

电价调整新政频出 收益不确定性陡增

山东工商业分布式光伏还能投资吗？

■本报记者 姚金楠

峰谷时段重划、分时电价调整——近期出台的一系列政策让山东工商业分布式光伏投资收益的不确定性陡增。

国家能源局日前公布的统计数据显示,今年前三季度,山东省新增工商业分布式光伏232万千瓦,居全国第三位。那么,经历此番政策调整,2023年山东分布式光伏将面临怎样的发展环境?

高出力时段恰逢低电价 合同能源管理收益或大降

先是峰谷时段的重新划分。根据国网山东电力公司、山东电力交易中心近日发布的《关于发布2023年容量补偿分时峰谷系数及执行时段公告》,虽根据季节不同,峰谷时段略有区别,但总体而言,10:00-16:00时段基本均被纳入谷段、深谷时段或平段。而在现行的划分规则中,9:00-11:00和15:00-22:00则属于高峰时段,在夏冬两季,10:00-11:00更是被定义为尖峰时段。换言之,2023年,光照条件较好的中午时段电价由峰转谷,光伏发电出力的高峰时段恰逢低电价。

其次是浮动幅度的增加。按照山东省发改委最新出台的《关于工商业分时电价政策有关事项的通知》,自2023年1月1日起,工商业高峰时段电价上浮70%、低谷时段下浮70%、尖峰时段上浮100%、深谷时段下浮90%。而现行政策下,高峰和低谷时段的上下浮动比例均为50%,尖峰

中午时段光伏电站最容易出现弃电问题,现在该时段的电价降低,一些灵活性比较高的工商业用户可能会采取调整用电时间的策略来节约成本,这也侧面帮助了光伏电力的消纳。

时段电价较高峰时段上浮20%。

以今年11月山东省代售电价格中的电价为基准,北京先见能源咨询有限公司副总经理王淑娟测算,按照2023年的最新分时电价政策,山东谷段工商业电价预期为0.39元/千瓦时,深谷时段约为0.29元/千瓦时。综合各影响因素,有业内人士指出,山东省工商业用户白天的用电均价或将低于0.5元/千瓦时。而目前,山东省工商业电价平均水平为0.75元/千瓦时左右。

山东某从事分布式光伏开发的企业负责人宋某告诉记者,在工商业光伏电站开发投资过程中,合同能源管理的模式十分常见。“投资者使用厂房屋顶建设电站,企业用户和电站的投资方签订合同,按照约定价格和用电量缴纳电费就可以了,自发自用后,余电上网。上网价格执行的是山东省统一的0.3949元/千瓦时,和电网公司直接结算,这部分

收益暂时不会受到影响。但涉及到自用部分,也就是需要和用户结算电费的部分,签订的高电价可能难以顺利履约。”宋某测算,这一环节电站投资者的收益或将下行20%左右。

山东并非孤例 午间时段光伏消纳或提升

纵观全国,将中午时段划为谷段的做法并非山东一例。根据今年12月电网企业公布的代理购电价格信息,在宁夏、甘肃、山西等省区,13:00左右的光伏出力高峰期执行的都是谷段电价。“尤其在宁夏、甘肃,在9:00-17:00时段,几乎光伏出力的全部时段,都执行谷段电价。”王淑娟表示,随着光伏渗透率的增加,未来光伏的出力会改变一些地区的峰谷行情,部分地区甚至会出现“鸭子曲线”。

所谓“鸭子曲线”,通常是指在保有可再生能源商业化发电的系统中,一天中尖峰负载和可再生能源发电量之间的落差,因产生的净负荷曲线酷似鸭子轮廓而得名。简言之,白天时段发电量超过用电量,日落后光伏发电停止出力,电力需求却急剧上升。光伏发电的渗透率越高,“鸭子曲线”出现的概率越大。王淑娟提示,在“鸭子曲线”明显的地区,结合峰谷时段和电价的浮动比率,工商业分布式光伏的投资尤其要警惕收益变化。

宋某也表示,虽然峰谷时段的调整会对电站收益产生影响,但在一定程

度上利好光伏电力的消纳。“中午时段,光伏电站最容易出现弃电问题,现在中午时段的电价降低,对于一些灵活性比较高的工商业用户,可能会采取调整用电时间的策略来节约成本,这也侧面帮助了光伏电力的消纳。”

