

在全国，碳排放总量居第一位，煤消费总量居第三位

山东下狠心“减煤”

“十三五”减煤10%，“十四五”再减10%

■本报记者 朱妍

山东省人民政府近日印发的《山东省“十四五”节能减碳实施方案》(以下简称《方案》)提出目标:到2025年,全省单位地区生产总值能耗比2020年下降15.5%以上并力争达到全国平均水平,能源消费增量控制在合理区间。同时,重点行业能源利用效率和主要污染物排放控制水平达到国际先进水平。

作为能源消费和碳排放大省,山东的煤炭消费总量、碳排放总量分别居于全国第三和首位,其绿色低碳转型进程在全国都有着典型性。记者了解到,山东亦是煤炭消费、煤炭发电装机占比“双高”大省,推进节能减碳首先离不开以煤为主的省情。在完成“十三五”减煤10%的基础上,该省将继续推动煤炭压减工作。但对于钢铁、化工、炼化等耗煤行业的长期依赖,让减煤任务尤为艰巨。

煤控依然面临严峻形势

粗钢、电解铝、水泥等“两高”产品的产量常年位居全国前三,化工产品门类齐全,多项产能排在全国前列,原油加工能力占到全国的1/4……产业结构倚能倚重,在带来经济增量的同时也形成高耗能支撑。可以说,山东减煤表现正是当前控制化石能源消费的代表性缩影。

“控制煤炭消费总量既是节能减碳工作的重中之重,也是山东推动能源转型的重要抓手。”山东省科学院生态研究所高级工程师邵敏坦言,重点行业恰好也是煤炭压减的切入点,“根本在产业,关键在能源。我们做了大量努力,例如创新性开展能耗产出效益综合评价、煤耗指标收储制度等。一手抓存量优化,一手做增量管理,多措并举完成了国家下达的‘十三五’压减目标。但目前仍不可放松,推动实现碳达峰碳中和

和目标,‘十四五’是起步期和关键期。”

数字为证,减煤还需持续发力。由山东省科学院生态研究所、自然资源保护协会近日发布的报告《山东省“十四五”重点耗能行业减煤路径研究》显示,截至2020年底,山东煤炭消费量为3.9亿吨,较2015年减少了10.9%。尽管如期完成国家下达的压减目标,全省单位GDP煤耗仍比全国平均水平高出38.8%,人均煤炭消费仍是全国的1.36倍。

“‘十三五’期间,山东煤炭消费占比已大幅下降,但66%的比重较全国平均水平还是高出近10%。”邵敏表示,高煤耗进一步带来高排放问题。从《方案》要求的能耗强度来看,山东单位GDP能耗虽已有大幅降低,较全国平均水平依然高出16%;全省碳排放量居全国首位,占比约为全国总量的9.5%,其中煤炭消费产生的排放接近80%。

难在减煤与发展两手抓

究竟还要压减多少?具体从哪里压减?根据《山东省能源发展“十四五”规划》,到2025年,煤炭消费量控制在3.5亿吨左右,煤炭消费比重下降到60%以内。《报告》进一步表示,根据任务目标,“十四五”期间,山东要继续压减煤炭消费10%。记者了解到,其难点不止在于“减”,而是如何实现减煤与发展两手抓。

“减煤和发展之间不是矛盾的,能源刚性需求依然存在,我们要做的是推动绿色低碳高质量发展。”邵敏分析,钢铁、电解铝、化工、水泥、石化五大行业是山东耗煤重点。“‘十三五’期间,全省煤炭消费总量虽减少了10%,五大行业煤炭消费却略有增长,这些都是下一步压减的主要抓手。”山东省工程咨询院相关负责人也称,



航拍港口煤炭堆场,为冬季供暖做准备。视觉中国/图

减少煤炭消耗不是最终目标,而是要提升煤炭清洁高效利用效率。“全省重化工特征明显,传统高能耗高排放产业基数庞大,解决问题不能简单搞一刀切。在压煤前提下,更重要是保证要素的更好优化配置,由此促进产业经济高质量发展。”

对此,本土企业、山东钢铁集团有限公司研究院战略研究所所长滕国兴有着深刻感受。“钢铁是典型的‘两高’行业,但同时也是非常宝贵的资源及基础材料。减煤不等于减生产,而要通过低碳工艺革新、数字赋能等手段,助推全行业高质量发展。”

