

专家指出,迫于经济压力,成本最小化将成新能源开发商首要追求,不排除会出现以低价中标方式决定储能系统供应商的可能,如此一来,“新能源+储能”恐将由“解”变为“劫”

“新能源+储能”如何“乘风破浪”?

■本报实习记者 张金梦

今年以来,新疆、山东、安徽、内蒙古、江西、湖南、河南等地纷纷将“新能源+储能”纳入平价发电项目优先支持范围。

各地力推“新能源+储能”,本是解决新能源消纳难题、促进储能发展、拉动地方经济的多赢之举。但纵观各地近期实践,“新能源+储能”在落地过程中,由新能源开发商一方“买单”已成默认行规。

然而,因增设储能项目所需投资巨大,这一“多赢之举”目前却正让新能源开发商陷入左右为难的尴尬境地。



安徽淮北津溪风电储能示范项目 资料图

巨额投资

默认由开发商“买单”引争议

“各地发布的《关于做好2020年风电、光伏发电项目建设有关工作的通知》中,均提到优先支持‘新能源配储能’平价项目,这意味着只有增配储能的新能源项目才能实现平价并网,看似是新能源配储能的鼓励政策,实际上,除了配置储能,我们别无选择。”一位新能源开发商在与记者交谈时,言辞间透露着无奈。

合肥国轩高科动力能源有限公司储能事业部总经理韩一纯对此表示:“在即将到来的平价上网时代,风电、光伏项目的盈利空间已被压缩,如果再额外增加配置储能的投资,投资收益率会进一步降低。”事实上,近期不少开发商已经因此而陷入了经济困境。

记者了解到,新能源配置储能的费用约为200万元/兆瓦时。以直流容量100兆瓦的光伏电站为例,若增配5—10兆瓦时

的储能,投资额就高达近1000—2000万元,约占新能源项目总投资的近7%。

投资成本压力下,多数新能源企业积极性并不高,主动增配储能的开发商更是寥寥无几。为了发展,一些企业只能“硬着头皮干”。

增配储能同时惠及电网、电力用户多方,为何成本投资却只让新能源开发商买单?

对此,国网某省级公司新能源处一位负责人向记者表示,“在价格机制无法向终端用户疏导的情况下,增配储能要么由电网买单,要么由发电企业买单。新能源增配储能是为了实现新能源站系统平衡,且新能源开发商属新能源补贴受益方,所以这一支出目前都由新能源开发商承担。”

另有业内人士指出,因目前储能并未纳入输配电价范围,增配储能由电网买单

的可能性较小。

“就当前实际情况来看,储能投资成本仅由新能源开发商承担,若没有成熟的市场机制,‘新能源配储能’模式恐难以得到长足发展。”中关村储能产业技术联盟政策研究经理王思对记者说。

准入标准不明

增配储能或成“摆设”

在华北电力大学电气与电子工程学院副教授郑华看来,被迫增配储能将有可能使储能系统产生恶性的价格竞争。“新能源开发商会采用低价中标的方式决定储能系统供应商,经济压力下,成本最小化自然会成为新能源开发商的首要追求。”

事实上,尽管各地提出了可再生能源配套储能系统的政策方向,但不少地方并

未明确储能准入标准。记者在采访中了解到,一些新能源开发商为获得优先并网权,只是象征性增配低质储能设备,实际并不能满足电力系统的实际需要。

针对这种情况,有业内专家直言,“建设低质量储能系统对储能技术应用发展本身来讲已是一种倒退,如此发展下去,储能系统将沦为无用躯壳。”

从运维方面看,韩一纯亦指出:“持有新能源场站的大多数新能源企业并不具备维护储能电站的技术与经验,增配后的储能电站也有可能处于搁置状态。”

“比储能站搁置更严重的后果就是储能电站存在安全隐患。”王思进一步指出,新能源场站缺少配套储能准入标准,导致增配的储能设施质量不过关,这将为储能电站带来极大安全隐患。

政府引导

探索共赢商业模式是当务之急

“储能对于光伏、风电的利好毋庸置疑,其可促进新能源消纳,减少弃风弃光,提高电力输出的品质和可靠性,保证电力系统稳定。”韩一纯指出,储能对于解决新能源消纳难题作用非常重要。