峰谷价差拉大 利好工商业储能

对于山东的此番调整,中泰证券分析认为,随着浮动比例增加,电价差额拉大,工商业储能将迎来利好。

中泰证券测算,以山东11月电网代理购电电价为例,代理购电价格为0.3946元/千瓦时,现行政策的最大价差为0.5123元/千瓦时,而执行2023版新政策后,不同时段的最大电价差值可达到0.7497元/千瓦时。

此外,考虑容量电价浮动、输配电价不再浮动的影响,中泰证券指出,山东2023版电价的浮动范围在0.2494元/千瓦时-1.1874元/千瓦时,最大价差为0.9380元/千瓦时,而现行电价浮动范围在0.4037元/千瓦时-1.1578元/千瓦时,最大价差为0.7541元/千瓦时,价差将提高0.1839元/千瓦时,从而提升了工商业储能通过峰谷价差套利的收益。

宋某也表示,未来,如果光伏组件价格能够进一步下降,储能成本下行至合理区间,“分布式光伏+储能”的模式将给工商业光伏电站的投资带来新的收益模式。

高温气冷堆示范工程首次实现双堆初始满功率运行



图片新闻

12月9日,国家科技重大专项——华能石岛湾高温气冷堆示范工程1、2号反应堆达到初始满功率,实现了“两堆带一机”模式下的稳定运行,为工程投产商运奠定了基础。

该示范工程是全球首座球床模块式高温气冷堆,也是我国具有自主知识产权的第四代核电项目。华能联合清华大学及中核集团等单位开展科技攻关,实现双堆初始满功率运行目标。图为石岛湾高温气冷堆示范工程。

华能集团/供图

关注

自然资源部：光伏电站项目用地总指标按三类地形分别计算

自然资源部：光伏电站项目用地总指标按三类地形分别计算

自然资源部12月5日发布的《光伏电站工程项目用地控制指标》等3项行业标准报批稿公示(以下简称“公示”)指出,光伏电站工程项目用地总指标按I类地形区、II类地形区、III类地形区分别计算。光伏发电站工程项目处于两个或两个以上地形区时,应根据不同地形区分别计算用地规模,再累计得出总用地面积。项目用地总面积应符合各地形区用地总指标之和的规定。

公示明确,光伏电站工程项目用地要坚持三大原则,一是保护耕地原则,光伏电站工程项目建设应体现科学、合理的用地原则,在严格保护生态环境的前提下,尽可能利用荒地、未利用地,少占或不占用耕地、林地,并尽量避开特殊保护区域。二是节约用地原则,光伏电站工程项目建设用地,在满足安全运行、方便管理等条件下,综合考虑光能利用、土地集约、工程投资、环境保护等,采用先进工艺和先进技术,优化站区总平面设计,紧凑布局,减少用地面积。三是统筹用地原则,分期建设的光伏发电站工程项目建设用地,应统筹规划,合理布局,分期征用。近期建设用地宜尽量集中,远期建设用地宜预留在站区扩建端侧。施工期施工道路尽可能利用既有道路,或与运行期检修道路相结合。改建、扩建工程项目应尽可能利用原有的场地,减少新占用土地。

(宗和)

我国首个海上储气库开始采气调峰

中新社电 12月7日,在中国石油冀东油田分公司(以下简称“冀东油田”)南堡2号人工岛,随着气库井口阀门缓缓打开,南堡1-29储气库开始采气,标志着我国第一座海上储气库正式进入首轮采气期。

冀东油田地处京津冀天然气富集区,具有很好的建库条件。2021年,冀东油田转型升级,大力推进储气库建设。此次采气的南堡1-29储气库设计有效库容18.14亿立方米。

作为我国第一座海上储气库,南堡1-29储气库先导试验好于预期。截至目前,南堡1-29储气库累计注气1.77亿立方米。

据介绍,“十四五”期间,冀东油田将建设南堡1-29、堡古2、南堡1-5等6座储气库。建成投用后,冀东油田储气库群将成为华北储气中心,有效提高京津冀地区的天然气调峰保供能力,对于保障国家能源安全、推动京津冀区域经济发展具有重要作用。(白云水 孟潮)

