

新能源入市三题待解

■ 本报记者 赵紫原

“有序推动新能源参与市场交易”正在成为能源行业的政策热点。

今年1月,中央全面深化改革委员会第二十二次会议,与国家发展改革委、国家能源局发布的《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》(下称《指导意见》)均提出“有序推动新能源参与市场交易”;同期,国家能源局发布的2022年能源监管工作要点和任务清单也明确提出,“积极支持新能源参与市

场交易,以市场化机制促进新能源消纳”;国家发改委和国家能源局近日发布《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》更是给出详细操作“指南”——“鼓励新能源发电主体与电力用户或售电公司等签订长期购售电协议”。

新能源参与电力市场交易为何成了近期行业重磅文件的“公约数”?在操作中还面临哪些挑战?

焦点一：“新能源电价该怎么定？”

“新能源入市价格为啥变低了?”“新能源入市咋保障收益?”……不少新能源发电企业工作人员向记者坦言,入市意味着告别“旱涝保收”,第一道“坎”就卡在价格上了。

入市后为何电价变低?“此前相对较高的上网电价得益于政府扶持和补贴,并非其真实的电能量价值。”广东售电公司工作人员蒋江指出,新能源所发出的电力和煤电、水电本质上没有任何区别,从这个角度看,供需宽松的时段和区域执行低价无可非议。

某不愿具名的业内人士坦言,原来新能源是按计划模式发展,行政审批、核价按照固定投资回收成本。“所谓‘变少’的钱,其实是应该支付的消纳成本。好比一件商品本身价值100元,政府扶持后

变为300元,进入市场后还原商品属性定价100元,‘消失’的200元并不是其应得的钱。换言之,绿证也好,政府授权合约也好,都是在向用户传导消纳成本。要想发展新能源,当前的核价和审批制度必须市场化,同时市场机制必须考虑消纳成本的疏导。”

“有观点拿个别不规范的乱象来否定市场,这是不理智的。问题不出在市场本身,而是建设和运营有问题。如果人为干预价格,将导致价格背离供需进而资源错配,更不利于新能源消纳。新能源相对化石能源的额外价值在于环保属性,这部分价值应该通过健全完善绿证市场获取收益。当前现状是,将两个不同维度的价值搅合在一起讨论,难免混沌不清。”蒋江说。

焦点二：“入市最大障碍是什么？”

“新能源间歇性、波动性明显,没法进市场”“新能源入市将加剧价格波动”……不少观点认为,新能源入市的最大掣肘是技术。一位不愿具名的受访专家则指出,从国外经验看,技术可以改进,机制问题才是当前争论的核心。

上述业内人士也认为,新能源参与市场的关键问题并不是理论上如何解决波动性、间歇性等制约,而在于多方利益如何博弈和平衡。“以消纳责任权重为例,假设A省将高比例新能源电量送至B省,就意味着本省可能无法

完成指标任务,势必会限制外送规模。所发电量的绿电权益归谁?发出省还是受端省?”

“入市意味着新能源和火电,发电与用户、电网之间的利益格局被打破。比如某省现货市场,好多火电被强制出清,在没有报价的情况下,为了完成消纳指标被迫发电。其实质还是计划体制发挥主导作用,通过违背经济规律的方式解决消纳问题。为了照顾不同利益群体,很多市场规则被扭曲不能发挥应有作用,这可持续吗?”上述业内人士说。

电力从业人士王康指出,当务之急是加强部门之间、央地之间、以及政策与市场之间的协同。“为解决‘铁路警察,各管一段’的问题,《指导意见》提出建立跨部门、跨区域的能源安全与发展协调机制,同时强调打破省间壁垒,加强市场与政策之间的衔接,加快建设全国碳交易市场、用能权交易市场、绿色电力交易市场,以解决市场化交易与配额制之间的矛盾。关键在于如何落地,让市场成为新能源消纳的主要方式。”

焦点三：“辅助服务费用谁来出？”

“绿电的最终受益者和消费者是用户,这个费用理应由用户出”“辅助服务是为了更多消纳新能源,理应由新能源企业出”……伴随着新能源入市,以及新能源电力高比例增长带来的辅助服务大幅上涨,辅助服务费用到底谁分摊讨论已久。

中电联发布的《电力行业碳达峰碳中和发展路径研究》显示,由于新能源属于低能量密度电源,导致电源和储能设施年度投资水平大幅上升。据测算,相比2020年,2025年、2030年、2035年发电

