨,部分涨幅甚至超过20%。浙江电力交易中心公布的《2022年7月全电力市场损益清算结果》显示,该省7月全电力市场损益清算合计亏损49.9亿元,其中居民、农业用电亏损39.91亿元,工商业用户对居民、农业用户的实际分摊电费高达34.9亿元。“对比前6个月电费4—3.62亿元的亏算区间,7月的亏损额实在太高。”某知情人士透露,“调降交易电价的根本原因是今年迎峰度夏期间高价买入了缺口电量。调降交易电价的初衷是为了降电价。”

但是,浙江省发改委此前印发的《2022年浙江省电力市场化交易方案》明确指出“市场化直接交易价格由市场主体通过交易平台形成,第三方不得干预”“市场化交易价格一旦形成不得变更”。

在吴俊宏看来,浙江拟调降交易电价不应给社会造成错觉,不能让用户以为是市场化行为限制了政府降电价。电力市场改革的目的是发现合理的电力成本价格,促进全社会成本最低地使用电力,而不是为了降成本不计后果地降低发电端电价。

吴俊宏认为,通过市场交易确定的价格,除非严重影响到了地区用电安全和社会用电成本,都不应该再由政府干预降价。我国依据电力市场规则设定的交易价

格本就有上下浮动范围限制,可以有效防止电力交易价格过高或者过低造成社会风险。在既有规则下通过合法行为形成的交易价格,不仅不应该事后调整,而且应该得到政府的保护。

解决问题的关键不应是事后干预交易电价,而应该坚决深化电改

我国本轮电力体制改革已走过7年有余,电力市场化建设取得了初步成效,通过借助合理的市场机制降本增效的效果正逐步显现。业内人士普遍认为,政府为了保障经济发展降低用电成本的迫切心情可以理解,但解决问题的关键不应是事后干预交易电价,而应该坚决深化电改。

“降低电力成本的抓手不仅有发电端价格,还有输配电价,以及创新和保障更经济的电力生产消费模式。”吴俊宏表示,“要降低电力成本,就应该坚持进一步深化电力体制改革,从电力市场化交易、输配电价监管、配售电业态模式创新等方面务实推动、优化完善。”

一位不愿具名的业内人士认为,浙江省此次的拟调降交易电价方案如果强行实施,或对市场信心产生较为严重的打击,甚至可以说是电改中的开倒车行为。电价高是由多种因素造成的,既有市场结构本身的问题,也是今年电力供需紧张的正常体现。正确的做法应该是对症下药,一方面进一步规范和优化电力市场设计和监管,避免各种乱象,另一方面要释放合理的政策引导信号,增加电力供应。

中海油盐城绿能港一期扩建工程 10号 LNG 储罐升顶到位



图片新闻

日前,江苏省盐城市滨海港工业园区内的中海油盐城绿能港一期扩建工程10号LNG储罐顺利升顶到位,标志着绿能港项目一期和一期扩建工程的储罐主体结构施工基本完成,为按时投产奠定了基础。图为9月22日早晨,该工业园区内10号LNG储罐升顶完成后,施工技术人员和工人检查穹顶。 人民图片

关注

本报讯 9月22日,白鹤滩水电站8号机组顺利通过并网调试72小时试运行,正式转入商业运行,标志着白鹤滩水电站左岸机组全部投产发电。

白鹤滩水电站位于四川省宁南县和云南省巧家县交界的金沙江下游干流河段上,是当今世界在建规模最大、技术难度最高的水电工程。

该水电站共安装16台单机容量100万千瓦水轮发电机组,其中1号至8号机组布置在左岸厂房,9号至16号机组布置在右岸厂房。本次投产的8号机组是白鹤滩水电站投产发电的第12台百万千瓦水轮发电机组。

