

# 纵深推进电力市场化改革

智库圆桌  
(第44期·总94期)

新一轮电力体制改革以来,我国电力市场建设稳步推进,主体多元、竞争有序的电力交易市场体系初步形成。今年国务院印发《要素市场化配置综合改革试点总体方案》提出,支持试点地区完善电力市场化交易机制,开展电力现货交易试点,完善电力辅助服务市场。本期聚焦电力市场化改革邀请专家探讨。

主持人

本报理论部主任、研究员 徐向梅

## 逐步构建多层次统一电力市场体系

主持人:我国电力市场化改革经历了怎样的发展阶段,取得了哪些成效?

戴俊良(国家能源局市场监管司司长):电力体制改革是我国经济体制改革的重要组成部分,党中央、国务院一直高度重视,电力市场化改革持续向纵深推进,经历了“从无到有”的历程,主要包括三个发展阶段。

第一阶段:厂网分开奠定电力市场基础。从20世纪90年代初开始,我国电力工业进行了以引入市场竞争机制为主要内容的电力管理体制与运营模式重大改革。2002年国务院发布《电力体制改革方案》,明确了“厂网分开、主辅分离、输配分开、竞价上网”四大改革任务,拉开电力体制改革序幕。经过10余年发展,逐步形成发电主体多元化竞争格局。

第二阶段:新一轮电力体制改革构建电力市场体系。2014年6月,中央财经领导小组第六次会议提出“四个革命、一个合作”(即消费革命、供给革命、技术革命、体制革命,全方位加强国际合作)的基本要求。随后,全面深入推进市场化改革,贯彻落实能源革命新战略的新一轮电力体制改革方案逐渐酝酿成熟。2015年,《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》确定了“三放开、一独立、三强化”的改革路径以及“管住中间、放开两头”的体制架构,提出区分竞争性和垄断性环节,在发电侧和售电侧开展有效竞争,培育独立的市场主体。新一轮电力体制改革以来,我国电力市场建设稳步推进,市场化交易电量比重大幅提升,初步构建了主体多元、竞争有序的电力交易市场体系,有效促进电力资源优化配置和可再生能源规模化发展。

第三阶段:“双碳”目标的提出开启电力市场化改革新篇章。实现“双碳”目标是推动能源高质量发展的内在要求,也是加快建设能源强国的必经之路,电力市场要发挥对能源清洁低碳转型的支撑作用。2021年11月中央全面深化改革委员会第二十二次会议指出,要健全多层次统一电力市场体系,加快建设国家电力市场。2022年,国家发展改革

委、国家能源局联合印发《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》,标志着电力市场化改革新篇章开启。

2015年新一轮电力体制改革以来,按照“先试验、后总结、再推广”的原则,我国电力市场化改革不断深化,逐步构建了以中长期交易为“压舱石”、辅助服务市场为“调节器”、现货试点为“试验田”的电力市场体系。

一是保障电力安全稳定供应。全国市场化交易电量规模大幅提升,由2016年的1.7亿千瓦时增加到2021年的3.8亿千瓦时,占全社会用电量的45.5%。在去冬今春能源保供中,中长期市场保供稳定、辅助服务市场保系统运行安全、应急调度交易保突发处置的市场机制发挥了重要作用。其中,中长期市场“压舱石”作用凸显,2021年年度、月度交易电量超95%,有效稳定了电力供需;辅助服务市场“调节器”功能进一步提升,挖掘调峰能力超9000万千瓦,保障了电力系统安全稳定运行;应急调度支援作用有效发挥,累计开展跨省跨区应急调度200余次,支援电量近100亿千瓦时。实践证明,市场化机制是在既有系统条件下,优化配置资源、挖掘系统调节潜力的最有效手段,优先用足用好市场机制配置资源的理念形成共识。

二是促进能源清洁低碳转型。2021年,全国可再生能源发电装机规模历史性突破10亿千瓦,水电、风电、光伏装机均超3亿千瓦,海上风电装机规模跃居世界第一,可再生能源发电量达2.48亿千瓦时,占全社会用电量的29.8%,新能源年发电量首次突破1万亿千瓦时大关。市场化机制是促进清洁能源并网消纳的重要举措,清洁能源参与市场交易规模持续增加,2021年全国通过市场化方式消纳清洁能源7215亿千瓦时。其中,通过辅助服务市场挖掘系统调节能力超9000万千瓦,年均促进清洁能源增发1000亿千瓦时,发电企业获得收益253亿元,有效促进了火电灵活性改造,为促进清洁能源消纳和推动煤电转型发展提供了关键支撑。

