

全国统一电力市场加快构建

电力市场化改革迎来历史性突破

■本报记者 苏南 王林

我国电力市场化改革正迎来历史性突破。自2015年新一轮电力体制改革启动以来,全国统一电力市场建设进度“超出预期”。截至2025年,我国电力市场已基本搭建起“四梁八柱”,标志性任务取得决定性进展。

在业内人士看来,全国统一电力市场建设成就远超预期,在政策推进、市场机制完善、清洁能源消纳以及跨区域资源配置等方面均展现出超预期成效。

■“从‘跨省交易’迈向‘全国统一’”

自从2022年《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》发布后,配套政策密集出台,如《电力现货市场基本规则(试行)》等,为市场统一运营提供了制度保障。如今,京津冀、长三角、粤港澳等区域率先试点跨省电力交易,打破省间壁垒,2024年跨省跨区市场化交易电量达到1.4万亿千瓦时,比2016年增长十多倍。

在规则体系方面,跨省跨区交易规则全面出台并落地实施,系统性打破了长期困扰跨区交易的制度壁垒。现货市场建设接近尾声,预计今年底前可实现全国全覆盖。国网和南网市场机制化交易已正式运行,虽然目前体量较小但意义重大。中电联数据显示,全国统一电力市场框架已基本形成,为2025年“基本建成”目标奠定了坚实基础。

“全国统一电力大市场的核心要义可从‘范围’与‘规则’两个维度理解。”中电联规划发展部副主任韩放对《中国能源报》记者强调,“全国”界定了市场空间范畴,能够最大化资源配置空间和互补效益;“统一”则通过规则的一致性保障市场高效运转,包括统一市场规则、技术标准和市场体系。目前推行的“五统一”(统一基本规则、市场基础设施、资源要素市场、服务技术标准和市场监管体系)正是将这一理念落地的具体路径。

清华大学电机系副研究员郭鸿业对《中国能源报》记者表示,现阶段,我国“统一市场、协调运作”的市场体系已基本形成,涵盖电力市场各品种各环节的“1+6”基础规则体系初步构建完成,有效激发了市场活力、提高了市场效率,释放了市场红利。建设全国统一电力大市场需以制度完善为核心,破除省间壁垒,建成覆盖全国范围的中长期—现货—辅助服务市场协同格局,实现资源全国优化配置。

华北电力大学经济与管理学院教授刘敦楠接受《中国能源报》记者采访时也表示,全国统一电力市场已实现“框架成型、基础夯实”的阶段性突破;“1+6”规则体系全面建成,省级中长期交易实现全域覆

盖,山东、山西等多地现货市场“转正”运行,跨区域常态化交易机制落地实施,新能源“市场定价”机制进一步确立了市场化配置新路径。这标志着我国电力市场从“分散探索”进入“系统构建”的关键阶段。

■“市场协同问题是最突出挑战”

尽管建设成就显著,但全国统一电力市场仍面临诸多深层次挑战。在业内人士看来,电力市场是现代市场体系中最复杂的形态之一。“看上去很美”的蓝图在实践中面临“骨感”现实。韩放将当前阶段比喻为“建房子”,虽然主体结构已完成,但内部装修和系统集成仍需完善。最突出的挑战在于市场协同问题。

目前采用的省内市场加省间市场“两级运作”模式,缓解了跨省交易需求,但效率未达最优。中国社科院能源经济研究中心副主任冯永晟接受《中国能源报》记者采访时指出,各省电力市场建设节奏不均衡导致省间协调困难。电力经营主体需要分别在省内和省间市场重复交易,增加了操作成本和不确定性。此外,中长期与现货市场、电能量与辅助服务市场之间的衔接也存在障碍。

郭鸿业也认为,制度壁垒制约了省间交易流动。省为实体的格局、市场模式和交易规则的差异,导致资源优化配置效率受限。因此,迫切需要加速完善市场规范化建设,构建标准化功能配套的交易平台,并统一技术标准和交易管理制度,以支持能源资源的自由流动。同时,能源大基地缺乏市场化交易机制,面临电价机制不完善、成本疏导不足、跨省区协调困难等问题,亟需积极推动大基地内各类资源的一体化运营、合理分担责任和疏导成本。

冯永晟分析,跨省交易规则、监管体系、电网调度协同等制度尚不完善,需要加强顶层设计。同时,随着新能源大规模接入,跨省跨区交易需从单纯的电量交易向灵活性资源配置拓展,这对市场机制提出了更高要求。

“从计划体系向市场体系过渡的过程中,两者边界模糊导致价格机制僵化,进而影响系统灵活性的充分释放。”郭鸿业表示,“为此,迫切需要以完善的体制机制为核心,推动需求与供给的灵活匹配和资源的自由配置。”

