

中国工程院院士杜祥琬:

# 减污降碳不是简单地拉闸限电

■本报记者 朱妍

正值秋冬季,大气污染防治进入一年之中的攻坚期。记者了解到,多地治理虽取得实效,但空气质量改善成果还不稳定,尤其是京津冀及周边、汾渭平原等重点区域重污染天气仍高发频发,PM<sub>2.5</sub>浓度分别为全国平均水平的1.5倍、1.3倍,直接影响“十四五”空气质量改善任务的完成。此外,上半年“两高”行业产品产量、煤炭消费量等出现明显反弹,进一步加剧治理压力。

如何寻求突破?中国工程院院士、原副院长杜祥琬向记者表达了他的观点。

## 减污与降碳尚未实现协同增效

我国产业结构偏重、能源结构偏煤、运输结构偏公路等问题尚未根本改变,导致大气污染防治形势依然严峻。以2020年为例,全国仍有37%的城市PM<sub>2.5</sub>浓度超标,其中24个城市超标50%以上;77%的重度污染由PM<sub>2.5</sub>引起,个别城市重污染天数超过40天。

与之形成对比的是,末端治理空间和减排潜力越来越小,一味延续传统方式不再适用。杜祥琬提出,以降碳为重点战略方向,减污与降碳需协同增效。“减污针对二氧化硫、氮氧化物、细颗粒物等污染物排放,降碳是以二氧化碳为代表的温室气体减排。二者概念不同,但是同根同源,在工作方向上高度一致。大部分大气污染物及二氧化碳排放,均来自煤炭、石油等化石能源的燃烧。”

“目前,减污取得阶段性进展,但大气环境尚未实现根本性好转,PM<sub>2.5</sub>浓度还处

于高位。”杜祥琬坦言,已有成效主要是靠末端治理,诸如燃煤电厂脱硫脱硝、工业尾气减排等方式,作为根本之道的源头治理措施却占少数。“近两年,我国煤炭消费占一次能源消费的比重逐年下降,但煤炭消费总量并没有下降。从绝对量来看,整个化石能源消费是在上升的。”

杜祥琬还注意到,我国碳排放强度明显降低,二氧化碳排放绝对值却未减少。“今年上半年,全国碳排放量较去年、前年同期,分别增加了11%和8%。减污与降碳协同治理了吗?还有观点认为,碳中和就是让碳汇量等于排放量,这样说有点简单,一定要通过二氧化碳绝对量减少,使减排后的剩余排放量与人类活动增加的碳汇、碳吸收利用量相对平衡。”

## 煤耗空间密度大导致高碳排放

在杜祥琬看来,减污降碳仍需克服巨大困难,为此首先要充分认清当前形势。

从大气污染排放来看,各种污染物来源多样、成分复杂。“但多项研究一致表明,源于煤炭、石油等燃烧产生的一次颗粒物、二次颗粒物,占到PM<sub>2.5</sub>排放的2/3以上,包括移动源、工业源、生活源等。”杜祥琬表示,这是下一步减污的重点与难点。

再看碳排放情况,历经本世纪初的陡坡期,我国新增排放已进入趋缓期。总体来看,我国人均碳排放量并不算高,但单位GDP碳排放强度仍高于世界平均水平。“现在就是要通过碳排放强度的降低实现碳达峰,让排放量不再升高且开始下降。”杜祥琬向记者举例说明问题的

严峻性,“我国胡焕庸线以东地区,国土面积约为全球陆地面积的1/30,在这块土地上,每年消耗了全球煤耗的50%左右。单位国土面积消耗的煤炭,即煤耗空间密度是全球平均值的15倍。如果单独计算京津冀地区,排放数据更为严重,这也就不难理解京津冀及周边污染一度那么严重。”

杜祥琬进一步表示,高碳排放背后主要包括4个因素叠加影响。“一个是我国人口密度高,这是基本国情;二是我国单位GDP能耗强度依然偏高;三是在我国一次能源消费结构中,煤炭占比高,与欧美国家油气比例高的情况不同;四是在煤炭使用中,非发电燃煤比例较高。发达国家即便用煤,主要也是发电。我们除了发电外,接近一半的煤用于工业等领域,包括污染程度最高、最低效的散烧煤仍未完全消除。”

## 协同增效着力点在于源头治理

结合现状,杜祥琬提出,减污降碳是一个复杂的系统工程,应把握好节奏,积极稳妥发展。“既要防止‘一刀切’,比如以为简单地拉闸限电就是低碳,同时要防止转型不力带来的落后、无效投资。协同增效着力点在于源头治理。”