根据此前国家电网有限公司内部公布的数据,预计2025年,我国新能源发电将新增装机1.8亿千瓦。届时,需要配置储能的额外成本将达3600亿元。

此种情况下,在多位受访的业内专家看来,为避免恶性发展,探索共赢的商业模式无疑是“新能源+储能”能否得到真正发展的关键。

“目前的‘新能源+储能’经济性还无法

有效激励新能源电站主动配置储能,只有扩大获利空间,才能实现良性发展。”合肥国轩高科动力能源有限公司储能事业部总工程师王业林对记者说。

“降低或减免容量费、扩大项目利润空间,不失为一种有效手段。”王业林进一步举例说,一座1万千瓦的储能电站,其需缴纳的容量电费将高达40万元,若这一部分电费能得到降低或减免,“新能源+储能”获利空间将会有所提升。

此外,在南方电网数字电网研究院有限公司经理俞增一看来,“新能源+储能”投资成本也与储能电站配置是否优化紧密相关。“储能电站需要结合电源结构、电网结构与运行方式,新能源出力与负荷数据,以及电网短中长期规划等,合理设计容量配置。”

“就西部地区的光伏电站而言,储能功率配置在10—20%范围,充放电时间在4小时左右,就能达到最高经济净现值。”中国电建上海电力设计院有限公司新能源部副总经理冯云岗补充说。

王思同时建议,发展“新能源+储能”首先要做好前瞻性规划研究,明确引导各地区做好不同新能源发展情形下的储能需求测算,确保增设储能系统能够得到充分利用,避免资源无效配置;其次,政府应落实配套支持政策,如明确储能项目定位,使其参与到调峰、调频辅助服务市场中,以获得相应回报,从而增加投资积极性。

与此同时,王思强调,“新能源+储能”成本还应由受益方即各类用户进行支付,在现有度电成本高于传统火电成本的情况下,要推动新能源和储能配套发展,还需价值补偿,故最终要建立市场化长效机制,实现“绿色价值”的成本疏导。

他山之石

从德国实践看生物天然气的脱碳价值

■本报实习记者 齐琛同

第四届中国能源产业年会 9月下旬在京召开

本报讯 记者张胜杰报道:9月22日,第四届中国能源产业发展年会(下称“年会”)将在北京举行。本次年会以“同心·同行”为主题,聚焦“新基建背景下能源产业的新机遇与新挑战”,共话未来发展。

年初,一场突如其来的新冠疫情,使我国经济发展、城市治理等经历了一场“大考”。为此,中央首次明确并积极部署“新基建”,对其寄予缓解疫情消极影响、拉动经济恢复和增长、推动经济新旧动能转换等厚望。

在中央及各级政府积极部署下,这波旨在发力科技端的新型基础设施建设“新基建”热潮,无疑将使绿色制造、智能制造各细分行业发展迎来巨大发展机遇。

“新基建”,如5G、特高压、大数据中心、人工智能、工业互联网以及新能源汽车充电桩等,无不与能源行业紧密关联。从近期能源行业与各地提出的解决方案和开展的实践看,借助“新基建”,能源行业有望通过发展数字经济,最大限度挖掘数据价值,加速智能化的能源储备与应急管理体系建设,推动产业上中下游、传统能源与新能源深度融合,为能源系统产销协同创新与能源系统效率提升带来更大空间,同时也将推动城市终端用能方式发生颠覆性变革。

然而如专家所言,虽然未来构建现代化的能源数字经济体系将成大势所趋,但“新基建”推动能源行业加速向数字化、智能化转型的同时,也将为能源系统的安全、稳定运行带来更多新的不确定性。

面对上述挑战,能源行业该如何应对,最优化的解决方案有哪些?要构建现代化的能源数字经济体系,政府与市场关系应怎样理顺?政府应如何灵活运用能源政策组合,激励企业在市场中寻求经济、环境、民生之间的均衡,从而实现能源行业效率最大化?

