

行业前沿

数据真实准确是全国碳市场建设的重中之重

■ 刘键焯 于灏 李亚伟

近日,全国统一碳排放权交易市场启动,标志着我国碳交易进入新阶段。自2013年以来,国家先后在北京、天津、上海、重庆、湖北、广东、深圳、福建启动了碳排放权交易试点工作,截至今年6月,上述3省5市累计交易二氧化碳当量4.8亿吨,成交额114亿元,其中广东交易规模最大,北京平

均交易价格最高。按照2020年度试点地区碳交易均价和试点地区GDP占全国的比例初步估算,未来全国统一碳市场现货交易规模将达16.58亿吨,交易总额将达48.39亿元。同时,全国统一碳市场启动后,真实准确的数据对碳市场发展的重要支撑作用正日益显现。

发电行业凭借数据优势率先纳入碳市场

2016年1月,国家发改委办公厅在《关于切实做好全国碳排放权交易市场启动重点工作的通知》中明确指出,全国碳排放权交易市场第一阶段将涵盖石化、化工、建材、钢铁、有色、造纸、电力、航空等重点排放行业。在2020年各试点省市碳交易试点纳入的企业名单中,涵盖电力热力、钢铁、化工、油气开采、建材、航空、造纸等多个行业。但是,为确保全国统一的碳市场平稳、有效运行,此次仅有发电成为首个纳入的行业,首个履约周期到2021年12月31日截止,涉及2225家发电行业的重点排放单位,其二氧化碳排放量超过40亿吨/年。

发电行业率先纳入全国统一碳市场,除消费煤炭多、二氧化碳排放量大的原因外,还具备其他行业暂缺的数

据优势。第一,自厂网分离以来,用于电费结算的电站关口计量表、并网点上网计量表广泛使用,使得碳排放发电数据集中有先天的真实性和实时性优势,且发电企业数据和电网企业数据可以相互印证,压缩了弄虚作假的空间;第二,电力数据采集已实现从手工抄表到自动报送的转型升级,通过数据平台和各级调度中心,可以很快得到标准化的电力生产数据,且在数据的分析处理上具有自动化、智能化优势,有利于碳排放量及配额快速核算;第三,电力行业具有多年的数据积累,行业内部数据管理规范,全国统一碳市场确定采取基准法分配核发配额,历史数据的积累将有利于确定不同发电机组当前的碳排放基准,准确控制基准提高的速度。

电力大数据助推钢铁等行业纳入碳市场

随着发电企业全国碳交易推进,未来石化、化工、建材、钢铁、有色、造纸、航空等行业也将纳入全国碳市场。电力大数据具有价值密度高、分秒级实时准确、全方位真实可靠和全生态独占性链接的特点,不仅有利于发电行业碳排放核算和配额发放,也有利于其他行业纳入全国统一碳市场。

具体而言,电力网络具有广域互联

的特性,与其他行业密切相关,钢铁、化工、建材、造纸等行业的用电数据,可以在一定程度上直接反应用能水平,同时电力行业为其他行业提供用电量报告,能够直接辅助其他行业碳排放核算;电力大数据特性分析具有一定监测作用,可以通过对用电企业的负荷波动特性识别,获取企业的开工运行情况,侧面验证其碳排放报告真实性,目前国

网征信有限公司已完成企业征信业务经营备案,具备依法合规对外开展企业征信服务资格,未来可在碳排放报告真实性核查方面积极发力;电力大数据可以反映经济运行情况,客观对比其他行业或地区纳入全国统一碳交易市场前后的区域经济、产业发展情况,为政府把控碳市场推进节奏、优化碳交易配额模式及方法提供决策参考。

