

一家之言

走出电力现货交易的认知误区

■ 吴安平

“无现货不市场”是市场经济的基本原理,但目前我国的电力市场对电力现货和电力现货交易存在认识上的误区,在一定程度上影响了电力市场健康发展。为此,应根据电力市场的特殊性,找出原因并走出误区,这对进一步推动我国电力市场化改革非常必要。

电力商品的特殊性决定现货的特殊性

与普通商品相比,电力商品至少在五个方面表现出明显的特殊性:看不见摸不着;不能大量储存;生产与消费同时完成;依靠专有的输电网络以光速“运输”;需要通过调度中心执行交易结果。

现货就是已经生产出来的、可以“一手交钱一手交货”的商品。如果硬要用这个标准来衡量的话,除蓄电池外,电力商品没有“现货”。因此,人们只能根据电力商品的特殊性对其进行专门定义。

在电力市场中,用户选购电力商品的前提是,电力生产商拥有的电厂已建成并接入电网,具备发电条件。实际上,此时的电厂相当于一个“产品库”,存放着拟出售的电力商品。不同类型电厂生产的商品有明显的“品质”差异,如“生产原料”的碳含量不同、生产成本不同、不同时间段的产量不同、输送的距离不同(这些差异与电能在物理功能上的同质化并不矛盾),用户可根据需求购买不同厂家的商品。显然,这种可供消费者挑选的电力商品就是电力市场的现货。

因此,电力现货的定义可以这样表述:已建成并接入电网、具备发电条件的电厂,其可预期的供给用户的电力电量(电能)。

市场需要较充足的现货做支撑。如果一个国家普遍缺电,大量电厂处于建设或规划中,表明该国建设电力市场的基本条

件还不具备。我国的电力市场化改革选在电力供给总体略大于需求时启动和进行,实际上就是对“无现货不市场”的原理及电力现货定义的认识。

不可否认,像光伏发电、风电、水电等发电站,无论全年还是某个特定时间段的可预期发电量均存在一定不确定性,这正是电力商品特殊性的表现,这除了增加用户购买方式的复杂性外,并不会颠覆电力现货的定义。随着气象预测技术水平的不断提高和发电站运营经验的积累,这种不确定性会越来越小。

电力中长期交易也是现货交易

“电力中长期交易也是现货交易”的观点是由华南理工大学教授陈皓勇在2018年撰写的《电力市场设计与运营中的几个关键概念》一文中提出的,其主要理由:

任何一种电能交易都有3个关键时间点:交易发生时间、交割开始时间和交割结束时间。尽管各种交易从达成到交割开始的时间及交割的持续时间不尽相同,但最终都会反映在电网调度中心的执行方案上,不存在交易与交割同时发生的情况,因此没有本质区别,都属于现货交易。

电能从长期、中期到短期、超短期(实时)的交易,实际上是对最后交割方案(调度计划)的滚动修正。调度计划方案不可能全都在日前或日内通过现货交易形成。为有利于调度方案安排和执行,确保电网安全运行,相关部门会鼓励供需双方尽早开展交易,并向调度中心提供带曲线的交易结果。

现货价格一般通过经济调度模型计算得出,反映的是边际机组的边际成本,并不包括长期发电容量投资的经济信号。

依靠目前界定的现货交易市场发现价格并引导投资,理论上缺乏依据,实践中也难以实现。

电能中长期交易具有管控财务风险的功能,更重要的是,通过中长期交易可以提前做好发电计划,确保电力系统以较优化的方案运行。在一个稳定健康的电力市场中,中长期交易不可缺少,国外电力市场的长期实践也表明,该环节的交易量比现货交易大得多。

华北电力大学刘敦楠教授也认为,电力中长期交易本质上属于现货交易,即“远期现货交易”,人们常说的“现货交易”,实际上是“即期现货交易”。电力中长期交易的对象是实物而非合约,因此不是期货交易。电力中长期交易提供的价格信号可以引导电源规划和投资。

电力系统是世界上人工创造的最复杂的系统,依赖于这个系统建立起来的电力市场,必须在电力技术规律和市场经济规律的“交集”中运行,世界上最复杂的市场,因此电力现货交易的内涵要从多个维度思考和把握。

现货和现货交易不是一个概念,但密切相关,没有现货就没有现货交易。可以说,凡是对已建成并具备发电条件的电厂的可预期上网电力电量进行交易,无论年度、月度、周内还是日前、日内交易,均是现货交易。

目前的电力现货交易概念有误

所有的电力交易都是电力商品生产前的交易,所谓的实时交易也需要提前进行,不可能做到交易与交割同时完成,而将日前、日内和实时交易都认定为现货交易,依据的显然是交易与交割的间隔时长。与中长期交易相比,这三种交易各自距交割的时间都很短,但若它们之间比较的话,差距

相当大。如果实时交易与交割的间隔时长按1小时计,那么日前交易的间隔时长是其24倍,这无疑给电力市场建设的理论和实践带来困惑。

既然现货交易的范围可以扩大到日前,能否扩大到一周内甚至一月内?有资料显示,英国的电力现货交易就延伸到交割前一周,我国的电力市场是否也应该这样?如果承认中长期交易属于现货交易,却又明确规定现货交易只包括日前、日内和实时交易,且将中长期交易与现货交易作为对应概念并列,岂不矛盾?