特别是在疫情常态化次生影响冲击下,能源行业如何借“新基建”东风,危中求机,做好逆周期改革创新这篇大文章?各地又该如何顺势而为,结合本地特色走出一条高质量发展之路?结合新形势下能源行业探索

“新基建”的实践与趋势,以及面临的痛点难点,本届产业年会推出“疫情后全球能源转型形势与我国对策”“新基建与能源革命”“新冠疫情——我国油气产业发展机遇与挑战”“新基建背景下电气化发展新特点与对策”“新基建背景下新能源如何加快培育战略性新兴产业集群”“‘十四五’与中长期我国充电设施高质量发展的战略思考”“新型信息数字化基础设施与能源产业链融合的转变”“大数据何以助力现代化能源应急管理体系统建”“能源数字化转型‘能源孤岛’”“‘数据壁垒’难题如何破”,以及“‘新基建’背景下以电力为核心的‘能源网’建设与投资分析”等主旨报告,特邀行业顶级专家学者展开深度分析探讨,并建言献策。

年会还将发布中国能源科技装备引领高质量发展评选结果,包括“引领能源高质量发展十大科技装备企业”与“引领能源高质量发展自主创新尖端技术/产品”两项荣誉奖项。

同期,年会还将设置“充电桩产业应如何合理建设和科学运营”研究专场,围绕充电 or 换电,电动汽车模式之争;新基建领域技术如何更好助力充电桩行业发展;充电桩建设合理布局、互联互通,还有几步要走;车网互动,如何发挥储能价值;现有充电桩市场运营模式的盈利点分析;新基建下的“新”充电桩建设和“新”盈利模式”探讨等六大话题展开深度探讨。

另外,年会还将举办城市清洁供能·地热可持续发展研讨会,探讨当下热门话题,如河北集中关停整治地热并给全国哪些启示?地热开发“九龙治水”掣肘如何破?“政—产—学—研—金—服—用”的体制机制如何建?如何因地制宜开发中深层地热资源?地热开发地面换热与井下换热技术有哪些路线之争?“地热+”多能互补如何助力地热推广应用?南方地热资源开发需要什么样的顶层设计和配套政策?南方城市发展地热冷/热供的特点、路径、模式及中深层地热资源开发的水利与矿产许可之争等。

德国是全球生物天然气发展最为成熟的国家之一。20多年以来,德国生物天然气开发利用在《可再生能源法》补贴支持下迅速发展。截至目前,德国已拥有200多个生物天然气生产工厂,生物天然气总生产能力可达13万立方米/小时(超过110亿立方米/年)。

近日,德国国际合作机构(GIZ)中德能源与能效合作伙伴项目主编的《德国生物天然气发展思路——生产及并网的激励政策、商业模式、技术与标准》研究报告(下称《报告》)发布。德国著名生物天然气专家、沼气、废物管理和能源研究所创始人兼首席执行官 Frank Scholwin 从政策、激励机制、商业模式等方面,分享了德国生物天然气在生产利用过程中的实践和经验。

变废为宝

减排需求促生物天然气多样应用

生物天然气以畜禽粪便、农作物或餐厨垃圾等为原料制取,是公认的零碳能源。据介绍,德国将近一半的土地用于农业生产,因此农作物是德国生物天然气的主要生产原料。

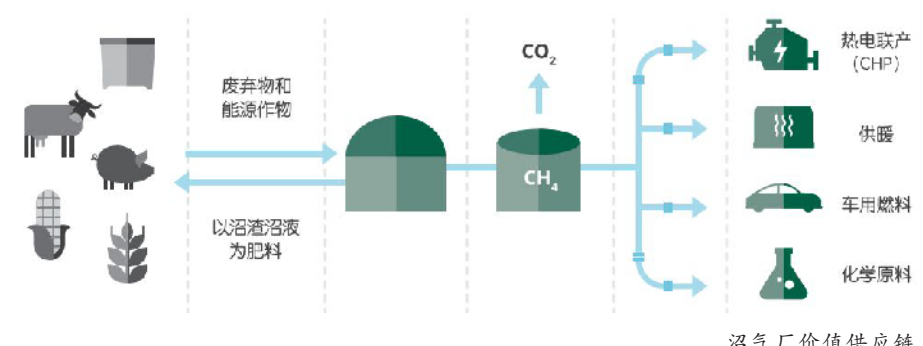
据世界沼气协会估算,生物天然气行业可望贡献10—13%的全球温室气体减排量,潜力巨大。德国显然已意识到这一重要价值。