碳排放核算亟需第三方数据验证

7月1日,根据群众信访举报查实,内蒙古鄂尔多斯高新新材料有限公司篡改碳排放报告,被责令限期改正。7月14日,生态环境部副部长赵英民在国务院政策例行吹风会上明确,数据真实准确是全国碳市场建设工作的重中之重。然而,根据《碳排放权交易管理办法(试行)》,重点排放单位的碳排放报告由该企业根据相关指南文件自行编制,省级生态环境主管部门负责核查监管。在此模式下,一些高污染企业可能会因监管力度不足,铤而走险篡改数据,而仅依靠抽查或群众信访举报的方式难以完成大面积监管工作。

目前,各级政府、发改委正在推动能源大数据中心建设,通过汇聚电、水、气、热、煤、油、清洁能源等能源数据为政府治理现代化和企业提质增效服务。能源大数据中心汇集了当地能源电力生产、输配和消费数据,起着枢纽平台作用,可以从统计学角度为重点排放单位碳排放的核查提供数据支持。

一方面,通过一手碳排放数据可以为该单位自行编制碳排放报告及采取碳减排措施提供数据支撑,如今年上线的浙江省电力碳排放监测平台,可以帮助发电集团掌握各发电厂的碳排放数据及历史趋势,进而筛选

出高排放的电厂和机组,还可以依托清洁能源项目减排数据争取相关优惠政策等;另一方面,基于地区能源生产消费和碳排放数据,对比重点排放单位的能源生产消费数据,能够合理估算该单位碳排放量可能的范围,也可以间接反应该单位碳减排成效,为其升级碳减排技术、优化碳减排措施提供数据对标。此外,还可以在此基础上链接下游重点用能企业,构建基于能源大数据中心的碳排放监测生态体系,从根本上提升全国碳市场数据质量。

(刘键焯、于灏供职于国网能源研究院有限公司;李亚伟供职于国家信息中心)

一家之言

新型电力系统需要新型监管

■ 卢延国

作为我国碳排放总量最大的单一行业,电力行业任务艰巨,构建以新能源为主体的新型电力系统是实现碳达峰、碳中和目标的主要举措之一,事关经济社会发展全局。为此,以信用为基础的新型监管既是构建新型电力系统的重要保障,也是推动能源高质量发展的的重要举措,不可或缺。

需开展以信用为基础的新型监管

经过多年实践,我国电力监管以安全监管为重点、以市场监管为核心,围绕价格与成本、电网公平开放、供电服务、业务许可多点发力,不断丰富监管内容,创新监管模式,监管效能日益提升,对电力发展的保障作用日渐显现。但是,相对于长期以煤电为主体的电源结构,相对于“自上而下”的调度模式及传统、稳定的市场主体,新型电力系统具有的高比例新能源接入、高弹性电网灵活配置、高度电气化终端负荷多元互动及电网更高的数字化水平等一系列突出特点,决定了电力监管在理念、重点、方式等方面必须作出调整,这也为开展以信用为基础的电力监管提供了契机。

作为社会信用体系建设的重要内容,以信用为基础的新型监管机制旨在通过建立信用承诺、信息归集、分级分类、协同监管的制度,实现信用管理体系有序有效运转。其作用主要表现为:发挥信用在创新监管机制、提高监管能力和服务水平方面的基础性作用,激发市场主体活力,形成更大范围的监管合力,提高监管效率,这是推进国家治理体系和治理能力现代化的必然选择。

去年5月,党中央、国务院作出部署,明确把加强市场监管改革创新,健全以“双随机、一公开”监管为基本手段、以重点监管为补充、以信用监管为基础的新型监管机制,作为创新政府管理和服务方式,完善宏观经济治理体制的重要举措。随着电力系统转型、电力主体演变,特别是新的电力市场主体增加及新业态、新模式不断催生,新型用能设备大量接入,电力监管要适应电力系统清洁化、市场化、智能化发展的新要求,适应“双碳”目标下能源结构转型

