

工业重点领域能效水平有了新标杆

■本报记者 李玲



我国工业企业能效水平显著提升

2021—2022年,规模以上工业企业单位增加值能耗累计下降**6.8%**,重点耗能工业企业单位电石、合成氨、电解铝综合能耗分别累计下降**6.8%、0.8%、2.5%**。截至2022年底,钢铁、电解铝、水泥熟料、平板玻璃等单位产品综合能耗较2012年降低了**9%**以上,均处于世界领先水平。

资料图

近日,国家发展改革委、工业和信息化部、生态环境部等五部门联合印发《关于发布〈工业重点领域能效标杆水平和基准水平(2023年版)〉的通知》(以下简称《能效水平2023年版》),进一步扩大了工业重点领域节能降碳改造升级范围,文件自印发之日起执行。与此同时,《关于发布〈高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平(2021年版)〉的通知》(以下简称《能效水平2021年版》)废止。

在业内看来,《能效水平2023年版》是对《能效水平2021年版》的拓展和提升,对进一步加快推进工业重点领域节能降碳改造升级、实现高质量发展具有重要意义。

■覆盖范围进一步扩大

五部门在《能效水平2023年版》中指出,结合工业重点领域产品能耗、规模体

量、技术现状和改造潜力等,进一步拓展能效约束领域。

记者注意到,《能效水平2023年版》在此前明确炼油、煤制焦炭、煤制甲醇、煤制烯烃等25个重点领域能效标杆水平和基准水平的基础上,新增了乙二醇、尿素等11个领域,进一步扩大了工业重点领域节能降碳改造升级范围,覆盖到能效提升潜力较大、行业发展较快的领域及部分轻工工业领域。

“相较于2021年版的能效标杆水平和基准水平指标,《能效水平2023年版》适当提高了部分重点领域的能效指标值,主要集中在煤化工、纯碱、铁合金等领域,反映了这些行业能效水平跟随行业发展持续改进提升的必然趋势,强化了能效指标的约束和引领作用。同时,部分行业的能效基准水平和标杆水平取值也与正在修订的行业能耗限额标准进行了有效衔接,体现出政策协同联动的特

点,有利于相关行业的长远健康发展。”国家发展改革委产业司相关负责人在对政策解读时指出。

此外,《能效水平2023年版》还对不同企业的能效水平改造期限做了分类规定。其中,对能效低于基准水平的存量项目,《能效水平2023年版》要求各地引导企业在规定时限内改造升级到能效基准水平以上,并淘汰无法按期达标的项目。对此前明确的炼油、煤制焦炭、炼钢炼铁、水泥、玻璃、陶瓷等25个重点领域,《能效水平2023年版》明确,原则上应在2025年底前完成相关升级改造工作;对新增的乙二醇、尿素、钛白粉、工业硅等11个领域,原则上应在2026年底前完成相关工作。

■持续推动能效水平提升

值得注意的是,在碳达峰碳中和目标背景下,相关部门加大力度推动在钢铁、石

化化工、有色金属、建材等重点行业实施绿色化升级改造,推动工业企业能效水平对标达标,取得了较好效果。

工业和信息化部发布的数据显示,2021—2022年,规模以上工业企业单位增加值能耗累计下降6.8%,重点耗能工业企业单位电石、合成氨、电解铝综合能耗分别累计下降6.8%、0.8%、2.5%。截至2022年底,钢铁、电解铝、水泥熟料、平板玻璃等单位产品综合能耗较2012年降低了9%以上,均处于世界领先水平。

在这一过程中,涌现出不少节能降耗典型企业。比如,在工业和信息化部发布的2022年原油加工行业能效“领跑者”企业典型经验与实践案例中,中国石化青岛炼化化工有限责任公司单位产品综合能耗为6.38千克标准油/吨·因数,比标准先进值提升了8.86%。中石油云南石化有限公司单位产品综合能耗6.97千克标准油/吨·因数,比标准先进值提升了0.43%。