三是降低全社会用电成本。目前,全国

已建立北京、广州两个区域电力交易中心和33个省(区、市)电力交易中心,形成了相对独立、公平规范的市场交易平台,累计注册市场主体46.7万家。电力供需较为宽松时期,市场机制通过有效竞争释放优质产能,2016年以来累计为实体经济降低用电成本4700多亿元。电力供需较为紧张时期,市场机制是疏导燃料上涨成本最直接、快速的渠道,2022年一季度参与直接交易的煤电企业成交均价为0.4478元/千瓦时,较基准价上涨0.0678元/千瓦时,涨幅为17.84%,比电网企业代理购电燃煤电价涨幅提高2.5个百分点,为发电企业增收450多亿元。通过公平有效的市场机制提高系统运行效率、实现经济调度,对降低全社会用电成本发挥了重要作用。

今年是落实“十四五”规划以及“双碳”目标的关键之年,电力市场要向“从有到优”升级,发挥对能源清洁低碳转型的支撑作用。

首先,加快构建全国统一电力市场体系。进一步规范各层次电力市场秩序,健全中长期、现货交易和辅助服务交易有机衔接的电力市场体系;深化市场机制,降低市场主体制度性交易成本,打破省间壁垒,提高大范围资源配置效率;加快电力市场标准化建设进程,建立完善的标准体系框架,统一与市场相关的名词概念、数据口径和技术标准。其次,进一步完善电力市场功能。持续推动电力中长期交易,发挥其平衡长期供需、稳定市场预期、引导现货市场更好发现电力实时价格,准确反映电能供需关系;完善深化电力辅助服务市场,丰富交易品种,健全价格形成机制,更好体现灵活调节性资源的市场价值;培育多元竞争的市场主体,推动工商业用户全部进入市场,有序推动新能源参与市场交易。再次,加强市场交易秩序监管。督促市场成员严格执行国家相关政策,遵守市场交易规则,完善交易组织流程,规范电网企业代理购电行为;夯实市场运营机构主体责任,加强对市场运营情况的监控分析,做好电力电量平衡和信息披露工作。

主持人:电力现货交易市场试点进展如何?解决现货市场建设中存在的问题,国际上有哪些可借鉴经验?

陈启鑫(清华大学能源互联网智库中心常务副主任):自2017年8月国家发展改革委、国家能源局发布第一批电力现货交易市场试点以来,我国电力现货市场建设稳步推进。其中,广东、山西、山东、四川、甘肃5个试点地区已于2021年启动现货不间断试运行,并持续运行至今,期间结合试运行情况对规则进行了更新迭代;浙江和蒙西近期更新了现货市场相关规则,浙江将在新规则确定后开展现货市场模拟与调度试运行,蒙西于2022年6月1日启动连续结算试运行;福建自2020年启动长周期结算试运行以来,一直以发电侧单边参与方式开展,近期正修订市场交易规则,待通过后推动模拟与结算试运行。2021年3月,上海、江苏、安徽、辽宁、河南、湖北等第二批现货试点名单公布。

目前我国电力现货市场试点共有14个,电力现货市场建设成效显著。其一,充分体现了现货市场对电力资源的价格发现作用。在现货市场机制下,市场主体提前申报供给与需求投标,并由市场运营机构统一出清,形成时段市场出清价格,体现了电力能源不同的时间价值属性;在系统网络传输线路出现阻塞时,每个区域与节点会产生不同的电价,体现了电力能源不同的空间价值属性。在不同时间与空间价格信号影响下,市场主体被引导更科学地用能。其二,多元市场主体有序参与并享受市场机制释放的社会福利。目前许多试点地区已实现发电、用电双侧参与,通过双侧主体报量报价形式,共同参与资源优化配置。其三,实现了中长期合约与现货市场交易有效衔接。一般而言,市场80%以上的交易电量在中长期交易中锁定,以规避风险。但是很多中长期交易合约只确定了电量与价格,未就详细电力结算曲线达成一致,与现货市场衔接存在难题。部分试点省区已提出现货市场标准化结算曲线等解决方案,实现了中长期交易与现货市场高效衔接。

