

新能源“出征”电力市场

■本报记者 赵紫原

核心阅读

新能源参与市场交易,意味着从以前的“照单全收”变为以市场方式确定价格,但新能源出力没法提前准确预测,若与用户签订中长期带曲线合同,将承担较大的经营风险,这是国内外电力市场设计面临的共性难题。政府推动我国新能源实行保障性收购与市场化消纳两种交易机制,不少地区发布引导新能源入市的方案,如何让新能源更好参与到市场交易中去,再度引发业界思考。

“怎么预测‘看天吃饭’的新能源发电量?”“市场还不成熟,新能源参与中长期交易太冒险了”“新能源进入现货市场根本不挣钱”……

“新能源装机规模迅猛增加,只有电力市场能堪纳重任”“当务之急是讨论新能源怎么参与市场,而不是要不要参与市场”……

新一年中长期签约季临近,不少地区发布的方案显示,将引导新能源逐渐入市,由此引发了热议。近年来,以市场化方式发展新能源已成为业界共识,近期召开的“中央全面深化改革委员会第二十二次会议”也指出,要有序推动新能源参与市场交易。那么,新能源到底应该如何参与市场?

从“照单全收”到接轨市场 国际共性难题待解

我国新能源实行保障性收购与市场化消纳两种交易机制,即合理利用小时数以外电量参与电力市场,以市场方式确定价格。中国能源研究会配售电研究中心副主任吴俊宏表示,新能源出力“看天吃饭”——出力间歇、随机和波动。“但是电力市场需要精准对接供需,从年度、季度、月度、周、日前、日内分解到小时。新能源天生不可控,是国内外市场设计的共性难题。”

新能源入市,市场主体面临“量价风险”的双重挑战。广东某售电公司蒋某指出,即使电力市场相对成熟,也难以避免可能出现的“价格踩踏”,比如美国加州光伏装机多,白天大量发电,供过于求价格自然低,低至零电价甚至负电价。“新能源的出力特性使其难以竟得高价。同时,新能源参与市场会拉低整体电价,增大传统电源回收固定成本的难度。”

大唐甘肃公司工作人员赵克斌告诉记者,新能源出力没法提前准确预测,若与用户签订中长期带曲线合同,将承担较大的经营风险。“假设新能源企业与用户在某时段

签订了中长期合同,约定10万负荷,价格为0.3元/千瓦时。如果发电量没有偏差,即按照0.3元/千瓦时结算使用电量。如果约定的时段无风或者阴天,新能源企业没发电,此时的现货价格1元/千瓦时,按照结算机制,新能源企业相当于在现货市场上购买了1元/千瓦时的高价电给用户,用户按照此前签好的0.3元/千瓦时批发价结算,相当于新能源企业每度电都要亏损0.7元。”他所说的情况并非特例,损失的这部分钱是新能源不连续出力的代价,全世界都如此。

实际上,新能源业主参与市场的积极性也并不强。“以前是‘保量保价’照单全收的‘甩手卖家’,现在参与市场交易后不仅不保价,还要起早贪黑预测电量,新能源技术上准备不足,主观上比较抗拒。”某业内人士坦言。

我国正积极推动新能源参与中长期和现货交易,具体机制和衔接机制有待明确。华南理工大学电力经济与电力市场研究所所长陈皓勇表示,国外电力市场已经过20多年的实践,可提供相关借鉴与参考。

参与市场是必经之路 “破题”关键看规则设计

入市难题多,为何还要推动参与?吴俊宏表示:“新能源的大规模发展、高效率消纳需要市场信号引导。同时,新能源入市能倒逼其提高预测和报价能力,促进电力供需平衡。新型电力系统中,新能源作为主力电源应脱离补贴‘襁褓’,承担起‘老大哥’的重任,参与市场是必经之路。”

如何克服共性难题,市场设计尤为关键,机制不清晰会带来哪些风险?中国电机工程学会电力市场专委会委员陈某表示,即便是预测明天的新能源出力曲线准确率都不高,更不要说一整年的预测。市场要提供足够多的长、中、短期曲

线合约并预测市场流动性,避免将半年前预测的曲线留到现货市场“裸奔”,比如上述电亏损0.7元的案例。

赵克斌表示,像甘肃河西走廊千万级新能源基地,有风有光的时候大家都多,没有的时候大家都缺,相互之间无法进行余缺互补和调剂,当务之急是尽快建立完善新能源参与的市场机制。

如何设计市场?“电力市场建设应该把重点放到避险工具设计、供需信息公开透明、合约滚动交易、提升流动性和公平性监管上面。只有市场主体获得足够的信息和风险对冲工具,市场才不会沦为‘赌场’,届时新能源曲线交易中后期