■“改革没有完成时,只有进行时”

面对挑战,专家们提出了针对性的建议。冯永晟强调,我国应立

足自身独特的制度优势,如电网集中、中央统筹等,探索适合国情的发展路径。在制度建设方面,建议推进各省市场化步伐同步,加强省间规则协调,构建适应大范围资源配置的监管体系,明确央地权责划分。他特别指出要协调好央地关系,通过中央统筹减少省间冲突,推动资源优化配置。

韩放则提出了新渐进式发展思路:“从‘省内独立’到‘跨省协同’再到‘全国统一’的阶梯式发展。当前阶段应重点实现市场和市场的‘协调运作’,逐步向‘联合运作’过渡,最终目标是实现‘统一运作’。”

针对可再生能源发展需求,冯永晟建议推动灵活性资源跨省配置,发挥电网企业集中调度优势,打破基础设施瓶颈。他同时提醒,我国无法直接套用欧美模式,欧盟的“规则统一、执行分权”和美国以区域输电组织自然扩展的模式,与我国政府主导推进的“构建式”路径存在本质差异。

展望未来,韩放表示,随着各项改革措施深入推进,全国统一电力市场将逐步完善,为构建新型电力系统、实现“双碳”目标提供坚实的制度保障。但这一过程需要政府、企业、科研机构协同发力,在理想与现实之间找到最佳平衡点。

罗兰贝格联合创始人、能源行业首席专家傅强接受《中国能源报》记者采访时指出:“当前,全国统一电力市场建设仍处于初步建成期,唯有先打通‘国内循环’,方能支撑‘国际循环’的高水平开放。”在他看来,核心矛盾在区域利益博弈(省与省、网对网)与物理瓶颈(电网阻塞等),可以尝试以区域试点,如京津冀、粤港澳为杠杆,撬动省间规则统一。

刘敦楠认为,面向未来,需重点推进三方面工作:其一,以“规则统一”为核心,深化区域协同,加快统一省间交易标准与价格形成机制,逐步破除区域市场壁垒;其二,强化交易品种“全链条衔接”,完善现货与辅助服务市场联合出清,探索新能源、用户侧报量报价参与日前/实时交易的路径;其三,构建“安全—绿色—经济”动态平衡体系,“平常态”以社会福利最大为目标,完全通过市场化手段优化电源结构布局,可考虑长时间价格达标后启动二级限价,调控长期市场价格水平;“紧急态”以发电成本最小为目标,直接调用企业耗量特性曲线,开展大范围单边经济调度,在保障电力安全的前提下提升新能源消纳比例。

“改革没有完成时,只有进行时。”冯永晟总结道,“全国统一电力市场建设既需要保持战略定力,又需要战术灵活性,最终实现安全、经济、绿色的协同发展。”



■“规则统一是关键”

要打破省间电力壁垒,助力全国统一电力大市场发展,各地规则统一是关键。

王永利认为,当前,各省市市场规则差异较大,导致省间市场出清价格难以有效形成,区域间市场功能定位不清、负荷侧电价开放与保供限价之间存在矛盾,以及竞价上网存在限制等难题,影响统一电力市场的建设进程。“未来可在政策完善与机制创新方面采取措施,鼓励跨区域在国家统一规则框架下,探索符合自身实际的特色化市场机制,促进市场多样化与兼容性;同时探索建立科学的利益补偿机制,平衡因省区跨省跨区交易带来的区域间利益变化,减少改革阻力;加强跨省输电通道的规划和建设,进一步提升电网资源配置能力,缓解输电瓶颈;此外,大力推动新型储能、虚拟电厂、负荷聚合商等灵活性调节资源参与电力市场,增强系统调节能力;还要强化跨地区市场监管协同,防范少数经营主体利用市场操纵价格、抑制公平竞争,保障市场健康有序运行。”

凡鹏飞指出,要推动各地规则统一,规范、优化电力市场机制设计,加强电力市场监管和建立电力保供、消纳责任权重和能源双控、碳双控考核与跨区电力市场化交易的衔接机制。“针对各地实际电力市场运行中存在的规则不统一、衔接不顺畅等问题,推动各地完善电力市场规则,强化市场规则的协同衔接;完善跨省跨区交易机制,逐步放开电力用户直接参与市场,建立发电企业、电力用户、售电企业直接参与的电力直接交易机制;持续开展电力领域综合监管、电力市场秩序专项监管,常态化开展电力不当干预电力市场交易行为整治,创新数字化监管方式,充分发挥电力市场监管委员会行业自律、市场运营机构的协调与运作成本。”王永利说。