基于上述理念,滕国兴直言,身为重资产行业,钢铁工艺转型非常困难,稍有不慎很可能影响生产运营,甚至带来不可控的系统风险,减煤很难做到立竿见影。“这就要求我们,既要守住产业链、供应链安全,也要聚焦产品升级、能源高效转换、提高资源利用效率,为生态保护和高质量发展减负增正。”

鼓励建立系统减煤观念

多位业内人士一致表示,山东是我国重要的工业基地和北方经济发展的战略支点,在全国工业和制造业版图举足轻重。其产业结构偏重、能源结构偏煤的格局极具代表性,探索形成有效的节能减碳路径是一场躲不开、绕不过且必须打赢的硬仗,并可在全国范围内起到攻坚和示范效应。

“从能源低碳转型来看,减煤不能仅仅局限在煤炭领域本身,而要跳出能源看能源,不同部门、不同机构之间需发挥联动协调效应,比如产业结构调整对于减煤工作就是一个非常关键的点。”上述负责人提出,同时还要注重技术创新。既包括耗煤行业本身的生产流程再造、技术工艺改革,也要借助新型储能、智慧能源及节能等新技术的力量,一旦有颠覆性进展,将对行业整

体绿色低碳发展起到重要作用。

邵敏认为,在对重点耗能行业各个击破的同时,鼓励建立系统减煤观念,从顶层设计出发统筹推进不同行业间的协调减煤,提高资源循环利用效率。“减煤不能只靠单打独斗。比如重点耗煤项目往往产生大量余热余压,很多时候都浪费掉了,通过回收可用于造纸、纺织等轻工业,或是建筑供暖领域。进一步挖掘这些资源,相当于提高煤炭全流程的利用效率,更科学地管理煤炭消费。”

报告还建议,建立健全能源、煤炭消费情况联控研究项目会议制度,加强行业指导和监管,加强对重点耗能行业煤炭消费情况的监管,并有针对性地提出监管意见建议。针对问题及时建立问题清单台账,明确整改责任、整改措施和时限要求,适时开展“回头看”,确保问题整改取得实效。由此,形成上下联动、条块结合、全社会共同参与的工作机制。

农光互补 一地两用



图片新闻

近年来,河北省南宮市立足于提升土地综合利用率,探索“光伏+农业”发展新模式,积极推进“农光互补”项目建设,上方光伏板发电,光伏板下发展玉米、辣椒、中药材种植,实现“一地两用”。农民通过收取土地租金、农业园区就业或土地返租耕种,获得多重收益。目前,南宮市已建设“农光互补”光伏发电项目75万千瓦。视觉中国/图

关注

大渡河水电总厂 碳减排超2亿吨

本报讯 截至11月8日,大渡河水电总厂自投产发电以来,累计输送清洁电量等效减排二氧化碳超过2亿吨,相当于种植超过60万公顷森林,有效促进了水电开发与绿色环保和谐发展,为保护长江上游生态环境、助力实现“双碳”目标作出了积极的贡献。

该厂作为国家能源集团最大的水电站,下轄瀑布沟、深溪沟两个水电站,是一座以发电为主,兼有防洪、拦沙等综合效益的特大型水利水电枢纽工程,承担着四川电网的发电和调峰、调频及事故备用的重要任务。

自2009年12月首台机组投产发电以来,该厂始终坚持发电和环保并重,积极贯彻落实各项安全环保要求,认真履行生态环保责任,充分发挥水电绿色清洁能源优势,全方位响应能源保供号召,以安全发展促进科学发展,以科学发展助力绿色发展。

该厂充分运用智慧电厂建设成果,不断优化机组运行方式,加强负荷曲线管理,做到科学预判水情,减少耗水率,最大限度提升水能利用率,多发清洁电。实现了提质增效、节能减排,有效发挥水电绿色清洁能源优势,为绿水青山美丽中国建设做出积极贡献。(张玮)

储能跟不上新能源电力步伐,众专家把脉会诊

■本报记者 苏南

“新能源发电占比要实现从现在的12%到超过20%、35%,甚至将来在碳中和情景下达到60%左右,一个重要的支撑条件是储能”“储能是满足新型电力系统灵活性需求的重要组成部分”“我国新型储能市场尚未形成稳定的收益模式”“储能健康有序发展,需要充分发挥政府和市场的的作用”,这是记者近日参加“新型电力系统沙龙”系列活动中听到的声音。