成本将分别提高14.6%、24.0%、46.6%。

上述业内人士告诉记者:“做个简单测算,原来1.2千瓦的煤电能为1千瓦的用户供电。但当前需要‘1.2千瓦的新能源+1千瓦的煤电’,才能对应1千瓦的用户。这样,平时不开机的1千瓦煤电与需要随时启动的灵活性辅助服务无疑会抬高发电成本。”

那么,这些增加的辅助服务费用到底应该谁来出?蒋江认为,一味由新能源分摊是不合理的。“一方面,新能源是电力生产者,自身并不需要辅助服务;另一

方面,存量新能源仍需补贴,用补贴来支付辅助服务费用,违反了设计初衷。按照‘谁受益、谁承担’原则,享受蓝天白云的是全体用户,那么新能源以及系统产生的成本理应由用户买单。”

用户分摊是否会抬高终端用电成本?蒋江指出,这是新能源入市后的又一误区。“此前,发电企业内部分摊辅助服务费用,表面上看用户无需支付,实际上计算在了度电成本中。与过去‘一锅炖’的方式相比,通过市场优化配置资源,‘账单’更加透明,反而更有利于减轻用户负担。”

2021年阳江核电上网电量创历史新高



图片新闻

2021年,阳江核电全年上网电量492.15亿千瓦时,创历史新高,较去年同期增长15.8%,机组利用小时数首次突破8000小时。492.15亿千瓦时的上网电量相当于减少消耗标准煤1483.3万吨,减排二氧化碳约4094.7万吨,环保效益相当于种植了11.1万公顷的森林。图为阳江核电基地全景。

阳江核电/图

资讯

省间电力现货交易第二次模拟试运行启动

本报讯 近日,国调中心、北京电力交易中心联合发布《关于开展省间电力现货交易第二次模拟试运行和试结算的通知》,定于2022年2月18日-2月21日开展为期4天的模拟试运行,22日-28日开展为期一周的试结算。此前在2022年1月27日-28日已经开展为期2天的日前省内省间现货模拟试运行。(全晓波)

浙江虚拟货币“挖矿”用电实行差别电价政策

本报讯 浙江省发改委近日发布关于虚拟货币“挖矿”用电实行差别电价政策有关事项的通知,虚拟货币“挖矿”用电实行差别电价,加价标准为每千瓦时0.5元。通知要求加强动态甄别工作,定期公布、更新相关信息。同一电力用户若存在虚拟货币“挖矿”用电与其他用电混用的,全部用电量执行差别电价政策。(宗和)

电力市场再现交易申报失误

本报讯 2月14日,浙江电力交易中心发布交易申报风险提示,称在2022年2月月度挂牌交易及2022年年度挂牌(滚动撮合)交易中,共收到6家市场主体反映交易申报出现操作错误,造成损失。这是今年以来第二次披露的交易申报失误事件。分析提醒,随着市场主体不断增加,交易品种和方式不断创新,电力交易更加复杂,呼吁市场主体增强账号安全意识,提高业务能力,并建立交易申报工作机制。(宗和)

昆明电力交易中心开创电改“云南模式”

本报讯 昆明电力交易中心自2016年成立以来,先行先试在全国率先搭建功能全面、规范高效的交易平台,打造出可复制可推广的电力体制改革“云南模式”。

相关数据显示,2021年,云南全省98%以上大工业和40%以上一般工商业用户参与市场化,市场主体注册数量超过18万户,是5年前的44倍;通过“计划+市场”省间模式使云南弃水问题得到解决,2014年-2021年,外送清洁水电占广东全社会用电量比例由16.7%增长至21%。(欧阳婷婷)

需求侧响应将成新型电力系统特征

■ 本报记者 杨晓冉

2月10日发布的《完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施》(下称《措施》)对“电力需求侧响应”作出专门部署。

《措施》明确,推动电力需求响应市场化建设,将需求侧可调节资源纳入电力电量平衡,发挥需求侧资源削峰填谷、促进电力供需平衡和适应新能源电力运行的作用,并进一步拓宽电力需求响应实施范围,通过多种方式挖掘各类需求侧资源并组织其参与需求响应。《措施》同时指出,加快推进需求响应市场化建设,探索建立以市场为主的需求响应补偿机制。

