

当前,全球碳中和大势所趋。中国将力争于2030年前实现碳达峰,争取在2060年前实现碳中和;阿拉伯国家也在积极寻求能源转型,改变依赖化石能源的局面——中阿双方都面临着保障能源安全和实现能源转型的重大课题。

电价怎么“竞” 央地如何“担”

——中国产业发展促进会生物质能产业分会解读《2021年生物质发电项目建设工作方案》

□ 本报记者 焦红霞

8月19日,国家发改委官网发布消息称,为做好2021年生物质发电项目建设,完善项目建设运行管理,推动行业持续健康发展,国家发改委、财政部、国家能源局研究制定本并印发《2021年生物质发电项目建设工作方案》(以下简称《工作方案》)。

日前,中国产业发展促进会生物质能产业分会根据《工作方案》精神和新时代能源高质量发展要求,对《工作方案》的出台背景、电价竞价规则、补贴央地分担的具体思路及产业发展的政策建议等进行了深入解读。

出台背景及总体思路

据介绍,《工作方案》的出台是为进一步贯彻落实《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》的相关内容,是《完善生物质发电项目建设运行的实施方案》思路的延续;是为压实地方主体责任,科学合理分配2021年度新增生物质发电(生活垃圾焚烧发电、农林生物质发电和沼气发电)项目补贴额度;是为落实“碳达峰、碳中和”目标任务,促进生物质发电高质量发展的又一重要举措。

《工作方案》总体延续了2020年生物质发电项目建设管控思路,按照“以收定补、央地分担、分类管理、平

稳发展”的思路,进一步完善生物质发电开发建设管理。

以收定支,总额控制。2021年度新增生物质发电项目补贴总额为25亿元,高于去年同期(2020年补贴总额为15亿元)。该思路原则充分说明,在双碳目标和乡村振兴战略大背景下,国家发展零碳生物质的初心依旧未变,但在以收定支的基础上,生物质发电行业需要有序稳步发展。

央地分担,国补退坡。为缓解中央财政压力,进一步压实发展生物质能地方主体责任,今年首次启动中央和地方按一定比例分担电价补贴机制。后续每年将动态增加地方承担比例,减少中央财政分担比例,直到增量项目补贴全部由地方承担。

竞价上网,优胜劣汰。为促进行业技术进步和管理水平提升,减少生物质发电项目对电价补贴依赖,充分发挥市场在资源配置中的决定性作用,今年开始实行竞价上网机制。

区别对待,分类管理。为兼具公平和灵活性,客观、务实、合理分配年度新增项目补贴,《工作方案》在三个层面对生物质发电项目进行了分类管理。一是补贴项目分类管理,分为非竞争性项目和竞争性项目;二是竞

争配置分类管理,在竞争性项目中,考虑到不同类别项目发电成本差异较大,又分为农林生物质发电类项目(含沼气发电)和生活垃圾发电类项目;三是央地分担分类管理,考虑到不同地域经济发展差异,把全国分为西部(含东北)地区、中部地区和东部地区。

完善补贴机制及配置规则

根据《工作方案》,要推动生物质发电有序建设,其中包括完善补贴机制。具体而言,生物质发电补贴中央分担部分逐年调整并有序退出,逐年增加用于竞争配置的中央补贴规模。鼓励非竞争配置项目参与竞争配置。未纳入2021年中央补贴范围的非竞争配置项目,结转至次年依序纳入;未纳入2021年中央补贴范围的竞争配置项目,参加次年竞争配置。

《工作方案》明确,2021年1月1日(含)之后核准或开工的生物质发电项目为竞争性项目,补贴资金5亿元,其中,农林生物质发电及沼气发电项目3亿元,生活垃圾发电类项目2亿元;2020年12月31日之前已开工,且于2021年12月31日之前全部机组并网的生物质发电项目为非竞争性项目,补贴资金20亿元;2021年12月31日之后机组并网的非竞争性项目,按竞争性项目进行管理。

《工作方案》指出,非竞争性项目申报与现有申报项目补助清单程序相同,分别按照“项目申报—省级审核确认—项目复审—补贴清单公示和发布”四个步骤进行;竞争性项目与现有申报项目补助清单程序不同的是:项目申报审核后,由国家可再生能源信息管理中心按照竞争配置规则进行排序,具体按照“项目申报—省级审核确认—项目复核排序—公布补贴名单”等步骤进行。