与会专家一致认为,新能源的大规模发展给电力系统的安全可靠运行带来了巨大挑战,作为提升电力系统灵活性的重要手段,储能的发展被寄予厚望。然而,与新能源高速跃升相比,储能行业发展规模相对滞后,未来储能的健康发展需要合理的市场机制与可行的商业模式。

步入规模化发展

“2021年可谓是我国储能市场进入真正意义上的规模化发展。”中关村储能产

业技术联盟副秘书长李臻表示,抽水蓄能作为最主要的一类技术,市场占比在86%以上。

截至2021年底,我国已建抽水蓄能电站总装机规模达到3639万千瓦,抽水蓄能迎来了全面高速发展的新阶段。2022年我国核准24个抽水蓄能项目,装机规模超过3100万千瓦,尤其是最近于9月-10月之间核准了12个。“十四五”期间,已经核准的抽水蓄能电站总投资金额为3451亿元左右。

“不容忽视的是,新型储能的增速非常快。去年新型储能新增2.4GW,同比增长74.5%,高于全球的增速。”李臻表示,去年山东依托共享储能的创新模式,在新增市场中排名第一;江苏和广东延续了用户侧、电网侧储能的发展,在新增储能市场中占比靠前;内蒙古基地的储能投运以后整个内蒙古新增储能规模也在快速上涨。“我们正在统计新型储能规划和投运的项目,预计第三、第四季度会有大幅增长。”

抽水蓄能与新型储能协同发力

特别值得注意的是,与引领全球的新能源相比,国内储能发展有所滞后。据粗略估计,到2060年,电力系统需要的储能大概在10亿千瓦左右,其中抽水蓄能、新型储能、电动汽车的V2G将扮演重要角色。

抽水蓄能专家表示,新型电力系统是一项系统工程,需要处理好火电机组有序退减、风光等可再生能源快速渗透、灵活性资源合理配置三方面的关系。我国提出2030年风光总装机达到12亿千瓦以上的目标,按照15%配置储能的规模估算,至少需要1.8亿千瓦的储能。“目前新型储能和抽水蓄能的发展规模都相对滞后,需要共同发力、协同发展。”

业内人士认为,储能虽然发展滞后,可预测的是新型储能与抽水蓄能将发挥互补作用。我国抽水蓄能站点资源主要分布在东中部地区,建设周期一般较长。新型储能受站址资源约束较小,布局相对灵活,且建

设周期较短。新型储能和抽水蓄能在开发时序、建设布局和响应特性等方面可充分互补,共同为新型电力系统建设提供支撑。

“抽水蓄能和新型储能在新型电力系统中都是不可或缺的,只不过不同的储能形式应用场景有一定区别。”上述专家表示,例如,压缩空气储能的技术原理与抽水蓄能类似,我国在发展沙漠、戈壁风光资源,尤其是缺水的大型风光基地,可以考虑配置压缩空气储能。

因地制宜配置储能

谈及储能行业的发展,北京智中能源互联网研究院副院长白建华认为,电力系统的电源侧和需求侧发生的变化,对储能的发展提出要求。电源侧接入大量靠天吃饭的风光发电资源,以及需求侧终端部门的电能替代,极大地改变了负荷曲线。需要综合考虑电力需求总量、特性、区域分布等特点,对负荷曲线进行适应性的调整和分

析,从而确定所需要的储能规模。

在白建华看来,储能发展需要重点关注几方面:一是关注混合型的发展趋势,即水电、抽蓄、风光电的组合开发;二是关注两部制电价的发展,相比较于辅助服务市场定价简单易行,可以有力地调动新型储能的积极性;三是从全生命周期角度,关注新型储能的安全、寿命和成本问题,并判断与抽水蓄能的合作和竞争关系。

“为支持储能的健康有序发展,需要充分发挥政府和市场的的作用。前期政府推出政策,调动社会积极性,实现储能的快速发展。”自然资源保护协会清洁电力高级顾问王万兴认为,虽然新型储能技术成本下降很多,但目前从经济性、安全性角度来看,还没有达到与其他技术公平竞争的阶段。同时,由于市场主体立场不同,对待两部制电价的水平与结构认识不一致,需要加强与企业、市场主体等深入交流,探讨社会转型成本最少的方案。

万里智库高级研究员王自强表示,从资本市场看,必须利用市场手段来发展储能,尤其是新型储能,要产生经济效益。在发展过程中,一是为配合新能源发展,需要因地制宜地配置储能,避免盲目上马新基建,造成不必要的浪费;二是避免对储能技术的过度保护,需要通过市场化手段,提升储能技术的市场竞争力。