

完善辅助服务分摊机制,促进电力系统转型发展



■胡军峰 黄少中 王轩

辅助服务市场是电力系统转型发展关键

截至2022年底,我国可再生能源装机达到12.13亿千瓦,占全国发电总装机的47.3%,发电量达到2.7万亿千瓦时,占全社会用电量的31.6%,为我国可持续发展做出了巨大贡献。但是可再生能源具有随机性、波动性以及不可控性,其大规模发展会对电力系统的安全稳定运行产生革命性影响,导致电力系统产生系统性事故的风险加大。这就需要电力系统辅助服务的全面支撑,保障电力系统安全经济低碳发展。

电力系统辅助服务包括调频、备用、爬坡速率、转动惯量等,煤电作为稳定可控电源,是承担电力系统辅助服务的主要力量。但是由于电力市场机制还有待完善,煤电还不能完全依靠提供辅助服务维持生存,导致煤电和可再生能源因争抢发电量存在一定利益冲突。其实,煤电和可再生能源是互惠互利的关系,煤炭资源的不可再生性和高碳排放是煤电发展面临的极大挑战,需要可再生能源大规模发展进行破局,而可再生能源大规模发展也需要煤电提供辅助服务支撑才能顺利实现,双方共同可持续发展才是保证电力系统低碳转型的必然选择。

煤电的可持续发展在于由以前的常规主力电源向系统调节性电源转型,这就需要进行电力市场价格机制的重构。其中,起到关键作用的就是电力辅助服务市场机制建设,让煤电通过承担电力系统辅助服务获取利益,从而推动其自愿进行转型发展。

我国电力辅助服务市场从2006年开始建设,目前已经实现6大区域、33个省级电网的全覆盖,统一的辅助服务市场规则体系已基本形成。2022年,通过辅助服务市场化机制,全国共挖掘全系统调节能力超过9000万千瓦,年均促进清洁能源增发发电量超过1000亿千瓦时,煤电企业因为辅助服务获得补偿收益约320亿元,有效激发了煤电企业转型发展的积极性。未来,还需进一步加大辅助服务补偿收益力度,促进煤电更大规模转型发展。

合理的分摊机制是辅助服务市场可持续发展基石

随着全国辅助服务市场的建设以及煤电企业辅助服务补偿收益力度的不断提升,辅助服务补偿收益的来源问题也日益得到重视。2006年辅助服务市场建设初期,辅助服务补偿主要由发电侧的火电厂和水电厂承担,基本在火电系统内部进行循环,这时候可再生能源还没有大规模发展,电力系统对辅助服务的需求还较小,因此,市

场运行还不存在较大问题。但随着可再生能源不断接入电力系统,对电力系统辅助服务的压力不断提升,辅助服务补偿继续只在火电系统内部进行循环变得日益不可持续。2009年,华东区域率先将风电和核电厂纳入辅助服务补偿来源,随后各个区域都将风电、核电厂以及后续快速发展的光伏电站纳入辅助服务补偿来源,提升了辅助服务市场运行的可持续性。但是由于辅助服务补偿仍然只在省内承担,随着可再生能源跨区跨省的大规模发展,辅助服务补偿跨区跨省分摊就提上议事日程。2014年6月国家能源局综合司发布《关于积极推进跨区跨省电力辅助服务补偿机制建设工作的通知》,规定与电能消纳地发电厂不同调度关系的送电发电厂,参与受端电网的辅助服务成本分摊,从而开启了辅助服务补偿省间分摊模式,提升了辅助服务补偿收益规模。随着辅助服务市场的不断扩大,单纯由发电侧承担辅助服务补偿也日益无法持续,2022年3月南方能监局发布《南方区域电力辅助服务管理实施细则》,率先规定辅助服务成本由发电侧并网主体与市场化用户按50%的比例各自承担,最终实现了辅助服务补偿不仅来源于省间外送电源,也来源于当地电力用户的多元化格局,真正实现了辅助服务补偿的可持续性和可循环性,为提升煤电转型发展水平,保障电力系统低碳发展打下坚实基础。

我国有6个区域电网,不同区域电网关于辅助服务成本省间分摊的机制既有相同之处,也有不同之处。首先是分摊主体,东北、西北等区域属于电力供大于求区域,分摊主体主要为发电侧,还没有将用户侧涵盖进来,南方、华东等区域则属于电力供不应求区域,分摊主体已将用户侧涵盖进来。其次是分摊比例,目前所有区域都采用按照电量分摊的方式,只是针对不同主体在不同时期会有电量折算系数,比如,东北区域针对供热期和非供热期可再生能源电量系数就分别设置为2和1,即在供热期可再生能源需要承担更多的辅助服务成本。最后是分摊支付限额。目前多数区域电网都取消了辅助服务成本分摊支付限额,但还有的区域电网仍然有相关规定,如东北区域电网规定可再生能源支付价格不能超过火电标杆电价的40%或者60%,西北区域电网规定当火电由于承担辅助服务成本导致结算金额为负值,且超出上一年度月平均结算电费收益的8%时,则不再承担辅助服务成本。