《工作方案》强调了竞争配置规则和央地分担规则。

其中,根据年度非竞争性项目补贴资金规模,按投运时间由先到后,逐个进入补助项目清单,直到当年非竞争性项目补贴额度用完。投运时间相同时,热电联产项目优先。在以上同等条件下,装机容量小的项目优先。

对于竞争性配置项目,根据电价退坡幅度,由高到低进行排序,逐个纳入年度建设管理方案,直到当年竞争性项目补贴额度用完。电价退坡幅度相同时,热电联产项目优先。在以上同等条件下,装机容量小的项目优先。

《工作方案》明确,垃圾焚烧发电项目申报电价补贴时,当地必须出台生活垃圾处理收费制度。

在时间划分上,《工作方案》指

出,《完善生物质发电项目建设运行的实施方案》发布之日(2020年9月11日)前全部机组投运项目补贴由中央财政全额承担,之后(含发布之日)投运项目由央地分担;

完善央地分担比例调整机制,按照“一减、一增、全退出”原则,逐年减少中央财政分担比例,逐年增加竞争配置中央补贴规模,预计在“十四五”末,中央分担部分将全部退出,新增生物质发电项目电价补贴由地方全额承担。

提出行业发展多项建议

《工作方案》强调,纳入2021年中央补贴范围的竞争配置项目,应在2023年底前全部机组建成并网,实际并网时间每逾期一个季度,并网电价补贴降低0.03元/千瓦时。2020年底前开工的非竞争配置项目,均须在2021年底前全部机组建成并网,逾期未并网的项目取消非竞争配置补贴资格,后续可通过参加竞争配置的方式纳入中央补贴范围。

针对《工作方案》相关条款,中国产业发展促进会生物质能产业分会明确提出行业发展建议:

出台存量项目补贴到期后过渡性支持政策。考虑到当前绿证交易市场还不成熟,生物质发电项目一旦失去电价补贴支持,将面临停运风险。一方面建议中央财政补贴到期后,由省级政策出台支持政策保证项目持续发展;另一方面建议价格部门保留生物质发电原有标杆电价,各省通过疏导电价矛盾或竞价上网,解决生物质发电高出当地燃煤基准上网电价部分,直到绿证交易市场成熟。

进一步加大生物质发电转型热电联产支持力度。一是鼓励生物质发电项目多供热(冷),少发电,对达到一定热电比的热电联产项目,给予优先发放补贴奖励。二是生物质发电企业在建设配套热力管网时,国家或地方政府给予一定的贴息支持。

建立有机废弃物有偿处理机制,拓宽地方资金来源。一是建立普惠制有机废弃物处理收费制度。按照“谁产生谁付费,谁污染谁付费”原则,逐步建立对畜禽粪污、餐厨垃圾以及其他有机废弃物处理收费机制。二是地方政府设立废弃物处理公共预算资金,对处理农业、林业废弃物、生活垃圾的企业进行适当的补助,落实地方治理环境责任,缓解中央补贴资金压力。三是对于欠发达地区,中央采用转移支付方式进行支持。

能源动态

天然气管网“全国一张网”基本成型

本报讯 国家能源局石油天然气司等部门8月21日发布的《中国天然气发展报告(2021)》(以下简称《报告》)称,我国天然气多元供应体系持续完善,“全国一张网”基本成型。

《报告》称,我国天然气产供储销体系建设已取得阶段性成效,四大进口战略通道全面建成,国内管网骨架基本形成,干线管道互联互通基本实现。“十三五”时期累计建成成长输管道4.6万千米,全国天然气管道总里程达到约11万千米。

《报告》指出,天然气产业规模不断扩大,需要管网设施的持续配套建设;加强储气能力建设是天然气安全稳定供应和行业健康发展的重要保障。

(张宇)

北京发布“十四五”氢能产业实施方案

本报讯 日前,来自北京市经济和信息化局的消息称,该部门发布《北京市氢能产业发展实施方案(2021-2025年)》(以下简称《实施方案》)。根据《实施方案》,2025年前,京津冀区域累计实现氢能产业链产业规模1000亿元以上,减少碳排放200万吨。

《实施方案》明确,2023年前,培育5家-8家具有国际影响力的氢能产业链龙头企业,京津冀区域累计实现产业链产业规模突破500亿元,减少碳排放100万吨。2025年前,产业体系、配套基础设施相对完善,培育10家-15家具有国际影响力的产业链龙头企业,建成3家-4家国际一流的产业研发创新平台,京津冀区域累计实现氢能产业链产业规模1000亿元以上,减少碳排放200万吨。