这些困惑和矛盾主要由于相关人员对电力市场的特殊性缺乏深刻认识,不恰当、随意地使用电力现货交易的概念所致。为推动电力市场向更高水平发展,有必要规范相关概念:

应明确中长期交易也是现货交易,不再使用只包含日前、日内和实时交易的“电力现货交易”“电力现货市场”等概念;电力交易可分别称为长期、中期、短期、超短期交易,各自与年和多年、月和季、日前和周、实时(日内)交易相对应;原来的日内交易和实时交易都是对日前形成的发电方案(调度执行计划)进行的微调,两者功能基本一致,其实,日内交易不仅包含实时交易,其本身也是实时交易,应统一称为“实时交易”,更符合电力市场(电力系统)的特性。

同时,应对部分提法进行必要修正。如“以中长期交易为主,现货交易为补充”宜改为“以中长期交易为主,短期和实时交易为补充”;“电力现货市场建设试点”宜改为“电力短期和实时交易市场建设试点”等。

电力市场化改革是一项万众瞩目的事业,电力市场建设也是一门新兴的跨学科专业,应发扬勇于创新的学术精神,严肃、严谨使用每一个专业概念。

电力市场应更新逻辑起点、基本思路

不同时间尺度的电力交易有不同的定位和功能,它们互相配合、有序协调,共同构成一个完整的现货市场体系,有效发挥保障电网安全运行、提供完整价格信号、优化配置资源等作用。

电力市场建设的逻辑起点既不能放在中长期交易上,也不能放在短期或超短期交易上,而要置于整个现货交易体系上。现货交易的重要性不容怀疑,但按目前的界定,难免会导致人们片面强调甚至夸大日前、日内和实时交易的作用,而忽视中长期交易的意义,以至于电力市场建设的实践出现偏离,甚至出现不顾实际情况而盲目追求现货交易并将简单问题复杂化的倾向。

我国电力市场建设应根据电力现货和现货交易的科学定义,从新的逻辑起点出发,逐步建立起符合国情的“以中长期(年度和月度)交易为基础、短期(周内或日前)交易为主导、超短期(日内即实时)交易为补充”的交易格局和市场化平衡机制。

电力市场建设难以一蹴而就,需要经历一个从“以中长期交易为主”到“以中长期交易为基础”的较长时间的逐步提升过程。由于全面开展短期和超短期(实时)交易的条件还不具备(如尚未建立起与之相适应的调度体制机制),同时基于对现货交易的重新认识,“十四五”期间,电力市场应在2020年新版《电力中长期交易基本规则》的指导下,进一步完善中长期交易,认真组织开展分时带曲线、月内多日、滚动撮合等交易,细化颗粒度,充分发挥中长期交易的作用,不断总结和积累经验,为推动电力市场尽快走向成熟和构建更理想的交易格局打好基础。

(作者系西南电力设计院原副总工程师)

行业洞察

新型电力市场建设势在必行

■ 曾鸣 张硕 刘强

在我国碳排放结构中,能源行业碳排放占比超过80%,电力行业碳排放占能源行业中的占比超过40%。建设新型电力系统可从源头大幅降低碳排放,从系统结构、运行方式上推进能源革命,是实现碳达峰、碳中和目标的基础支撑。

从系统供需结构上看,新型电力系统主要由两类基础要素构成:一是电源主体从传统的以火电为主转变为以风电、光伏发电等新能源为主;二是支撑系统安全稳定运行的多种灵活性资源,包括转变职能角色的火电资源和抽水蓄能、电化学等储能资源,以及亟待深度挖掘的广大负荷资源。从系统演化及运行方式上看,新型电力系统呈现“双峰”“双随机”等特征,其中“双峰”即新型电力系统在夏季、冬季均出现负荷高峰,且峰谷差逐渐扩大,对系统的调峰调频能力提出了新要求;“双随机”即新型电力系统的供给侧与需求侧均呈现随机性特征,对系统的安全稳定运行提出了新挑战。那么,新型电力系统如何在补贴退坡趋势中实现可持续发展?如何与碳交易市场等相关举措协同?笔者认为,构建匹配的新型电力市场,是新型电力系统安全稳定有序发展的重要支撑。

新型电力市场以风电、光伏发电等新能源为供应主体,以火电、储能、负荷等灵活性资源为辅助服务主体,与碳交易市场和绿证交易市场关联协同,可充分释放各主体的市场价值,体现电力商品的经济、低碳、绿色价值。具体而言,建设新型电力市场具有以下重要意义:

为新能源持续稳定发展提供市场平台。新型电力市场将推动风电、光伏发电等新能源提升发展水平,全面参与市场交易,在竞争中实现健康发展;全面替代政府补贴机制,大幅减少政府财政压力。