电力现货市场有序发展,但仍存在部分问题有待解决:各地电力现货市场建设进展和交易规则尚存差异,给建设全国统一电力市场带来一定挑战;电力现货市场试点机制对高比例新能源考虑尚不完善,新型电力系统下的市场运行存在不确定因素;部分地区电力现货市场开放程度有待提升,参与门槛和交易限制需进一步放宽,以加强资源优化配置的广度与深度。

我国拥有世界上规模最大的电力系统,在实践中探索形成了独具特色的电力现货市场组织模式,在保障电力能源安全稳定供给基础上实现资源优化配置。因此解决电力市场存在的问题,需因地制宜探索解决方案。不过对于一些电力市场发展的共性问题,仍能从国际成熟市场中获取经验。

多层次市场协同方面,近年来欧洲与美国均出现了跨区域、大范围电力现货协同市场,以应对高比例新能源带来的挑战,对我国建设全国统一电力市场体系有一定参考价值。在未来电力现货市场建设过程中,建议设计多层次市场协同架构与统一标准现货市场规则体系,对跨省区与省区内交易时序、交易出清与结算模式机制给出指导意见,以兼容多个省区现货市场的运行机制。

新型电力系统适配机制方面,欧洲、美国加州等具有高比例可再生能源的地区,普遍开始探索面向高比例新能源的市场机制,对现有机制进行修正。例如,出台激励市场主体提供灵活爬坡等新型辅助服务机制,为火电等提供系统可靠性支撑的电源提供容量补偿或组织容量市场,针对高比例新能源引起的能量价格信号消失问题提供稀缺性价格机制等。

市场有序运行方面,近两年能源价格存在较大波动,美国加州、德州以及澳大利亚等地区在不同时间出现缺电、限电或暂停市场事件。受益于稳健的电力现货市场机制,我国电力市场价格始终保持在较为稳定的水平。不过,市场准入门槛过高、仅允许单边主体参与等约束,也在一定程度上限制了资源优化配置效率,建议在维护市场秩序前提下尽可能提高资源优化配置效率。

## 多维度推动可再生能源规模化发展

主持人:新能源参与电力市场化交易情况如何?在保供稳价的同时,如何促进新能源高效消纳?

韩放(中国电力联合会规划发展部副主任):一直以来,我国对新能源主要采用“保量保价”的保障消纳政策,有力促进新能源发展的同时,也为实现能源转型和“双碳”目标打下了良好基础。截至2022年6月,风、光新能源装机达到6.8亿千瓦,占总装机的27.82%,装机规模稳居全球首位,技术与成本优势日益凸显,除海上风电外已进入平价发展新阶段。从市场体制机制建设来看,可再生能源配额制的实施,以中长期、现货、辅助服务为主的电力市场化交易体系的完善,以及绿色消费机制的建立都对促进新能源消纳、稳定行业预期发挥了积极作用。

随着新能源装机增加和电力体制改革深入,西部、东北地区部分省份,如甘肃、内蒙古、山西、吉林、辽宁、河北等采用“保障性消纳+市场化交易”方式消纳新能源,新能源参与市场交易电量比例逐年增加。

从全国总量来看,集中式新能源电站参与市场交易比例相对较高。调研数据显示,大型能源企业新能源交易电量占新能源总发电量的28%以上,预计2022年新能源交易电量市场化比例达到30%以上。未来以新能源为主体的新型电力系统构建中,新能源参与电力市场成为必然趋势。从各区域来看,新能源占比低的地区以“保量保价”的保障性收购为主,新能源上网电量执行批复电价,不参与市场化交易。新能源占比较高的地区,如华北、西北、东北等多数省份以“保障性消纳+市场化交易”方式消纳新能源,“保量竞价”电量参与电力市场,新能源自主参与各类市场化交易,由市场形成价格。部分

省份新能源可自行选择是否进入市场,根据电网季节性消纳能力变化选择是否通过市场交易减少弃电量。

从参与程度来看,各省新能源参与市场交易程度不同。以西北为例,部分省份下达的保障性利用小时数较高,如陕西2021年仅有15%的新能源电量参与市场,青海则已全部参与,其他省份新能源市场化上网电量比例在15%至65%不等。