国内最大燃煤机组耦合生物质发电项目投产

本报讯 12月4日,大唐安徽发电有限公司660MW超临界燃煤机组直燃耦合生物质发电项目正式投产,这是目前国内最大的燃煤机组耦合生物质发电项目,也是国内首台套生物质散料直接破碎燃煤耦合掺烧项目。

该项目今年5月启动建设,克服无成熟经验借鉴、系统设备集成创新、燃料收购存储、疫情防控等挑战,对1台660MW燃煤机组进行技术改造,实现机组每小时掺烧生物秸秆40吨,每年可产生2.3亿度绿电,全年利用生物质燃料25万吨(折合标煤10万吨),减排二氧化碳27万吨。项目具有运行效率高、经济效益好、零碳排放的特点,实现了农村秸秆等生物质能源的高效利用。(马英豪 李纲)

华南最大氢燃料电池供氢中心投用

本报讯 记者吴莉报道 12月7日从中国石化获悉,华南最大氢燃料电池供氢中心——中国石化茂名石化氢燃料电池供氢装置近日成功产出合格的99.999%高纯氢。该项目日产氢能力达6400吨,每年可向社会供应高纯氢2100吨。作为粤西地区目前唯一的供氢项目,该供氢中心为打通茂名、阳江、江门至佛山和广州等大湾区核心城市的“氢走廊”打下了坚实的基础。

目前,项目一期配备3000立方米/小时氢气纯化装置和3000公斤/天加氢母站,生产的氢气将陆续供应佛山等大湾区城市,先期可满足当地氢能公交车的用氢需求。项目二期将适时再增加一台充装压缩机和两台加氢柱,可供应10个加氢站、满足约400辆公交车或物流车的用氢需求。

近年来,中国石化聚焦氢能交通和绿氢炼化两大领域,大力发展氢能一体化业务。氢能交通方面,除加快加氢站布局,中国石化燕山石化、天津石化、齐鲁石化、青岛炼化、高桥石化、上海石化、广州石化、海南炼化及茂名石化在全国先后建成9个氢燃料电池供氢中心。

用好分布式能源 助农村低碳转型

■本报记者 朱妍

“未来农村实现碳中和目标路在何方?是重复城市路径,还是另辟蹊径走新路?”在12月7日举行的“分布式可再生能源助力乡村振兴和新型城镇化建设”论坛上,清华大学建筑学院副院长杨旭东率先抛出问题。

今年1月,国家能源局、农业农村部、国家乡村振兴局联合印发《加快农村能源转型发展助力乡村振兴的实施意见》,提出“统筹发展与安全,推动构建清洁低碳、多能融合的现代农村能源体系”,农村转型步伐由此加速。那么,一年来实际推进情况如何?可以总结哪些经验教训?接续杨旭东的发问,多位与会专家分享了自己的观点。

转型要以保障用能安全为前提

为农村能源转型探路,源于其能源使用的特殊性。杨旭东举例,相比城镇地区,农村建筑存在“部分时间部分时空”的典型特征。“以冬季取暖用能为例,我们做了大量实测发现,按照实际采暖时间和空间来算,实际使用系数可能低至农宅面积的10%都不到。在这种情况下,全空间、全时间供暖的能耗自然很高,浪费也很严重,如何根据这种特征推进节能,就成了眼下下的关键问题。”

在杨旭东看来,推进农村能源转型,最终目标是让老百姓用得上、用得起、用得对。换言之,以保障能源安全为前提,百姓、政府和资源均要可承受,进而再实现清洁、节能、低碳、舒适的目标。“大家都知道北方农宅保温效果欠佳,应该先把能耗

降下来,再用清洁能源替代,做好保温是节能提效的第一关键。为此,经常能看到有农村参照城市的办法,给整个房子加保温,但这样一来要么成本高了,要么改造效果受限。我们更提倡菜单式的方案,对常用房间做到‘大用大保、小用小保、不用不保’,根据实际情况选择最优方案。就好像拿着10块钱去餐馆,点鲍鱼肯定不现实,点一碗面却能吃饱。”