才能成为真正的避险工具。”陈某说。

蒋某认为,市场设计要秉持技术中立原则。“不论新能源还是常规电源,用电曲线必须分解至小时才能对接现货。现在电力市场特别是新能源企业有个普遍误区——‘新能源和其他电源不一样,规则得按新能源的情况来,新能源不方便这样的规则就得改成那样的’。对电力市场来说,新能源产生的电与常规机组产生的电没有任何区别,新能源在电能量市场不应被特殊对待,否则会扭曲电能量价格信号,导致资源错配。新能源企业方面,应转变经营策略,提高预测能力。”

“证电合一”还是“证电分离” 呼吁重视新能源绿色价值

赵克斌认为,如何以“能量价值+绿色价值”全面体现新能源价值,对构建以新能源为主体的新型电力系统至关重要。

今年9月,我国启动了绿色电力交易试点,证随电走、证电合一。但国际上大多采取证电分离的做法,而这也导致了“证电合一”还是“证电分离”之争。

蒋某告诉记者,新能源与常规机组在电能量市场竞争,绿证价格体现其环保属性,“绿证”则是凭证,这是两个不

同的语境。“换言之,新能源的绿色属性是在市场中应被特殊对待的地方,最终电价应由两部分组成,市场电价和绿证价格,也就是所谓的‘证电分离’。只有这样,才能最大限度地提高电力系统效率和发挥绿色价值,揉在一起效果会打折。”

吴俊宏也认同这一观点,如果单凭电能量属性,新能源没有优势,但其环保属性非常突出。新能源入市后,要想真正

流通起来,需要把新能源的绿色属性和电能量进行分割。如果新能源绿色属性未被充分发挥,特别是光伏,大举入市后或面临严重亏损。

某不愿具名的专家告诉记者,何谓“证电合一”“证电分离”,其实没有明确。“但不论什么叫法,可再生能源电价应注明‘环保电价+电能量电价’具体组成部分,这是当前正在开展的绿色电力交易试点美中不足的地方。”

国家能源局就光伏发电开发建设管理征求意见——

光伏投资建设门槛拟再次提高

■本报实习记者 姚美娟

近日,国家能源局综合司下发《光伏发电开发建设管理办法(征求意见稿)》(以下简称“《征求意见稿》”),就进一步光伏电站开发建设管理公开征求意见,时间为11月26日至12月25日。

据了解,《征求意见稿》在2013年颁布的《光伏电站项目管理暂行办法》基础上修订形成,旨在更好指导全面平价新时光伏产业的发展。

明确并网项目类型

《征求意见稿》明确,光伏电站年度开发建设方案可视国家要求,分为保障性并网规模和市场化并网规模,各地分批确定保障性并网项目或者市场化并网项目,并及时向社会公开相关情况。

实际上,今年以来各地保障性并网与市场化并网的界限逐渐模糊,大部分省份针对保障性并网提出了配套储能要求,个别省份甚至以储能配比作为竞争优选的得分项。有业内人士分析认为,《征求意见稿》提出“可视国家要求分为保障性并网规模和市场化并网规模”,即意味着可以不对两种项目加以区分。

“保障性并网和市场化并网推出的主要原因是希望有最低的开发量,保证如期实现‘十四五’目标。但目前来看,各省的计划开发量普遍比国家的‘十四五’目标要高。”中国新能源电力投融资联盟秘书长彭澎在接受记者采访时说。

“进一步明确保障性并网项目和市场化并网项目,对其规模、各种参数要求有了清晰的规定,便于电站投资企业决策。此外,‘光伏+储能’是趋势,但从目前‘光伏+储能’项目的实际运行情况来看,缺少明晰的商业模式,项目中的储能部分纯粹变成应付政策要求。”西安隆基清洁能源相关负责人建议,国家应对“光伏+储能”项目中的储能部分,建立类似抽水蓄能电站的定价机制及商业模式,从根本上促进项目整体发展。

规范光伏市场开发

《征求意见稿》提出,“未纳入光伏电站年度开发建设方案的项目,电网公司不予办理电网接入手续。鼓励各级能源主管部门采取项目库的管理方式,做好光伏电站项目储备”,一些业内人士认为,这进一步提高了光伏电站投资建设门槛。

西安隆基清洁能源相关负责人认为,此项规定的初衷在于规范现有的电站开发建设市场,引导有序开发具备并网条件、消纳条件区域的光伏电站。

“随着分布式光伏市场的火热发展,项目数量颠覆性增长,涌入了成千上万逐利而来的‘新玩家’,有的甚至盲目‘圈项目资源’,而他们对项目可行性的专业判定能力参差不齐,在项目安全管理、质量管理和运营管理方面存在诸多隐患。”联盛新能源集团总裁田大勇表示。