“随着产能快速投放和技术更新迭代加快,PTA、乙二醇、钛白粉、轮胎等重点领域存量项目产能规模差异较大,技术水平差距明显。例如,我国PTA的单装置规模从9.6万吨/年到360万吨/年不等,乙烯法乙二醇的装置规模从5万吨/年到90万吨/年不等,硫酸法钛白粉与氯化法工艺的污染物排放存在明显差异,轮胎能效领跑者企业能耗远低于行业平均值,天然碱法制纯碱产能占比快速提升,对联碱法、氨碱法工艺造成明显冲击等。”石油和化学工业规划院党委书记、院长李君发在对《能效水平2023年版》解读时指出,“由于相同领域内的不同企业装置能效水平存在明显差距,通过采用先进绿色低碳工艺、大型节

能技术装备,加快先进技术迭代等对现有装置进行技术改造的方式,能够显著提升行业的能效水平。”

■综合施策助力工业降碳

新的能效水平出炉,接下来如何进一步落实?

《能效水平2023年版》提出要完善相关配套政策,用好政策“工具箱”,打出政策“组合拳”,加快企业改造升级步伐,提升行业整体能效水平。

中国石油和化学工业联合会节能低碳处副处长李森指出,综合施策为推动工业重点领域节能降碳提供重要保障。“要做好工作统筹衔接。针对新纳入技术改造范围的11个重点领域,及时总结前期在重点领域能效摸底、技术改造实施方案制定、重点节能降碳项目推进等方面相关工作经验,及时将新增领域纳入本地区石化重点领域节能降碳工作,确保政策衔接有序,方案稳步实施。”

上述国家发展改革委产业司相关负责人也提出了相关措施:一是强化能效监督考核。充分发挥节能监察、环保监管执法约束作用,强化监督管理,加快推进企业实施节能降碳改造。二是发挥政策激励作用。充分发挥绿色电价、财税等政策激励作用,用好用足制造业中长期贷款和设备购置更新贷款贴息政策,落实好节能专用装备、技术改造、资源综合利用等税收优惠政策。三是加强绿色金融支持。推动金融机构在风险可控、商业可持续的前提下,向节能降碳改造升级项目提供绿色信贷、绿色债券等高质量金融服务,有效激发企业主体绿色低碳转型内生动力。

青海再促光热发展引热议

■本报记者 姚金楠

近日,青海省能源局、国家能源局西北监管局、青海省发展改革委、青海省自然资源厅和青海省林草局联合发布《关于推动“十四五”光热发电项目规模化发展的通知》(以下简称《通知》),从竞争配置、电价支持、参与市场等多个层面对光热发电给予支持。

今年4月,国家能源局发布的《关于推动光热发电规模化发展有关事项的通知》提出,力争“十四五”期间,全国光热发电每年新增开工规模达到300万千瓦左右。

作为国内首批开发光热发电的省份之一,站在“十四五”新起点,青海如何在光热发电领域再发力?



资料图

明确项目各节点期限 业内褒贬不一

新能源与光热最高比例6:1 有助总装机提升

《通知》指出,在开展竞争配置方面,要结合“十四五”电力需求,以光热配比、镜场配置、调峰调频、技术性能、光热业绩(含建设履约情况)等为主要条件,竞争性配置光热一体化项目(指光热与光伏、风电等新能源的一体化项目)。原则上参与竞争配置项目的新能源与光热最高比例为6:1(科学安排新能源建设时序),鼓励每10万千瓦电站的镜场面积不少于80万平方米,日储能时长6小时以上(年时长最低为2190小时),技术水平要求不得低于国家组织的示范项目。

国海证券行业分析师杨阳指出,目前青海省内项目中,新能源与光热的配比比例以9:1居多。按照此次《通知》提出的6:1计算,在总规划装机量相同的情况下,光热发电装机规模将提升约43%。竞争性配置方案规定了业主参加“新能源+光热”项目的最低准入门槛,同时竞争性的策略也鼓励企业增加光热项目投资比例。

作为青海省内光热产业发展的“排头兵”,海西州早在去年7月发布的《海西州“十四五”清洁能源发展规划》中就指出,“十四五”时期,该州计划示范性发展光热发电,示范性扩展光热发电规模,新增容量55万千瓦。通过示范性发展,形成具有自主知识产权的关键核心技术,提升智能装备制造水平,促进光热发电成本降低,为大规模发展光热发电作支撑。