截至目前,白鹤滩已投产机组均处于安全稳定运行状态,累计发电量超过410亿千瓦时,有力保障了电力安全稳定供应。

白鹤滩水电站百万千瓦机组单机容量世界第一,其研制、安装调试难度远大于世界在建和已投运的任何机组,被誉为当今世界水电行业的“珠穆朗玛峰”。

据了解,白鹤滩百万千瓦机组均实现了数字化智能制造,采用全生命周期质量管理体系,制定标准,优化工艺、严格质量控制,实现了一次安装完成、一次启动成功、一次试运行成功,达到了“精品机组、美丽机电”目标,创下了多项水电行业新纪录。机组运行指标优良,振动、摆度值约0.06毫米,仅为一根普通头发丝直径大小。发电机三部轴承、定子绕组温升均满足设计要求。水轮机最优效率96.7%,居世界领先水平,有效带动了水电装备产品及全产业链的升级换代,推进了国产化进程。

白鹤滩水电站全面建成投产,将成为仅次于三峡电站的世界第二大水电站,多年平均发电量可达624.43亿千瓦时,每年可节约标准煤约1968万吨,减少排放二氧化碳5160万吨。

作为国家“西电东送”的重大工程,白鹤滩水电站生产的电将通过“白鹤滩-江苏”“白鹤滩-浙江”两座±800千伏特高压直流输电工程外送,为华东地区提供强劲的电力支撑,有效提高该区域的清洁能源比重,为长三角经济发展注入强劲的绿色动力。(杨文)

白鹤滩水电站左岸机组全部投产发电

7年间消费量下降58.7%

我国散煤综合治理成效显著

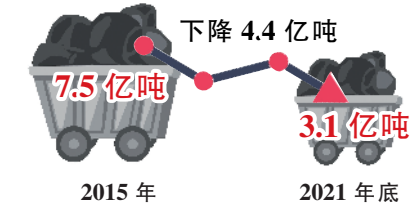
■本报记者 仲蕊

近日,陕西省发改委印发《陕西省贯彻落实〈关中平原城市群建设“十四五”实施方案〉的工作方案》,其中提出加大钢铁、焦化、铸造等重点行业提升改造力度,加快淘汰落后煤电机组,实现重点区域的平原地区散煤基本清零。

“十三五”期间,以大气污染防治为抓手,我国散煤治理体系不断完善,在工业小锅炉淘汰关停、“散乱污”企业整治、窑炉专项治理、北方清洁取暖等领域持续推进。业内认为,为实现美丽中国和“双碳”目标,“十四五”将是深化散煤减排降污协同治理、能源绿色低碳转型的关键时期,亟需破除可持续发展障碍,进一步提高治理措施有效性。

■7年内散煤消费量削减过半

“当前,我国散煤治理进程已过半,数据显示,工业领域对散煤削减贡献最大,约占48%,民用领域贡献占20%左右。整体来看,我国散煤治理取得了积极成效。”北京大学能源研究院气候变化与能源转型项目副主任李雪玉指出,未来,散煤治理区域将逐渐向东北和西北地区扩展,同时在工业领域中也面临着淘汰落后产能和清洁能源



替代等艰巨任务。

第七届中国散煤综合治理大会上发布的《中国散煤综合治理调研报告(2022)》初稿(以下简称《报告》)显示,2015—2022年,我国散煤治理成果显著,截至2021年底,我国散煤消费量削减了约4.4亿吨,仅为3.1亿吨,较2015年的7.5亿吨下降了58.7%。《报告》认为,散煤治理在过去7年间成效显著,散煤消费量已削减过半。据初步估算,2015年散煤消费总量约为7.5亿吨,工业散煤占比超过60%,民用散煤分散,治理难度大。经过多年攻坚行动,得益于政策的高效实施、中央财政的大量投入,以及环保督察制度的建立,散煤消费量下降明显。

李雪玉介绍,在工业散煤领域,建材行业小窑炉散煤用量下降了约76%,工业小锅炉散煤用量下降约80%。民用散煤则随着2017年开始的北方地区清洁取暖改造而稳步下降。通过“煤改气”“煤改电”可再生资源供热等方式,截至2021年,北方地区清洁取暖率超额完成规划目标,民用散煤用量比2017年下降了约32%。