持续推进的新形势,必须转变传统的监管理念,把以信用为基础的新型电力监管机制建设放在更加突出的位置。

规划和政策执行监管至关重要

回顾我国可再生能源发展历程,成绩值得总结,教训也应该汲取。特别是“十二五”末出现的个别地区与国家发展规划不统筹、不协调,导致新能源出现“边建边弃”的问题,弃风弃光率一度高达11-15%,直到“十三五”期间,国家能源主管部门通过出台一系列政策措施,采取灵活性手段,到去年底,弃风率、弃光率降至3.5%、2%左右。面对风电和光伏即将到来的巨增,若缺乏统一规划,相关政策不落实、监管不到位,各地快审批、抢规模、囤地盘,貌似“争先恐后”,实则“各自为政”的乱象,以及各地区、行业的各种“跑偏”和不同形式的冒进将很难避免,必须未雨绸缪,防患于未然,用科学系统的规划进行引领,用精准有效的政策保障规划落地落实。

进入构建新型电力系统的新发展阶段,随着风光主体地位逐渐形成,与2020年10%的全国风光发电量占比将不可同日而语。在这种情况下,前述乱象不仅将影响电网安全运行,也将影响经济社会发展。因此,新时代的新能源发展必须坚持规划先行,科学有序。同时,作为我国实现“双碳”目标的主要举措之一,新型电力系统建设如何制定规划、出台政策,使规划更加科学合理,让政策更加符合实际,殊为重要。因此,要按照国家统一部署,坚持全国“一盘棋”,进行通盘考量,强化顶层设计,坚决杜绝“一哄而上、一哄而散”的突击式、运动式发展,纠正“上有政策、下有对策”的各类地方保护。

可以预见的是,随着分布式能源、综合能源系统、微电网、储能快速发展和负荷端有序开放,新型能源市场主体将不断催生,监管对象规模会呈爆发式增长,运用信用分级分类监管的手段,不仅能实现监管对象全覆盖,也将保障监管更精准、更具实效。因此,要统筹不同地区、不同行业结合实际制定产业政策,特别是要做到国家与

地方规划衔接、电源与电网规划衔接,电源与电网管理衔接,防止网源建设脱节,提高电网的接纳能力,为新型电力系统建设提供坚强保障。

此外,要围绕规划建立指标评价体系,检验规划和目标的可行性、实际成效,明确各类主体的失信行为、失信标准,围绕信用监管标准开展事前、事中、事后的信息归集,让信用监管贯穿规划、建设的全过程,发挥信用监管在能源治理中的基础性、制度性作用。

价格和成本监管事关电力全局

随着新能源逐渐成为主体电源,系统性成本上升已成为业界共识。换言之,因为新能源高比例接入,配套电网建设、调度运行优化、备用服务、容量补偿等辅助性投资会不断增加,这些增加的成本必然会传导到终端用户。根据国网能源研究院相关测算,到2025年我国新能源电量渗透率将超过15%,系统消纳成本将是2020年的2.3倍。因此,需加强对电价和成本的监管,这关乎新型电力系统建设全局。

电价改革是电力体制改革的核心,也是构建新型电力系统的关键,而且,电价与其他能源价格相关联,事关经济社会发展稳定。因此,如何推动电源侧降本增效、用户侧节能提效、电网企业履行好保底供电责任、利用灵活的市场机制释放源网荷储各环节潜力、将供电成本控制在合理范围,既是新型电力系统建设面临的现实问题,也是能源监管部门加强价格和成本监管的目标。

加强价格和成本监管,必须正确处理降电价的预期与系统成本上涨之间的矛盾。我国电价水平总体较低,目前全国工业平均电价和居民平均电价分别为OECD(经合组织)国家平均水平的70%和40%,甚至低于新兴工业化国家的平均水平。可以说,四十多年来,我国以明显低于发达国家的电价确保了接近发达国家的供电保障能力、电力普遍服务水平和清洁能源供给能力。近年来,随着电价“三连降”(连续三年降低一般工商业电价)的宏观政策落实