电力需求响应就是通过价格信号和激励信号,让用户改变原来的用电行为,最终促进电力供需平衡和保证电力系统安全运行。业内专家分析指出,合理引导与激励用户积极参与电力需求响应,对于电力系统,特别是新型电力系统的稳定高效运行,将发挥重要作用。

应用场景广泛

我国早在2013年就启动了电力需求响应城市综合试点建设;2015年国家发展改革委进一步发文加强电力需求侧管理,完善电力应急机制;2017年9月《电力需求侧管理办法(修订版)》发布,电力需求侧管理进入新阶段。在此背景下,近年来,多省、市陆续开展电力需求响应项目。

谈及电力需求侧响应的重要性,华北电力大学能源互联网研究中心主任曾鸣指出,电力需求侧响应其实就是一种资源,除了参与电网削峰填谷,还可以“荷随源动”跟踪新能源出力的变化,以此达到电力系统的平衡。“电力系统的供需平衡尤为需要这样的资源支撑。”

华东电力设计院智慧能源室主任吴俊宏介绍,用户侧的可调节负荷均可以用于电力需求响应,如空调、电蓄热锅炉、可调节的工业生产负荷等。“随着用户侧新型电气设备的普及,电动汽车、电储能装置,甚至是用户侧光伏等,都可以纳入到需求侧响应范畴。”

新型电力系统常态化调节手段

在碳达峰碳中和目标与新型电力系统建设背景下,电力系统终端用户的用能比例势必大幅度攀升。

“电能替代是终端用能转型的一个重要途径。”中国电科院技术战略中心主任闫华光指出,新型电力系统的重要特征就是源荷两端会发生变化,电网也要相应支撑,这就对电力需求侧响应的建立与完善提出了更加迫切也更高的要求。“未来的电力需求侧响应很可能是常态化的重要调节手段。”

吴俊宏分析指出,新型电力系统可再

生能源电力占比高,关键在于如何平衡新能源发展与经济成本。“由于新能源的间歇性,传统电力系统靠电源侧进行功率调节满足发电用电的实时平衡,但成本代价太高。而需求侧响应的最大作用就是让用户也主动参与到电力系统的实时平衡中,通过需求侧响应实现削峰填谷,不仅能减少电力系统对装机容量的远景需求,也能在短期内发挥用户侧负荷的灵活调节作用,从而减少电力系统的电力生产和使用成本。”

闫华光进一步指出,通过对需求侧用电设备如电制冷(热)、充电桩等灵活性调节资源的精准控制来跟踪新能源出力,可以促进新能源消纳。在末来供电紧张、用电负荷会进一步增长的情况下,引导具备需求响应能力的新型用电设备广泛接入电网,也将推动需求侧的绿色低碳转型。“通过需求侧响应改善电网负荷曲线,降低峰谷差,提高系统整体运行效率,才能实现效益最大化。”

须与电力市场有机衔接

多位业内专家指出,随着我国电力体制改革和电力市场建设走向深入,实现需求侧响应与电力市场的有机衔接已成为必然趋势。

曾鸣分析指出,鼓励用户参与需求侧

响应需要通过经济手段。“一定要让需求侧响应资源进入电力市场,甚至是电力现货市场,或者作为电力辅助服务商品去运营、销售,只有这样用户才有积极性。”

闫华光解释称,以往的需求侧响应主要靠激励和补贴方式开展,但激励力度和补贴额度的确定难度非常大。“只有在电力市场尤其是现货市场,需求侧响应才能充分体现出价值,并得到相应收益。”

当前,我国电力市场以及辅助服务市场建设仍处于起步阶段,有待完善和优化,“在这种情况下,需求侧响应如何融入电力市场建设难度很大。”吴俊宏同时指出。

“需求侧响应资源及虚拟电厂、储能、综合能源系统等灵活性资源的用电模式与传统资源不同,要进入电力市场,其规则、模式、结构的制定仍有待完善。”曾鸣说。

在吴俊宏看来,引导和激励多元用户主动参与需求侧响应,一方面需要解决这类主体参与需求侧响应的合法身份问题;另一方面要从电网管理规定上为这类主体充分发挥削峰填谷作用创造条件。

“下一步还需要加强需求侧响应的统筹管理与顶层设计。从源头上将需求侧响应纳入到新型电力系统建设的整体布局中,并健全电网接口等相关标准体系及认证体系建设,同时强化数字化、智能化建设,实现用户的无感参与,促进需求侧响应规模发展。”闫华光指出。