清洁取暖取得积极进展,带动空气质量明显改善。中国工程院院士、清华大学环境学院院长贺克斌表示,重点行业提标改造、工业锅炉改造、落后产能淘汰、散煤清洁化替代显著提升污染物减排效果。农村清洁取暖是对全国、京津冀和汾渭平原PM_{2.5}浓度改善贡献最大的措施,分别占减排总贡献的26%、39%和35%。

■治理重点向民用领域转移

考虑到重点区域散煤治理工作的不断深入,散煤的消费结构和分布区域也在发生变化。《报告》认为,散煤治理已经由以工业领域为主转变为以民用领域为主。与此同时,工业和民用领域的散煤治理工作重心都在转向非重点区域,主要表现为工业

小锅炉的散煤治理主要分布在东北地区和内蒙古,其次是华东和西北地区;北方清洁取暖改造则向东北和西北地区扩展。

需要注意的是,民用散煤治理,特别是清洁取暖,也面临着复合型经济难题及配套政策有待完善等挑战。《报告》指出,在部分清洁取暖试点地区,已出现“降室温减支出”现象,即居民为降低费用支出而调低室温。尽管地方层面的清洁取暖建设和运行补贴不断优化,但受新冠肺炎疫情和经济压力影响,地方财政面临较大压力,清洁取暖的经济性问题越发突出并亟待解决。此外,面对农村可再生能源清洁取暖和用能电气化趋势,包括标准体系、激励机制、资金在内的支持性政策仍有待完善。

中规院(北京)规划设计有限公司低碳中心主任工程师覃露才表示,对东北和西北部分地区的调研显示,农村清洁取暖改而不用或用不好、返煤等问题依然存在。加之近几年燃气价格上涨等因素作用,西北和东北地区的经济承受能力和发展程度远不能支撑散煤的可持续发展。

“在用能方面,农村地区的清洁取暖与城市不同,城市有大量的基础设施和完善的社区化服务体系,可实现即开即用。但农村地区涉及资源可获得性和经济可承受性等问题,如不予以解决,农村地区散煤治理将难有立足点。”农业农村部农业生态与资源保护总站首席专家李景明表示。

■“十四五”继续削减散煤2亿吨

专家指出,在美丽中国和“双碳”目标

指引下,散煤治理仍需保持定力,在工业和民用两方面持续推进散煤清洁化、减量化和替代,力争在“十四五”期间削减散煤2亿吨,到2030年基本解决散煤污染问题。从清洁化和低碳化协同治理的角度来看,民用散煤治理需结合新农村建设,统筹构建农村清洁、低碳能源供应和服务体系;工业散煤治理需继续深入,淘汰落后耗煤设施,有序推进清洁能源替代。

为保障下一步散煤治理工作的高效推进和多渠道化解经济难题,《报告》建议明确可再生能源在清洁取暖中的战略地位,明确不同技术路线的使用条件、技术要求、运维服务标准等,为不同经济条件的用户提供梯级技术清单、多能互补或技术组合方案。同时,加快良性的市场化发展,企业向系统性能源服务转型。加快落实农村建筑节能提升,通过加强农房及农村建设管理,细化农村建筑节能改造要求,建立健全农村建筑节能提升申报和考核标准,因地制宜制定差异化农村建筑节能改造技术方案等方式推进。在资金方面,坚持财政、金融两手发力,提高中央资金带动作用。

李雪玉还称,当前,重点区域工业小锅炉整治已基本完成,立足当下,在全国范围内强化治理措施将成为下一步治理的关键,同时要做到动态追踪,包括动态管理产业结构调整和后产能清单、构建排污许可证的证后监管技术体系、建立健全污染治理设施的日常管理制度等。对于农村地区,要统筹构建农村能源社会化服务体系,将清洁取暖纳入其中。