落地,在给实体经济带来实惠的同时,也使得“电改就是降价”的认识误区在一定范围内普遍存在。

为保障高比例新能源并网消纳、系统安全与可靠供电,辅助性投资将不断增加,整个电力系统成本也将随之上升,并带来终端电价上涨。如果网间电价改革市场化方向,持续降低电价,将导致电价既不能反映电力的商品价值,也会阻碍其他配套市场机制发挥作用。同时,面对系统性成本上升,不加节制由市场传导至消费终端,不仅将抑制实体经济产业竞争力提升,也不利于社会和谐稳定。因此,在构建以新能源为主体的新型电力系统的过程中,必须统筹考量市场和民生、效率和公平,积极构建适应我国国情的电力市场化价格形成机制。

此外,应建立和完善高比例新能源消纳下的合理的成本分摊机制。要全面推动新能源消纳成本在发电侧、电网侧和用户侧的合理分摊,还原电力的商品属性,体现市场价格正常波动,提高电力资源配置效率,完善价格形成机制。同时,在强化监管的前提下,发挥市场对价格的调节功能,借鉴发达国家成功经验,深化辅助服务市场建设,明确辅助服务成本向终端用户传导。尤为重要,充分认识到我国仍是世界上最大的发展中国家、仍处于社会主义初级阶段,仍处于工业化进程中的基本国情,电价调整要充分考虑到社会各方面的承受能力,注重经济效益与社会效益协同,将供电成本控制在合理范围,既要防止电价过低阻碍能源转型进程,也要防止电价过高影响公共服务供给和实体经济竞争力。

如前所述,发展高比例新能源的过程,就是一个破解“既要、又要、还要”的能源“不可能三角”的艰难过程。与其他国家相比,我国“双碳”进程在速度、力度、繁重程度上的困难更多、任务更艰巨,必须抓住价格这个关键,强化成本管控,努力破解难题、化解矛盾、规避风险。

应加强科技创新+完善标准规范

以新能源为主体的新型电力系统是一

个系统集成,无论电源侧还是用户侧、电网侧,都将发生重大而深刻的变革。初步预测,到2060年,我国新能源发电装机占比将超过70%,而我国电力系统和电力市场是建立在传统化石能源发电的可控性和灵活性的基础上;用户侧分布式新能源应用更为广泛,需求侧参与电网调节的内外部驱动力进一步增强,消费者和生产者兼具的特点将日渐突出;大规模新能源并网后,对电网柔性可控提出更高要求,电网保障电力持续可靠供应和安全稳定难度增大;新型储能、中小型抽水蓄能等技术和产业将加快推广应用;灵活性火电机组、天然气与储氢电站、储能与储能电站等调峰电源体系建设将提速。

然而,目前的技术体系还无法支撑新型电力系统建设,现有各类技术标准和规范还不能满足新技术、新装备、新业态的需求。如由于投资多重分担的市场机制不健全、实现可持续发展的商业模式不成熟、赖以发展的电价政策不明确、提供技术保障的标准规范缺失,影响了储能项目规模化可持续发展。

整体来说,电网将由确定性系统向不确定性系统演变,无论电力系统建设还是运行,都将更加复杂,更需要科技创新和技术标准的支撑保障。

从能源监管的全局来看,包括电力在内的部分领域的监管指标和标准不仅不够合理、不具体,甚至缺少实用性、实践验证,且有的标准缺失。随着新设备使用、新业态催生,通过建立完善、科学实用的标准体系,对实现电力系统分级分类管理,提高监管效率、提升监管效能等均具有重要的现实意义。日前,国家能源局发布了《光伏发电消纳监测统计管理办法(征求意见稿)》,便是加强标准规范建设,提高光伏行业监测管理水平的创新之举。

要适应构建新型电力系统的新要求,必须加大科技创新力度,将科技创新、技术进步摆在新型电力系统建设的核心地位,把制定出台、颁布实施相应的标准规范作为推动新型电力系统建设的重要措施,进而为监管工作提供重要的依据和有力支撑。(作者供职于国家能源局山东监管办)