在交通运输领域,2023年前,推广加氢站及加油加氢合建站等灵活建设模式,力争建成37座加氢站,推广燃料电池汽车3000辆;2025年前,探索更大规模加氢站建设的商业模式,力争完成新增37座加氢站建设,实现燃料电池汽车累计推广量突破1万辆。

在分布式供能领域,2023年前,在京津冀区域开展氢能可再生能源耦合示范项目,推动在商业中心、数据中心、医院等场景分布式供电、热电联供的示范应用;2025年前,在京津冀范围探索更多应用场景供电、供热的商业化模式,建设“氢进万家”智慧能源示范社区,累计推广分布式发电系统装机规模10MW以上。

《实施方案》明确,统筹规划京津冀区域氢能产业布局,推动京津冀地区产业链协同互补、产业链条贯通,协同布局氢能供应及燃料电池应用全产业链,联合开展燃料电池汽车关键核心技术产业化攻关和示范应用城市群建设。

(陈旭)



天津:光伏发电新能源车综合充电站启用

近日,天津津门湖新能源车综合服务中心投入运行。该中心通过建筑屋顶铺设的852块光伏板提供能源,共有71个充电车位、63个多类型充电桩,提供机器人自动充电、无线充电、即插即充、自动换电、人工充电5种充电方式。除此之外,这里还为用户预约看车、选车、试驾、充电桩预约安装等业务。图为在天津津门湖新能源车综合服务中心,机器人正在为一辆新能源汽车充电。

新华社记者 李然 摄

能源时报

谨防储能产业沦为资本盛宴

□ 王轶辰



要完善优化储能项目管理程序,健全技术标准和检测认证体系。储能产业还要坚持多元化发展路线。

继光伏、新能源汽车之后,储能产业也被端上了资本的餐桌,成为近期市场炒作的热点。近日,国家发改委、国家能源局发布的《关于加快推进新型储能发展的指导意见》明确,到2025年,实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变。到2030年,实现新型储能全面市场化。

有机构预计,“十四五”期间新型储能市场(除抽水蓄能)的年均增长将达50%以上。其中,由于成本下降速度最快,电化学储能最被市场看好。而面对这个潜在的万亿元级市场,资本竞相加码。一方面,在资本市场

上,大单资金积极抢筹储能概念股;另一方面,不少上市公司也把维持企业高增长、高估值的希望部分寄托于电化学储能业务这个巨大的增量市场上。

毫无疑问,储能产业的发展直接影响到大规模新能源装机后的消纳问题,从而关系到我国碳达峰、碳中和目标能否如期达成。大力发展储能产业方向已定,但如何发展绝不是单纯的市场导向。与光伏产业已经逐步进入成熟期不同,储能产业尚处发展初期,除了安全问题,储能标准尚不统一、商业模式尚不清晰、运营成本居高不下,在此背景下,产业发展切不可头脑发热,在资本裹挟下

哄而上。储能道路千万条,安全才是第一条。尤其对于电化学储能和氢能,应首要强调安全性。要完善优化储能项目管理程序,健全技术标准和检测认证体系,加强组件和系统运行状态在线监测,提升行业建设运行水平。推动建立安全技术标准及管理体系,强化消防安全管理,要督促相关部门明确新型储能产业链各环节安全责任主体,严守安全底线。

在确保安全发展的前提下,储能产业还要坚持多元化发展路线。储能技术是多元化的,除了电化学储能,还包括抽水蓄能、压缩空气储能、飞轮储能、储热、储冷、储氢技术等。不同技术路线各有优劣,选择何种技术路线,装机如何匹配,绝不能仅跟着资本的指挥棒。有关部门要做好顶层设计,结合我国现有的工业环境、技术水平、成本造价等因素,准确选择适合我国国情的储能技术重点支持、培育。同时针对争议较大的储能技术,要谨慎扩大商业化运营。

我们不能让曾经在新能源汽车行业发生过的“骗补”现象,以及光伏、风电行业盲目扩张等现象在储能产业重现。储能产业一定要把握好发展节奏,避免再次被资本绑架,造成国家补贴资金流失及社会资源浪费。

能源发展编辑部
主任:张宇
执行主编:焦红霞
新闻热线:(010)56805160
监督电话:(010)56805167
电邮:ceeg66@sina.com
网址:www.nationaliee.com