

多地积极推行代理购电,取消固定销售电价,采用市场价格

代理购电能否激活工商业分布式市场?

■本报记者 姚金楠 董梓童

新闻背景

电价市场化改革进入具体操作实施阶段,工商业企业购买电力告别了沿用多年的政府目录电价,电价将会随着煤电上网价格上下浮动。

取消工商业目录销售电价后,工商业用户可以选择进入电力市场,直接向发电企业或售电公司购电,电价将由市场交易电价、输配电价、政府性基金及附加构成;也可以选择由电网企业代理购电,电价将由代理购电价格、输配电价、政府性基金及附加构成,电网企业代理购电价格按月测算,向政府价格主管部门报备。

近日,北京、山西、内蒙古、辽宁、江苏、浙江、甘肃等20余个省(区、市)电网公司陆续发布代理购电电价公告。公告显示,上述地区已完全取消工商业目录销售电价,暂未直接从电力市场购电的工商业用户从12月起将由电网企业代理购电。对于由电网企业代理购电的高耗能用户,其电价水平按其他用户购电价格的1.5倍执行。

根据各地公告,12月电网代理购电电价水平普遍高于此前的目录电价。这意味着,固定不变的目录电价变成了“能涨能跌”的市场化电价。有业内人士认为,这将进一步激发工商业分布式光伏行业的市场活力。

有望提高分布式市场接受度

有望提高分布式市场接受度“此次电网出台的代理购电政策,是通过经济手段调整电价,客观上增加了市场对分布式光伏电站的接受度,无疑会为国内分布式光伏市场添一把火。”某分布式光伏总包企业相关负责人周某认为,取消目录电价,将激发出工商业业主投资安装分布式光伏的潜在需求。“取消目录电价后,会增加光伏电站中期投资回报,后续产生的经营收益在可预见的周期范围内也会有所增长。从节能降碳和能源转型的角度出发,目前安装光伏也是一个被市场广泛认可的有效方式,产业发展相对成熟。”

对于高耗能行业的企业而言,按照现行规定,由电网企业代理购电的电价水平要按其他用户购电价格的1.5倍执行。国网能源研究院新能源与统计研究室主任胡静告诉笔者,当前,我国的宏观政策方向并不鼓励高耗能企业盲目扩张,该类型企业的用电成本也将走高,选择投资安装分布式光伏自发自用具有一定的经济性。

值得一提的是,周某认为,高耗能企业安装分布式光伏“更看重的是解决高耗能带来的高碳排放问题”。“仅靠建设光伏电站也许只能解决3%-5%的降碳需求,设法降低用电量才是更为有效的降碳之策。”

提升盈利空间

胡静指出,在此前开展的分布式发电市场化交易试点中,售电方和用电方达成中长期交易合同,在合同期内电价是固定的,以这一价格便可测算出光伏电站的基本收益。但当前,电价随市场波动,投资安装分布式光伏电站且自用比例较少,依靠参与市场交易售电,可能收益并不稳定。

对此,周某也认为,随着市场开放程度不断加大,光伏发电领域“隔墙售电”的市场可能也会相应扩大。“如果选择卖给相邻的购电方,而不是电力公司,这也会影响电站收益的测算。”

“在现行机制下,电价跟随市场行情上下浮动,如果‘分布式光伏+储能’的成本可以下降到一定程度,工商业业主选择投资安装分布式光储,不仅可以灵活应对电价变化,还可以增强电站的盈利能力。”胡静分析,工商业光伏项目自发自用可以在电价高峰时段节省用电成本,当前国内多地已开始执行最新的峰谷电价,很多省市的工商业电价最大峰谷价差已经超过0.7元/千瓦时,价差进一步扩大也将提升“分布式光伏+储能”的整体盈利空间。