从市场范围和形态来看,跨区跨省和省内等市场都进行了一系列探索。跨区跨省市场有新能源与火电打捆参与中长期交易,跨省区可再生能源现货交易以及跨省调峰辅助服务市场;省内市场包括中长期市场、现货市场、辅助服务市场等,交易品种有电力直接交易、自备电厂替代交易、发电权交易、合同转让交易、绿电交易等。

新能源如何参与市场交易是个世界难题,各国都在尝试不同做法。例如,采用政策性激励措施:美国新能源基于可再生能源配额制及其配套绿证机制、差价合约、VPPA及套期保值等价格激励机制参与电力市场,德国基于溢价机制和招标机制等参与电力市场。优先促进新能源消纳,依靠较低的边际成本通过低价进入电力市场;美国、欧洲很多市场采取报量不报价的方式,获得优先发电机会,由于新能源边际成本较低,加上绿证收益和生产税抵免优惠,一般发电越多收益越大。

未来有序推动新能源参与市场交易,需要从制定政策制度、完善市场机制两方面共同推进,采用“政策激励+市场机制”双支撑模式,推动可再生能源规模化发展,促进市场机制建设。

一是发挥政策激励作用,保障新能源发展。新能源与其他市场主体平等参与电力市场交易,同时配套建立相关政策措施,保障可再生能源发电的合理收益。具体方式包括政府授权企业或保底购电企业与新能源发电企业签订长期政府授权合同,保障新能源消纳。目前,对新能源实行保障性收购仍是主要方式,为适应电力市场环境,建议将保障性收购政策转换为政府授权合同形式,由政府授权企业或保底购电企业与新能源发电企业签订长期政府授权合同,固定收购价格或明确价格调整机制,保障新能源企业经营收益。

建立新能源绿色证书交易和用户强制配额制度。绿色证书交易和用户强制配额制度能够有效促进可再生能源发展,是国际上比较通行的做法。2017年以来我国开始核发绿色证书,但由于未出台针对用户和售电公司的强制配额制度,绿证交易量很少。相较于提高终端销售电价的方式,以购买绿证方式疏导新能源成本更易被社会大众接受。建议出台用户强制配额制度,政府确定用户用电量中新能源配额比例,用户通过购买新能源绿证完成配额责任。强制配额比例可结合新能源实际情况和规划目标确定,提前制定绿证底价价格,给未完成配额义务的主体提供完成配额任务的渠道。

二是完善市场机制,适应新能源发展的物理特性。成立新能源聚合商。允许风、光伏电站按区域自愿集合形成新能源电站集群,整体参与市场,提高新能源出力预测精度和稳定性。新能源电站可与火电、水电、核电等常规电站集合参与市场,通过控制系统改造,合成曲线后参与市场交易,通过常规机组的调节减少其波动性、随机性。此外,新能源可与售电公司集合参与交易,通过售电公司用户侧调节资源平抑其波动性。

优化跨省区输电工程定价机制。跨省区交易是新能源参与市场的重要途径,建议对跨省区输电工程采用两部制电价机制,降低新能源参与市场交易门槛,减少交易成本,扩大交易范围。

缩短交易周期,提高交易频率。考虑到新能源出力预测准确性低的特性,市场设计应增加新能源调整曲线的机会,中长期市场不间断开市、缩短实时市场出清时间间隔、多周期动态优化。

发挥区域电网和多能互补作用,保证可靠供电。鉴于新能源随机性、波动性、间歇性特点,在更大区域和市场范围内开展交易有助于新能源消纳,实现更大范围资源优化配置。目前北京电力交易中心已开展绿电交易,是通过市场机制促进新能源消纳的有效途径。

合理疏导辅助服务成本。为了疏导新增的系统调节成本,应按照“谁受益、谁承担”的市场化基本原则,合理评估辅助服务贡献和责任主体,建立公平合理的辅助服务市场,在用户电价中增加辅助服务价格。

● 2021年全国市场化交易电量

3.8亿千瓦时

占全社会用电量比重45.5%

实施5批459个增量配电网改革试点项目

在电力交易机构注册的售电公司约5000家

● 2022年上半年

我国可再生能源发电新增装机

5475万千瓦

占全国新增发电装机的80%

截至6月底

我国可再生能源发电装机达11.18亿千瓦

其中

水电装机4.0亿千瓦

风电装机3.42亿千瓦

光伏发电装机3.36亿千瓦

数据来源:国家能源局