“从经济角度看,部分地区出于本地经济发展的考虑,不愿意将过多的电力外送,影响本地市场价格和供需情况;政策措施上來看,目前无论是可再生能源消纳权重,还是能源双控或碳双控指标,均是按照行政区划考核,各省更希望清洁能源都在本省消纳;电力保供方面,各省在用电比较紧张的情况下,更愿意将资源留在本省,避免出现本地电力供应不足的局面。”凡鹏飞坦言。

谁可以参与电力市场?简单来说,在电力交易机构完成主体注册、满足技术条件审核并通过市场准入评估后,均可参与电力市场交易。当前我国电力交易体系中,主要包括发电企业、售电公司、电力用户三大传统主体,以及储能企业、虚拟电厂、负荷聚合商等新型市场主体,共同推动电力资源配置的市场化进程。

截至2024年底,全国电力市场经营主体数量增至81.6万家,同比增长8.9%。发电侧燃煤机组已全部入市,超半数新能源及部分气电、核电、水电参与交易;用户侧除居民农业外,工商业用户实现全覆盖,新型储能和虚拟电厂等新型经营主体蓬勃发展。多元主体有序参与的市场格局逐步形成。

■“多元主体是电力市场建设重要特征”

回溯2015年,《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》出台,如一声春雷划破电力市场计划体制藩篱,拉开了电力市场从“统购统销”向“多元竞争”转型序幕。

随着电力市场化改革的逐步深入,我国已初步形成空间上覆盖省间、省内,类型上覆盖批发、零售,时间上覆盖年度(多年)、月度、日内、日前、日内(实时),品种上覆盖中长期、现货、辅助服务、合同、绿电绿证、容量补偿的全市场体系,为各类经营主体参与电力市场提供了公平市场环境和多元交易品种的选择。

传统的电力市场格局逐渐被打破,一批新型经营主体加速入市。从《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》引导用户侧可调节负荷资源、储能、分布式能源、新能源汽车等新型市场主体参与市场交易,充分激发和释放用户侧灵活调节能力;到《电力现货市场基本规则(试行)》明确经营主体包括分布式发电、负荷聚合商、储能和虚拟电厂等新型经营主体;再到《电力市场运行基本规则》首次细化包括储能在内的新型经营主体注册与交易流程……多项政策层层递进,逐步完善,构建起新型主体参与电力市场的制度框架。

在国家政策的指引下,多个省份纷纷出台政策文件,为新型主体参与电力市场提供了明确的制度保障。10年间,我国电力市场经营主体数量从4.2万家增加至81.6万家,增长近20倍。新型储能、虚拟电厂、负荷聚合商等新型经营主体如雨后春笋般涌现,它们灵活响应市场信号,参与电力的生产、存储和消费,为电力市场注入了新的活力,提高电力系统的灵活性和稳定性。

电力现货市场通过市场化方式形成分时价格信号,反映电力供需关系和系统运行成本,既是电力市场体系的关键环节,也是难点所在。目前,25个省内市场均已开展现货交易,其中7个实现正式运行,其他十余个省份也将将在年内实现连续结算运行。

“竞争性市场的一个关键条件就是市场内要有众多的买方和卖方。”自然资源保护协会能源转型项目高级主管黄辉向《中国能源报》记者指出,从当前已运行现货市场的省份实践来看,多主体参与的现货市场通过充分竞争形成有效的分时价格信号,切实引导火电、储能、可调节负荷等各类经营主体积极参与削峰填谷,不仅有效促进新能源消纳,也对缓解高峰时段电力供应压力发挥了重要作用。

从总体来看,现货市场的建立健全,使得各类主体能够依据价格预测,更灵活地调整发电、用电和交易策略,并通过利用日内分时价差、日前与实时市场价差,以及现货与中长期合约之间的多尺度价差,有效提高收益。比如,售电公司可借助精准的气象和负荷预测,预判实时价格走势。若预测实时价格低于日前价格,即可在日前市场减少申购电量,转而在实时市场以更低价格补购,以更低成本履行对下游零售用户的原有售电合约;对储能企业而言,现货市场形成的峰谷价差构成了其核心盈利来源;而虚拟电厂和负荷聚合商也得以突破过去依赖少量邀约型需求响应的收益限制,通过参与现货市场实现常态化、持续化的商业运营。

■“激发不同规模、不同类型主体的效率”

在推进全国统一电力市场建设进程中,如何激发不同规模、不同类型主体的效率,同时兼顾公平?