东部地区意愿更强

“由于不同地区设置的涨跌幅度不同,未来不同地域电价的差异性也将越来越明显。”周某认为,太阳能资源分布并不均衡,这也会影响不同地区的分布式光伏发展,“东部沿海经济发达地区投资安装分布式光伏的意愿会更加强烈。因为,在东部地区,目前的工商业用户中,从事生产制造的企业相对更多,企业厂房多,减排压力大,投资安装分布式光伏是必须要考虑的事情。”

“此外,由于光伏发电曲线呈现抛物线,晚上不发电,早上开始慢慢出力,到中午达到高峰,随后下落。一般负荷特性呈现早晚双峰特性,与分布式光伏的出力特性并不完全吻合,如果业主通过储能灵活调节资源,让用电特性和光伏发电曲线

相吻合,收益会更明显。”胡静持有相同观点,东部地区以制造业为主的工商业用户具备更加适应光伏发电特性的能力,投资者对分布式光伏的接受度也会更高。

“目前,各地电网代理购电的电价刚刚出台,真正的市场反馈还需要时间的验证。目前执行的代理购电,其实更类似于一种‘统购统销’的模式。此前,用户是通过电网公司购电,现在也是,原有的交易模式并没有完全颠覆,只是将电价和终端需求联系起来,根据终端需求的增长和降低设置了涨跌幅度。”周某认为,随着我国电力交易机制的完善和优化,工商业用户会真正迎来自主购电的交易模式,分布式光伏的市场空间也将进一步打开。

强制配储政策拉动储能电站装机量猛增,但并网时间不定、盈利模式不明,导致企业“钻空子”

警惕储能电站“圈而不建”

■本报记者 韩逸飞

“2020年,我国新型储能装机超过300万千瓦,预计2025年总需求将达到3000万千瓦。到2030年,新型储能规模将进一步增加到1.5亿千瓦左右。”在近期的采访中,一位行业专家告诉记者,若2030年实现新型储能全面市场化,我国大部分地区光储结合可实现平价,储能市场空间可达1.2万亿元以上。

多名受访人士告诉记者,由于现在缺少规范储能电站并网时间的文件,导致储能电站大量闲置。“没有说明并网日期,企业没有紧迫感。1月至6月,国内新增新型储能项目257个,储能规模1180万千瓦,真正在建的却没那么多。”

根据中关村储能联盟的预测,2021年底,全国非化石能源发电装机量将达到11.2亿千瓦左右,占总装机量的比重或上升至47.3%,比2020年底提高约2.5%。

实际上,今年以来,在多项利好政策的推动下,新型储能的装机规模增长迅猛,储能企业订单成倍增加。

中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司储能技术中心主任楚攀认为:“今后储能装机机会按照每年翻倍的速度递增,完成2025年从商业化初期向规模化发展转变、装机规模达到3000万千瓦以上的目标任务,难度不大。”

装机量增长的重要原因之一在于很多省市要求强制配储。“新能源发电并网必须配储的要求,会引发储能电站装机热潮。”楚攀提醒,“这种模式并不持久,也很难保证质量。”

华自科技股份有限公司董事长黄文宝表示,储能是实现碳中和的重要支撑,对推进能源的供给侧和需求侧改革意义重大。

不过在一些业内人士看来,虽然储能的市场空间巨大,但现在的储能装机并没有规定并网时间,只是要求了规模总量,“让不少企业有了钻政策的空子。细数现在储能行业的招标与中标公告,很少规定并网时间,有很多企业选择了先招标,该申报就申报,该拿指标就拿指标,但并不进行实质性建设,并网发电的储能项目屈指可数。”

“储能作为新能源并网的前置条件,其重要性日益凸显,国家电投集团、国家能源集团、华能集团、大唐集团等均给出了碳达峰的具体时间节点和新能源装机目标。”某新能源企业从业者告诉记者,“如果有类似要求风电光伏强制并网的政策,将会大大促进储能电站的并网量。”

为什么建设了储能电站却无法并网呢?禾望电气集团总部营销部总经理崔少森坦言,最直接的原因就是缺乏成熟的盈利模式,导致企业投资建设意愿不强。“各地陆续出台了新能源配套储能的政策,这从侧面反映出了储能没有成熟可行的市场运作机制,目前只有峰谷电价差有相对明确的计算方式。”