具体而言,一是节能提效,产业结构调整潜力最大,扭转产业偏重、能源偏煤、效率偏低现状,进而减少工业等领域用煤。“技术进步也会带来显著的节能效果。比如改变工艺流程,一部分用煤环节改造成用电或用氢,制造业生产的装备和产品采用低

碳技术,采用数字技术提高生产和管理效能等。”杜祥琬提醒,重视固废资源化利用的价值。“提高资源化比例,可减少垃圾填埋所产生的甲烷等温室气体。实施垃圾焚烧发电或制沼气,能够增加可再生电力或生物质气。固废中含有有色金属等多种再生资源,加以合理利用,有助于大幅降低冶金煤耗。”

二是大力推进能源清洁化、低碳化,提高电力在终端能源消费中的比例,构建以新能源为主体的新型电力系统。杜祥琬认为,在稳妥减少煤炭消费、清洁高效利用煤炭的同时,要注重回归科学产能,减少煤炭非发电用途。“非化石能源的发展离不开储能技术支撑。未来5年,电化学储能成本有望降低1/3,未来10年再降66%-80%,由此带来的节电成本可抵消储能设备成本。”

杜祥琬预测,全国煤炭消费量可在“十四五”期间达峰,石油和天然气将在“十五五”“十七五”期间梯次达峰。“我们有望在2027-2028年实现碳达峰,峰值在105亿-110亿吨二氧化碳,其后采取更有力的措施,进入实现碳中和目标的阶段。在此驱动下,全国PM<sub>2.5</sub>平均浓度有望从2020年33微克/立方米降至2030年30微克/立方米以下,进而产生更强的协同效应,2060年进一步到15微克/立方米。”



## 浙江舟山:第100艘液化天然气船到港



## 图片新闻

10月13日,巴拿马籍的“BISHU MARU”(尾州丸)号LNG船带着15.5万方天然气从美国安全抵达浙江舟山,顺利靠泊新奥舟山LNG接收站码头。

据舟山海关现场监管关员介绍,新奥舟山LNG接收站自2018年8月7日接卸首船以来,已累计接卸100艘LNG船。目前,新奥舟山LNG接收站已成为浙江省第二大稳定气源,为华东地区天然气迎峰度夏、冬季保供发挥了重要作用。

人民图片

## 部委消息

### 煤电油气运保障工作部际协调机制: 做实做细今冬明春能源保供具体安排

本报讯 记者贾科华报道:10月12日,国家发改委主任何立峰主持召开煤电油气运保障工作部际协调机制全体成员会议,研究扎实推进今冬明春能源保供各项重点工作。

会议强调,能源是关系经济社会发展全局的大事,保障能源安全是“六保”的重要内容。要按照党中央、国务院决策部署,切实发挥好煤电油气运保障工作部际协调机制作用,保障今冬明春能源安全稳定供应。一是依法依规加快释放煤炭先进产能,保证稳定生产;二是加快非计划停运煤电机组并网运行,应发尽发;三是加快落实深化燃煤发电上网电价市场化改革政策,着力纾解煤电企业困难;四是科学有序实施“压非保民”,坚决守住民生用能底线;五是抓紧出台国务院常务会议已明确的相关政策,促进煤电油气运各环节平稳有序运行;六是坚决纠正一些地方不当行政措施,坚决防止一家企业出事故、全域企业停产整顿等情况发生;七是切实做好北方地区农村清洁取暖工作,确保民生供暖补贴落实到位。

会议要求,各成员单位要进一步强化责任担当,做好衔接配合,以钉钉子精神做实做细今冬明春能源保供各项具体安排,保障人民群众温暖过冬。

### 9月份全社会用电量同比增长6.8%

本报讯 记者贾科华报道:10月13日,国家能源局发布9月份全社会用电量等数据。9月份,我国经济持续稳定恢复,全社会用电量持续增长,达到6947亿千瓦时,同比增长6.8%,两年平均增长7.4%。

分产业看,9月份,第一产业用电量97亿千瓦时,同比增长14.9%;第二产业用电量4451亿千瓦时,同比增长6.0%;第三产业用电量1292亿千瓦时,同比增长12.1%;城乡居民生活用电量1107亿千瓦时,同比增长3.7%。

1-9月,全社会用电量累计61651亿千瓦时,同比增长12.9%。分产业看,第一产业用电量757亿千瓦时,同比增长18.9%;第二产业用电量40980亿千瓦时,同比增长12.3%;第三产业用电量10826亿千瓦时,同比增长20.7%;城乡居民生活用电量9088亿千瓦时,同比增长7.0%。