业内人士坦言,各类经营主体在现货市场中有着不同的需求和利益诉求,相关政府部门应加强对主体经营行为合规性的监管,减少直接干预具体的交易价格和交易量。

黄辉认为,电力市场应通过价格信号引导、分层次

电力市场多元主体活力迸发

■本报记者 卢奇秀



虚拟电厂、聚合商间接参与电力现货市场,有效降低交易成本和交易风险。

■“进一步完善体制机制”

今年是全国统一电力市场初步建成的冲刺之年,应以清晰的发展目标为导向,推动多元主体、多维度协同配合,凝聚发展合力。

“目前的电力市场设计离真正还原电力的商品属性尚有距离。”盈木华亮公司总经理张健向《中国能源报》记者举例,比如用电侧没有真正实行节点电价,从而无法实现电力在不同空间中、因供需(或阻塞)不同形成差异化价格,这对于离电厂较近的用户不够公平。交易规则中,强制高比例中长期要求和价格波动范围远低于现货,造成长期价格与现货价格背离,这助长了市场投机情绪,背离了压舱石的初衷。此外,未按照电网平衡区设计辅助服务交易地点,致使不同平衡区中辅助服务资源的稀缺性无法通过价格信号传导给相关经营主体。长期来看,必将影响虚拟电厂等灵活性资源的投资、建设,无法实现新能源发电的高比例消纳。

国家层面已经明确了电力市场建设目标,各省要加快本地规则的修订出台,出台实施细则并推动落地。根据需要提供丰富交易品种,完善按价值定价的价格机制。不同主体可以提供电量价值、调节价值、容量价值、绿色价值等,价格机制既要充分反映不同类型的价值,也要反映不同效果的价值,依托价格信号引导资源优化配置。

时智勇建议,一方面,要进一步推进有为政府与有效市场相结合。当前能源供应形势错综复杂,极端天气和自然灾害频次高、周期长、影响范围广,新能源常态化大规模高比例并网,电力保供和促消纳相互交织,电力市场运营带来极大挑战,国外已发生多起市场失灵带来的能源电力供应紧张事件。我国仍处于全国统一电力市场体系建设完善阶段,需要充分发挥市场在资源配置中的决定性作用,同时要更好地发挥政府作用,有形之手和无形之手相结合,维护市场秩序、弥补市场失灵,共同防范和应对市场风险。

另一方面,要进一步推进政策与市场协同。随着我国“双碳”目标加快推进,新型电力系统建设步伐提速,国家在提升电力系统调节能力、推动新能源市场化交易、扩大消纳责任权重责任主体范围、开展绿电直连等方面出台了多项政策,对电力市场建设提出了更高要求。要进一步做好顶层设计,发挥政策引导作用,加强市场与政策衔接,稳定电量容量供需基本盘,提升可再生能源发展预期,在全国统一电力市场体系下,因地制宜,满足差异化市场建设需求。

黄辉指出,在参与主体方面,分布式能源、虚拟电厂尚未真正参与到诸多省份的现货市场运作中,相应的准入标准、计量规则和结算机制仍待明确。在市场品种衔接方面,调频、备用等辅助服务与现货市场的联合出清机制仍需深化完善。此外,在省间现货市场与省级现货市场之间,也需进一步明确交易边界、主体准入条件和价格衔接机制,以推动市场整体高效协同运作。



从黄河上游到长江三角洲,从蒙西的风光电基地到粤港澳大湾区,我国“西电东送”“北电南供”的能源配置格局已持续数十年。作为全国统一电力市场建设的核心机制,省间电力交易不仅承载着破解跨省调度难题、优化能源资源空间布局的使命,更是推动新能源跨省消纳的关键抓手。

国家能源局数据显示,今年1—7月,全国跨省跨区交易电量8558亿千瓦时,同比增长9%,交易量稳步提升。7月,《关于跨电网经营区常态化电力交易机制方案的复函》正式印发,明确年底前,进一步统一市场规则,交易品种和交易时序,实现跨电网交易常态化开市,标志着我国跨省电力交易从“试点探索”迈入“常态化运行”新阶段,更为全国统一电力市场建设提供制度保障。

省间电力交易常态化机制落地,跨省交易规模扩大,其当下作用如何?未来又将如何发展?

■“省间交易稳步推进”

打破省间壁垒对电力市场化改革意义重大。“我国电力资源与需求逆向分布,风能、水能、太阳能资源主要集中在西部北部地区,电力负荷主要集中在中东部地区,这就决定了电力资源必须在全国范围内进行优化配置,只有打破省间壁垒才能实现电力资源全国流通,提升电力系統运行效率。”电力规划设计总院能源政策与市场研究院院长凡鹏飞在接受《中国能源报》记者采访时表示。

自2022年《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》明确提出“到2025年,全国统一电力市场体系初步建成,省间电力交易机制更加完善”的目标以来,我国省间电力交易稳步发展。