记者注意到,立足于加强项目管理,《通知》对于项目的工期进度给出明确要求,2023年至2025年,竞争性配置的光热一体化项目中光热部分自取得开发权之日起,应在6个月内完成备案和各项前期工作,12个月内完成投资决策和主体开工建设,30个月内具备全容量投产条件。

不仅如此,针对无法达标的项目,《通知》还制定了相应的惩罚性措施。具体而言,12个月内未开展镜场平整施工且未完成主体工程一方混凝土浇筑的,取消建设资格,自取消之日起项目业主1年内不得参与省内同类新能源开发;光热项目入库投资、工程进度达到75%,配套新能源项目方可申请并网;光热项目延期建成的,转为平价项目(电价0.2277元/千瓦时);日储能时长未达到中标承诺的,整改期间上网电价按平价执行。

虽然上述惩罚性措施是为了加强管理,推进项目如期建设,但仍有光热项目管理行业人士指出,和光伏、风电项目不同,光热项目的整体性非常强。“光伏电站的建设速度可能主要取决于光伏组件的生产能力和项目前期手续的办理情况,安装和施工难度相对较低。风电场建设的重点环节则是前期选址和施工安装。但光热电站却是一个系统工程。最开始的选址踏勘是完全按照传统的火电工程方式推进的,汽轮机、岩泵等核心设备的供货周期也比较长。”

据该行业人士测算,仅就建设工期而言,“从进场敲第一块砖到最终完工,一般需要一年半左右。如果算上整

体的前期工作和相应的融资环节,整个项目周期至少要两年半时间。所以,行业内对于这样时间限制严格的项目进度管理也是褒贬不一。”

降本压力当前 传统火电供应链或迎转型机遇

“我们公司曾经在首批示范项目中拿到过名额,但因为电价政策摇摆不定,后来就没有投资。但是测算的投资金额是20亿元左右,如果不赚钱,得用多少个优质的光伏电站填这个窟窿啊!”国内某能源央企相关负责人表示,当前,光热产业还面临严峻的成本压力。“要实现真正的规模化发展,核心就是降本。特别是在供应链方面,玻璃、支架、导热油、集热管等等,整体产业前端的成本都比较高,在没有国家补贴的情况下,经济性更是无从谈起。”

然而,在前述行业人士看来,对于当前的光热行业而言,“降本”与“规模化”“产业化”之间的关系如同“鸡”与“蛋”孰先孰后的难题。“高成本的投入需要通过大规模产业化的方式消化下来。我们投入了大量的人力、物力、财力,生产出来的产品设备需要有足够的市场空间去释放产能,才能让前期投资回归到一个理性方向。”

“光热是可再生能源,具有天然的储能属性,在技术上与火电相通,有很多先天优势。但如果企业进入这个行业过早,也容易走弯路,很难挺住。”上述央企相关负责人表示,当前,光热行业迎来新一轮政策利好。“特别是一些传统火电的供应链企业,在市场利好的情况下,结合自身转型需求向光热行业靠拢,或将给光热产业发展带来新的想象空间。”

近日,国家能源局综合司发布《关于组织开展煤矿瓦斯高效抽采利用和煤层气勘探开发示范工作的通知》(以下简称《通知》),指出以加快煤层气(煤矿瓦斯)科技成果转化和产业化推广为目标,组织遴选一批技术工艺领先、示范效应突出的煤矿瓦斯高效抽采利用和勘探开发典型项目,引领带动煤层气产业快速发展。《通知》还配套发布了《煤矿瓦斯高效抽采利用和煤层气勘探开发示范工作规则(试行)》(以下简称《规则》)。

煤层气,是指赋存于煤层中的、与煤共伴生的、以甲烷为主要成分的非常规天然气资源。煤层气开采对于减少煤矿瓦斯爆炸事故、扩大清洁能源供给、降低环境污染都具有重要意义。

■遴选先进示范项目

“为充分发挥技术示范引领带动作用,加快推进煤层气(煤矿瓦斯)规模化开发利用,根据‘十四五’煤炭规划《煤层气(煤矿瓦斯)开发利用方案》,组织开展煤矿瓦斯高效抽采利用和煤层气勘探开发示范工作。”《通知》指出。

《规则》明确,示范工作以取得突破或基本成熟但尚未广泛推广的先进适用技术装备为重点,通过实施示范项目,加快科技成果转化和产业化推广,引领瓦斯综合利用商业模式创新,促进煤炭煤层气资源协调发展,带动煤层气(煤矿瓦斯)产业快速发展。