支持灵活性资源获得合理收益,体现其价值。新型电力市场可充分挖掘火电、储能、负荷等灵活性资源的潜能,支撑系统安全稳定运行,并为其获得合理收益提供市场平台。

有效梳理电力与碳排放等关系,助力实现碳达峰、碳中和。新型电力市场可紧密关联碳交易市场和绿证交易市场,协调电力与碳排放、能源绿色价值的关系,并与其他外部市场协同发展,助力实现碳达峰、碳中和。

结合市场结构、市场功能、外部属性

等新内涵和外延特征,新型电力市场建设需解决市场机制、协同机制、灵活性资源支持、关键技术支撑等问题。

构建系统完整的市场机制是关键。在当前的电力市场中,电力中长期和现货交易机制主要面向火电设计,因此,需建立健全符合新能源物理、经济、环境等多方面特点的新型电力市场交易机制。在支撑新能源并网消纳的灵活性资源市场机制建设方面,应厘清火电、储能、负荷等资源灵活性价值,设计符合其价值的多品种辅助服务市场机制。此外,屋顶光伏等分布式能源是新型电力系统的重要组成部分,应充分考虑其分散、体量小、靠近需求侧等特点,建立点对点等灵活多样的分布式发电交易机制。

绿证交易市场、碳交易市场协同发展是基础。要建立上述两大市场的碳成本传导机制、电力碳排放价格形成机制。同时,新型电力市场与绿证交易市场是风电、光伏发电等新能源通过市场方式实现可持续发展的关键依托,构建协同机制将合理体现新能源的电力属性价值与绿色价值,也是新型电力市场、绿证交易市场、碳交易市

场有序发展的关键。

需挖掘、调动系统的调节资源,提升市场灵活性。应加快转变火电职能,推进火电灵活性改造,从电源侧提供充足的调节资源;深度挖掘负荷侧资源,实施电力需求响应;加大抽水蓄能、电化学等储能设施建设规模,凸显储能灵活性调节作用……这些措施将提升、释放新型电力市场的灵活调节能力。

关键支持技术不可或缺。风电、光伏发电等新能源出力具有随机、间歇、波动等特性,为提高新能源的并网消纳水平,需配套精准的新能源源、中、短期出力预测技术;开发负荷聚集调控技术,聚合多元分散的负荷资源;完善市场合约的相关计量结算技术,关联新能源供需的时空分布,研究、厘清灵活性资源的实际作用。

针对以上特点,应从以下四个方面开展新型电力市场建设:

进行新型电力市场顶层规划设计。建立带曲线的新型电力市场交易机制,形成适合新能源的交易体系,有效衔接电力中长期和现货交易。同时,建设辅助服务市场,形成面向火电、负荷、储能等多元灵活

性资源,涵盖调峰、调频、备用、电力需求响应等多种模式的辅助服务市场,充分挖掘、释放灵活性资源的价值。

此外,还需围绕电价、碳价、绿证价格,对各市场主体的交易行为特征、价格形成机制等进行系统研究,统筹协调发展新型电力市场、碳交易市场和绿证交易市场。

推进新技术研发、新模式应用。应创新新能源电力大数据实时监测技术,结合气象预警系统等技术,提高风电、光伏发电等新能源出力的预测水平。同时,加大多元资源聚合调控技术开发力度,推广综合能源服务、虚拟电厂等新模式,实现多元、分散的分布式能源、储能、负荷等资源灵活聚合调控;加快区块链等信息物理技术在新型电力市场的应用,保障各市场主体智能、实时、公平交易及精准计量结算。

开发新型电力市场仿真平台。目前新型电力市场尚无政策、案例、数据、经验等支持,因此需开发电力市场仿真平台,研究新型电力市场规划、设计、验证、优化等问题。仿真平台应涵盖绿色电力交易市场、分布式发电交易市场、辅助服务市场、电力需求响

应及电-碳协同等内容,应用系统仿真理论与方法,为新型电力市场机制设计、验证、优化、预测和评价提供决策支持。

开展新型电力市场试点、示范。应因地制宜建设综合能源系统,整合多元分散资源,通过系统多能互补与源网荷储一体化管理,以及分布式能源交易实现内部平衡,以此作为集成系统参与新型电力市场。

同时,建设新能源云平台,通过数据实时采集系统和处理模块对发电侧、电网侧、用电侧主体进行电力碳排放监测,为新型电力市场有效运行提供数据支撑,为电力市场与碳交易市场、绿证交易市场协同发展提供平台。此外,还要积极开展绿电交易,探索带曲线的绿电交易模式,形成新能源就近消纳与跨省跨区交易的同步运行机制。

如前所述,建设新型电力系统,新型电力市场是关键,需从顶层设计、关键技术研发、仿真平台建设、试点应用等多方面同步开展,为碳达峰、碳中和目标实现提供市场保障。

(作者供职于华北电力大学能源互联网研究中心)