国网能源研究院新能源与统计研究所所长李琼慧进一步称,经过前期推进,农村地区电气化水平有了明显提升,能源供应保障能力也在增强。“目前尚无官方公布的准确数据,但据我们调研,煤炭占农村生活用能的比重依然最大。在农村,生产、生活用能分别占到约45%和55%,生产用能的商品化程度已经比较高了,生活能源消费仍以散煤、秸秆柴薪为主,能源清洁化水平低,由此造成环境污染、能源低效等问题。”

农村分布式能源开发潜力巨大

转型的技术路径究竟如何选择?基于农村用户分布点多、面广等特点,多位专家不约而同提及分布式能源应用。

“从资源分布看,农村地区可再生能源开发潜力巨大,各项应用技术也在稳步推进。以光伏扶贫为例,自2015年启动以来,全国累计建成2636万千瓦光伏扶贫电站,惠及近6万个贫困户,415万贫困户,每年可产生发电收益约180亿元。”李琼慧表示,反过来,分布式项目的主要应用场景包括产业园区、偏远地

区等,农村是非常重要的领域。“比如在具备条件的农村地区,就近利用农作物秸秆、畜禽粪便、林业剩余物等生物质资源,建设新农村综合能源站;在偏远农牧区和海岛地区,结合资源情况建设小型离网型分布式能源供能系统或海岛微网系统。”

中国新能源电力投融资联盟秘书长彭澎也注意到,近两年,我国分布式光伏推广取得新突破,户用光伏是一大亮点,2021年新增装机首次超过集中式。“截至今年三季度的数据显示,河南、河北、山东分别位列光伏户用装机量前三名,农村市场特色非常明显。”

在此基础上,更多空间有待挖掘。李琼慧列举了一组数据——太阳能资源开发利用主要受可安装场地或设施的面积制约,重点考虑农村住宅屋顶、滩涂、鱼塘、农业大棚、水库五大类场景。初步测算,到2025年,农村分布式光伏技术可开发潜力为10.3亿千瓦左右,其中屋顶光伏占86%左右。可用于农村分散式风电开发的土地类型包括林地、园地和牧草地等,结合不同地区实际利用率问题,初步测算技术可开发潜力在2.5亿千瓦左右。

老百姓真正从中受益是关键

记者了解到,部分农村地区对分布式能源已有探索,诸如农光互补、渔光互补、牧光互补等“光伏+”模式,多地应用中更有进;农村小型风力发电,为解决偏远地区农、牧、渔生产用能提供了重要支撑;

在中西部、沿海等偏远农户的日常生活中,农村微水电也在发挥作用……但同时,各种问题也在实践中逐渐显现。

彭澎表示,山东户用光伏装机规模一度全国领先,之所以被河南、河北赶上,并非自身不愿新增,而是针对用户的接入能力到了瓶颈期。“比如一个村有1000户村民,但这个村的变压器只能接入200户人家的屋顶光伏,一旦装满就没有更多能力了。基于农村相对薄弱的电网条件,基础配套亟需跟上。”

落基山研究所中国电力部门总监刘雨菁认为,不同于集中式电源,分布式项目在发电资产存续期间需要更多本地运维支持。而目前,行业规范性有待提高。“像分布式光伏、储能,分散性、专业程度相对较高,信息对称性偏弱又比较差。农户对能源行业了解不多,有些用户甚至存有抗拒。前些年,大笔投资下去后资产质量、收益水平不及预期的案例比比皆是。无论是在建筑施工、并网、运维等操作层面,还是投资收益清晰度方面,均有较大提升空间。”

“有了装机量、发电量,更重要的是如何让这些分布式能源发挥作用,让老百姓真正从中受益,而不是单纯觉得农村资源量大。”水利水电规划设计总院国际部主任姜昊提出,不少分布式项目的决定权,目前是放在县、乡一级,独立运行看似可行,却不易调和分布式与整个主网的关系。“建议先有整体规划,再探索符合各区域特色的可再生能源发展途径。期间可推进示范先行,有了充分论证,然后大规模大范围铺开。”