事实上,为了推进温室气体减排,德国从2000年起就开始大力发展生物质能源产业。目前德国90%以上的沼气工程由农场主负责,既能集中原料供应、减少了运输耗能,还能在解决农场废物的同时,增加农场主的收入。

《报告》显示,目前在德国,生物天然气主要用于发电,其次是供热和用作天然气汽车燃料。如今,德国每年的沼气发电量已超过11太瓦时,截至2020年4月,沼气净化提纯厂数量超过200座。

由于生物天然气可与常规天然气互换使用,因此生物天然气还可用于集中供暖锅炉。据了解,德国约有200家公司提供天然气供暖服务,其中生物天然气含量为5%至100%不等。

值得注意的是,在德国,生物天然气用于车用燃料的一直是小众市场,但随着人们越来越关注交通运输行业的脱碳化进程,其重要性越来越高。《报告》指出,生物天然气车辆的广泛使用正在提高德国对有机废弃物作为能源利用潜力的认识。



柏林市政废弃物管理公司就正致力于将生物质天然气应用到交通领域。该公司近20年来一直负责收集市政有机废弃物,并利用部分有机废弃物生产生物天然气,目前全市150辆垃圾收运车均已采用生物天然气作为燃料。

政策激励

加速替代化石燃料

由于生物天然气的生产成本高于化石燃料,德国政府在2000年颁布的《可再生能源法》等政策中采取了强有力的激励措施以推进生物天然气替代化石燃料的进程。

受此推动,此后德国的沼气发电量一直强劲增长,德国占据了沼气利用的主导地位。

根据德国《可再生能源法》,产能为700立方米/小时及以下、700—1000立方米/小时、1000—1400立方米/小时的生物天然气发电厂可分别获得3欧分/千瓦时、2欧分/千瓦时、1欧分/千瓦时的补贴。产能1400立方米/小时以上的发电厂无补贴。沼气发电上网有补贴保障,进一步保证了德国沼气发电的优先性。

“上网价格补贴是在生物天然气产业刚刚起步时,驱动其快速发展非常行之有效的激励措施。但也有不足:一是政府财政负担较重,二是政府缺乏对后期消费的监测监管。”Frank Scholwin说。

他介绍,2012年及后续的《可再生能源法》修订版本中,关于发电的相关支持减少,但仍保证了此前投运的生物天然气热电联产机组可获得长达20年的上网电价补贴。因此,大多数工厂现在仍在运行,但新建工厂数量没有增加。

在发电“退补”之后,生物质天然气在车用燃料领域获得了更多发展空间。根据德国生物燃料配额的要求,所有车用燃料

销售公司必须在燃料中添加部分可再生燃料。可再生燃料生产公司通过生产燃料获得相应配额积分,化石燃料销售公司则需要购买配额积分。

“近期,德国的政策制定者颁布了新的间接激励措施,如对化石能源征收碳税,并为车用燃料的温室气体减排提供激励措施,这很可能会刺激生物天然气在交通运输和供暖行业的发展。”Frank Scholwin表示。

中国潜力巨大

宜重视非电应用

中国产业发展促进会生物质能产业分会秘书长张大勇表示,借鉴德国20余年的发展经验,再结合我国实际,作为可再生能源领域最重要、可发挥更多作用的能源品种,我国生物天然气产业从一开始就应重视非电利用之路。

“我国是农林业和养殖业大国,可利用的生物质资源非常丰富,具有规模化、工业化、产业化开发利用的优势条件。”中国产业发展促进会生物质能产业分会会长陈晓平表示。

据了解,中国生物天然气每年可开发量高达600亿立方米,但目前仅有0.05%得到了利用(年产沼气3000万立方米)。根据国家能源局《关于促进生物天然气产业化发展的指导意见》,2030年要使生物天然气生产能力提升到300亿立方米/年。

“和生物质发电补贴相比,直接作为天然气利用和车用天然气燃料具有更高的附加值。”张大勇认为。

他同时表示,虽然生物质天然气产业发展初期需要国家奖补政策支持,但退坡机制需要提前让行业知悉,以便未雨绸缪。“生物天然气企业在建设项目初期就要考虑到未来奖补政策退出之后,项目如何可持续运行,这有利于产业的健康发展。”