田大勇告诉记者,在充分的市场竞争基础上,需要政府和电网公司承担起规划统筹、筛查把关、准入管理等职责。“在分布式电站统筹管理方面,江西省的人库制度就是个很好的典范,通过远期库、近期库、优选库等多轮筛查,最终确定出可行性最强、前期筹备工作最充分的项目清单,并公示所有投资建设单位以便于市场监督。”

“在‘十四五’规划宏伟的装机目标下,大批新手一起冲入光伏行业分享盛宴。提高光伏投资的门槛与成本后,可减少一批无实力跨界者,留下一批有底蕴有实力的跨界者,刺激技术创新,加快技术迭代和产能替换。”东方日升相关人士表示。

缺少回收细则

《征求意见稿》要求各级能源主管部门优化营商环境,规范开发建设秩序,不得将配套产业作为项目开发建设的门槛。

据了解,尽管国家能源局多次强调优化营商环境,但地方政府要求产业配套却屡见不鲜。“部分地方政府进行‘权力寻租’和‘垄断经营’的现象依然存在,这暴露了这些区域因自身招商引资能力弱而剑走偏锋的问题。”田大勇表示,“但国家近期陆续出台了多项针对性文件,地方政府‘知错即改’的效率和态度也有目共睹,整体投资环境正走向良性。”

《征求意见稿》提出,“原则上由电网企业负责投资建设项目场址外配套电力送出工程,对电网企业建设有困难或规划建设时序不匹配的新能源配套送出工程,允许发电企业投资建设。”但有业内人士认为,在实际操作过程中,大部分的光伏电站项目送出工程仍由企业自建,电网企业决策及实施流程漫长,很难匹配光伏电站建设周期。另外,由于价格等问题,大部分项目无法执行回购。

今年7月印发的《关于做好新能源配套送出工程投资建设有关事项的通知》规定,发电企业建设的新能源配套工程,经电网企业与发电企业双方协商同意,可在适当时机由电网企业依法依规进行回购。

“政策明确了配套送出工程可由发电企业投资,后期由电网企业回收这一大原则,但是缺乏细则,存在电网企业与发电企业对送出工程价格存在分歧的现象。”西安隆基清洁能源相关负责人指出,“建议针对这一现象,调研制定可操作执行的成本核算标准细则,使得相关规定有切实的执行依据。”



政策发布

安徽

2021 开发建设 风光项目 600 万千瓦

本报讯 12月6日,安徽省能源局印发《2021年风电、光伏发电开发建设方案的通知》。根据《通知》,风电、光伏总计600万千瓦。其中,风电项目共19个,并网容量为142.6万千瓦,要求配置电化学储能容量60.04万千瓦,火电灵活性改造新增调峰容量34.97万千瓦,且规定电化学储能电站连续储能时长为1小时。光伏项目指标为457.4万千瓦,也均需配置储能,总规模为96.15万千瓦,火电灵活性改造调峰容量按照1.1-1.5倍配置。

其中,从投资企业来看,华润集团、华能集团、金风科技、三峡集团均拿到15万千瓦以上风电项目。此外,《通知》强调了各投资企业要切实加快项目建设进度,除并网消纳受限原因外,光伏电站项目应于2022年底前首次并网,2023年6月底前全容量并网;风电项目应于2023年底前首次并网,2024年6月底前全容量并网。(杨晶晶)

浙江

全国首个省级整县光伏 开发工作导则出炉

本报讯 近日,浙江省能源局正式印发了全国首个针对整县推进分布式光伏开发试点工作的省级实施导则《浙江省整县(市、区)推进屋顶分布式光伏开发工作导则》(以下简称“工作导则”),首次提出了“区域累计光伏发电装机对当地电力规划最高负荷贡献比例”的概念,明确提出各试点县(市、区)应按照当地“十四五”规划可再生能源发展目标确定分布式光伏建设目标,新增光伏发电规模“十四五”期间不少于10万千瓦,累计光伏发电装机不应低于当地“十四五”电力规划最高负荷的15%。

《工作导则》对各试点的分布式光伏发电项目安装比例也提出了现有建筑物和新增建筑物的安装比例要求。明确特色小镇、开发区(园区)要高比例应用,污水厂和自来水厂的应用比例为90%以上。新建建筑能装光伏的区域都要利用起来,并且设计时就要考虑光伏安装条件,为更大规模地安装光伏准备好条件。不限制用户光伏的安装比例,在确保群众利益的前提下,鼓励城市居民、农村用户屋顶安装屋顶光伏。(刘靖)