具体来看,在开发利用方面,煤矿瓦斯高效抽采利用示范内容主要包括典型复杂地质条件下瓦斯高效抽采,瓦斯发电、直接燃烧、蓄热氧化、提纯等高中低全浓度瓦斯高效利用,以及其它有利于提升原始煤层瓦斯抽采率、抽采瓦斯浓度及稳定性、抽采瓦斯利用率的先进技术工艺和成套装备。

在勘探开发方面,煤层气勘探开发示范内容主要包括适用不同煤层埋深、厚度、层数、煤阶等具有区域代表性的典型资源赋存条件,资源探明和产能建设效率较高,预期经济性较好的新技术新工艺新装备。

《通知》明确:“将组织评审确定示范项目,加强项目实施跟踪评价,有针对性完善扶持政策,安排专项资金支持项目建设,及时组织示范效果总结验收,加大示范成果宣传推广,促进煤层气(煤矿瓦斯)加快规模化开发利用。”

■以技术创新带动产业发展

近年来,国家持续完善政策支持,加快推进煤层气资源探明和产能建设,资源基础不断夯实,初步建成沁南、鄂东两个产业基地,资源勘查和开发试验拓展到川南黔西、新疆、内蒙古等地区,煤层气增储上产保持良好势头。特

煤层气规模化开发利用加速推进

■本报记者 李玲

别是“十四五”以来,深层煤层气勘探开发技术取得重要突破,进一步拓展了产业发展空间,发挥了良好的示范和带动效应。

陕西省煤层气开发利用有限公司相关负责人表示:“近年来,公司依托科技创新,在低浓度瓦斯综合利用、‘三软’煤层地面瓦斯预抽、煤矿冲击地压地灾区域防治、中深层地热能开发利用、流沙体动水条件井筒涌水治理等方面取得了多项技术突破,有效解决了制约煤矿安全生产难题,推进了绿色矿山建设。”

数据显示,2022年全国煤层气产量达到97.7亿立方米,同比增长17.8%。今年1—4月,我国煤层气第一大省山西累计抽采煤层气34.8亿立方米,创历史同期煤层气产量新高。山西省规划,到2025年,力争新增煤层气探明地质储量5000亿—8000亿立方米,煤层气抽采量力争达到200亿—250亿立方米。

“近年来,我国在煤层气勘探开发领域取得了较大进展。一方面,有朝着深层煤层气方向勘探开发的趋势,深度达五六千米;另一方面,三气(煤层气、页岩气、致密砂岩气)合采技术得到较好应用。在煤矿井下瓦斯抽采方面,一个很明显的变化就是径向长钻孔的应用,钻机能力显著提升,打的钻孔更长,覆盖范围更广,抽采能力更强。”重庆大学资源与安全学院副教授李全贵在接受《中国能源报》记者采访时指出。

■规模化开发仍需努力

值得注意的是,尽管取得了一定成果,但我国对煤层气的开发利用起步较晚,煤层气赋存条件相对较差,同时受地质条件复杂和适应性技术不到位等因素影响,目前煤层气总体产量和利用率还比较低,距离大规模开发利用仍有一定距离。

在李全贵看来,煤层气开发的意义重大。“不管是从能源结构、煤矿安全还是环保角度看,煤层气开发利用都有非常强的必要性。首先,为了不出现在瓦斯事故,从政策角度还是要强制执行‘先抽后采、应抽尽抽’的要求。其次,煤层气开发了这么多年,虽然产量有所提升,但还是很难达到天然气或页岩气那种规模,导致目前市场对煤层气开发信心不足,很足,因此需要更多商业投入,把产业做起来。另外,科研投入不能少,目前我国煤层气抽采效率整体偏低,且不同技术对不同地质条件的适应性低,这些只有通过不断的技术突破去解决。”

“下一步,我们将落实完善煤层气扶持政策,在国家相关科技计划中统筹支持深层煤层气勘探开发理论和技术攻关,部署开展关键技术示范,加强示范成果总结宣传和推广应用,推动煤层气产业快速发展。”国家能源局近日在对十四届全国人大一次会议第1274号建议答复时表示。