上海煦达新能源科技有限公司总经理李剑铎表示:“各省储能政策要求虽有不同,但均未对配置比例及持续时长的制定依据进行详细说明,亟需统筹考虑区域电源规划、新能源发展情形、电力市场建设进度等因素,合理测算电力系统储能需求,科学设计配置比例与时长,避免储能电站‘跑马圈地’。”

政策发布

两部一局

全面实施耕地用途管制

本报讯 近日,自然资源部、农业农村部、国家林业和草原局联合下发了《关于严格耕地用途管制有关问题的通知》(自然资发[2021]166号),提出全面实施耕地用途管制。

《通知》指出,从第三次全国国土调查、2020年度国土变更调查和督察执法情况看,违法违规建设占用耕地等问题依然十分突出,必须严格耕地用途管制:一是要严格落实永久基本农田特殊保护制度;二是要严格管控一般耕地转为其他农用地;三是要严格永久基本农田占补平衡;四是要改进和规范建设占用耕地占补平衡;五是要严肃处置违法违规占用耕地问题。各地应进一步细化耕地转为林地、草地、园地等其他农用地及农业设施建设用地的管制措施,全面实施耕地用途管制。

土地问题一直是困扰光伏项目发展的一个重要问题。近年来,很多光伏项目因为土地问题被拆除,据不完全统计,2017年8月,山东6个29.8万千瓦光伏项目因环保问题被拆除;2020年8月3日,内蒙古乌兰察布市委提出,将对草原上在建运营的矿山、风电光伏等项目限期退出;11月2日,山东省自然资源厅下发《关于对光伏项目用地进行核查的通知》,要求重点核查自2018年6月1日以来建设的光伏项目土地利用情况,即日起停止光伏项目用地占用耕地的备案工作;东部的光伏项目,许多以农光互补、渔光互补形式开展,部分省份也出台了相关的标准。(王淑娟)

贵州

加快推进“风光水一体化”项目和百万级光伏基地建设

本报讯 近日,贵州省人民政府发布《关于印发贵州省扩大有效投资攻坚行动方案(2021—2023年)的通知》,提出加快能源基础设施建设,2021—2023年完成能源投资2300亿元以上。在传统电力方面,有序推动传统电力产业集群发展。建设安全可靠智能高效电网,建成“三横两联一中心”500千伏骨干电网网架,加快实施500千伏独山至桂南电力外送新通道建设,支持建设盘州变等34个500千伏输变电工程,推进荔波县等75个220千伏变电站建设,实现220千伏变电站县级全覆盖。加快实施乡村电网巩固提升工程和电气化提升工程。加快威赫电厂、盘江新光电厂、贵州金元织金“上大压小”电厂项目建设。

加快发展新能源。加快推进乌江、南北盘江、清水江千万级“风光水一体化”项目和毕节、黔西南等5个百万级光伏基地建设。加强可再生能源电力基础设施建设,推进贵阳石厂坝、黔南黄丝等百万级抽水蓄能电站项目建设。推动油气储气项目建设。发展多式联运LNG罐箱,建设天然气储气项目,形成上游供气企业和国家管网公司不低于年合同销售量10%、城镇燃气企业不低于年用气量5%、供气区域3天日均消费量的储气能力。建立完善石油储备体系,提高成品油供应保障和应急能力,推动成品油管道与油库互联互通。(张猛)

浙江泰顺:光伏发电助力稳步增收



图片新闻

泰顺县借助“光伏小康工程实施县”契机,推动全县55个经济薄弱村参与投资建设总装机容量约为2万千瓦的兴农光伏电站。经过近3年运行,该光伏电站已带动2.4万低收入农户每户增收1027元,取得了良好社会效益。图为航拍浙江省泰顺县西阳镇的光伏电站。 人民图片