### 中国石化龙口液化天然气接收站获批

本报讯 记者贾科华报道:10月13日,国家发改委发布《关于中国石化龙口液化天然气接收站项目核准的批复》,同意建设中国石化龙口液化天然气接收站项目。

《批复》显示,龙口液化天然气接收站项目位于山东省烟台市龙口港区,建设内容主要包括:建设26.6万方LNG泊位1座(改造散货码头),建设22万方LNG储罐4座,配套接卸、气化、装车等工艺设施以及温排水取水工程。根据《液化天然气接收站能力核定办法》(SY/T 7434-2018),在码头达到设计通过能力前提下,该接收站最大能力650万吨/年。

《批复》指出,项目投产后气化服务价格由山东省价格主管部门制定,定价达产期按不超过5年确定。项目单位要努力降低项目投资造价和气化成本,优化市场结构,提高项目整体竞争力。中国石化要积极跟踪国际市场动态,进一步落实长期购销协议和LNG资源,控制气源成本,并采取必要措施保障天然气进口安全和稳定,助力国家能源安全。

《批复》要求,项目单位要按照《国务院关于进一步促进天然气协调稳定发展的若干意见》(国发〔2018〕31号)等要求,建立天然气储备,确保达到国家要求的调峰能力;积极探索调峰市场化运营机制,提供调峰市场化服务;做好接收站公平开放工作,为第三方用户提供公平、公正的接卸、储存和气化等服务。

作为绿色可再生能源,却被排除在绿色电力交易之外——

## 生物质发电遭遇绿电“政策歧视”?

■本报记者 姚金楠



列针对可再生能源的支持和鼓励政策中,生物质能又经历了怎样的境况?

### 认定范围存在分歧

“目前,全球范围内对可再生能源的认定范围还有一定的分歧,但光伏发电和风力发电作为可再生能源是全世界公认的。当前,我国绿色电力的认购对象很多是外向型企业,其产品出口过程中,进口方往往要求生产用电必须是绿色电力,所以在现阶段,我们希望认购企业使用的绿色电力是全球通行的。”有组织绿色电力交易工作的相关人士透露,未将生物质能纳入交易范围的原因正在于此。

根据绿色电力交易试点的相关规定,购买绿色电力的用户将获得“绿色电力消费证明”。同时,国家发改委有关负责人指出,当前,相关主体机构已经做好绿色电力交易和绿证交易的有效衔接,即依据绿色电力的实际交易结果,核算后将绿证划分给购电用户。

生物质发电交易既然无法被认定为绿色电力交易,自然不能获得相应证明。不仅如此,由于生物质发电此前并未被纳入国

家可再生能源信息管理中心绿色电力证书交易平台,生物质发电量的相关交易也无法获得绿证。换言之,无论是刚刚开市的绿色电力交易,还是2017年起试行的绿证交易,生物质能发电都无法参与其中。

### 并不存在政策歧视

现阶段的绿色电力交易是为了“全球通行”。那么,在施行已久的绿证交易中,为何生物质能发电也没能获得一席之地呢?

“其实,2017年绿证在国内问世时,即便是光伏和风电也没有完全纳入其中,分布式光伏、海上风电等都不在其列。而最近几年,绿证交易实际上一直处于停滞状态,交易规模上不来,相关机制也没有捋顺,即便是已经纳入绿证交易范围内的项目都少人问津,就更谈不上再扩充其他品类了。”国家发改委能源研究所可再生能源发展中心副主任陶治说。

陶治表示,在绿证交易相关政策制定之初,绝不是想把生物质能发电排除在外。“只是希望一步步来,从规模化的风电、光伏入手,把一些单体规模较小、申报和交易成本过高的能源品类排在第二步。但问题是第一步

先哑火了,自然也就没有第二步什么事了。”

### 不仅仅是一个能源问题

据陶治介绍,目前,在我国可再生能源电力消纳保障机制实行的过程中,生物质发电是被明确计入的。“消纳生物质发电,就是消纳可再生能源,就会纳入当地的配额考核。”

中国电力企业联合会统计数据显示,截至去年底,我国生物质发电装机容量为2952万千瓦,全国发电装机容量约为22亿千瓦。陶治表示,“在这样的数字对比下就能看出,生物质在发电层面的占比还相对较小。所以在绿电或者绿证交易的过程中,特别是针对一些非能源领域来说,大家一提起新能源,自然先想到的还是风电和光伏发电,如果要花钱去买新能源电力,也更容易选择风电和光伏。”

有行业专家指出:“归根结底,生物质能的发展不仅仅是一个能源问题,还涉及到民生、农业、城市垃圾处理等多个环节,依靠能源政策的鼓励和支持,力度和效果都是有限的,还是需要各相关部门形成合力,共同推动。”