多角度发力改进辅助服务分摊机制

辅助服务成本不光在省内进行分摊,同时进一步扩展到在省间进行分摊,保障了辅助服务资金的来源,促进了煤电提供辅助服务的积极性,有力提升了煤电转型发展水平。但辅助服务分摊机制仍存在一些问题需要改进。一是在跨省的辅助服务成本分摊规定中,有些区域会限制电厂的支付上限,而有些区域则没有限制电厂的支付上限。如若不设置支付上限,则可能因为市场中辅助服务价格太高导致电厂需要支付高额的辅助服务费用,从而增加电厂成本,最终可能导致电厂减少发电量,从而整个电网上网电量减少并进一步导致社会缺电。而如果设置了支付上限,则可能会减少电厂提供辅助服务的积极性,也就无法降低煤炭的使用,无法实现电力系统低碳转型。二是在南方区域和华东区域,辅助服务成本分摊由发电侧并网主体和市场化电力用户共同承担。而在当前试行阶段,各省区都暂定的分摊比例各为50%,但是同比例分摊成本是否合理还需要进一步商榷,50%的比例是否能够实现效率最大化,是否能使得双方的利益最大化都是需要思考的问题。三是跨省的辅助服务成本分摊问题还没有明确规定,各

省区间的电价水平差异较大,用户电价承受能力差异也较大,区域内各省区电力市场开放程度不同,准入标准不一。一方面,市场主体对于扩大交易范围的诉求进一步增强,跨区的交易将不可避免;另一方面,各省区为维护自身利益,限制本省区市场主体在更大范围内参与市场交易。区区间壁垒的核心是区间利益分配问题,进一步改善成本分摊机制是解决区间壁垒问题的重要方向。

为改进辅助服务分摊机制,建议未来在以下几个方面进一步加大改革力度:一是取消辅助服务成本分摊支付限制。以跨省辅助服务市场建设为重点,激励辅助服务能力强的省份为辅助服务困难省份提供服务的积极性。但是由于有些区域考虑到发电侧辅助服务成本支付的承受性,相应设定支付上限,其并不符合辅助服务市场化目标,应该逐渐取消辅助服务成本分摊支付上限,通过市场化手段推动辅助服务成本合理分摊,同时对辅助服务市场价格进行监管,避免辅助服务市场力过度出现,将辅助服务市场控制在合理范围之内。同时,除了煤电以外,也应允许独立储能、需求侧资源等新型资源参与辅助服务市场竞争,加大辅助服务市场竞争力度。二是合理确定用户与发电侧辅助服务成本分摊比例。当前,只有部分区域在试行市场化用户与发电侧并网主体共同分摊辅助服务成本,但基本都设定为各支付50%。在未来的市场化建设过程中,需要将用户与发电侧共同分摊推广至全国,同时利用先行试点区域的经验,将分摊比例进行改进,不同区域可以根据自身的情况设定不同的分摊比例,以实现分摊比例的合理性,促进分摊效益的最大化。三是完善发电侧辅助服务成本分摊体系。根据不同电源特点依据“谁受益,谁承担”的原则确定其辅助服务成本分摊比例,针对不同特性电源详细分析其对辅助服务成本的影响,从而合理确定在辅助服务成本省间分摊中相应的调整系数。四是深入研究两部制成本分摊方式,通过合理调整固定分摊和电量分摊比例确定不同省份以及不同区域之间合理的辅助服务成本分摊体系,利用激励机制推动辅助服务市场在更大范围和更大区域内进行配置,实现辅助服务成本分摊在更大规模实现优化。

(胡军峰供职于华北电力大学;黄少中供职于中国能源研究会碳中和产业合作中心;王轩供职于睿博能源智库)

推动能源低碳转型,技术创新要找准发力点

■金镭

2022年,面对纷繁复杂的国际和国内形势,在全球通胀高企的环境下,我国居民消费价格指数仍保持在2%的合理水平并实现了国内生产总值3%的增速,这其中能源行业的保供稳价起到了积极作用。但2023年政府工作报告也特别强调,能源行业的发展需要“统筹能源安全稳定供应和绿色低碳发展,科学有序推进碳达峰碳中和”,换言之,就是能源的安全稳定供给不仅需要短期的经济效益也要考虑长期的生态效益,而且两者需要有效兼顾,才能保障我国绿色低碳发展战略的实现。

能源行业在绿色低碳发展中的首要任务就是实现新旧能源的有序转换,利用清洁能源逐步替代化石能源消费,为“双碳”目标的达成提供保障。在这个过程中,传统化石能源如何退出以及新能源如何接替,不仅仅是经济问题和社会问题,更是一个技术问题,而且,能源技术创新在这一过程中必然起到决定性作用。

能源技术创新要实现传统化石能源清洁利用

尽管我国在2020年已提出碳达峰碳中和目标,但一个不能改变的现实是,作为碳排放主要来源的化石能源仍是我国当前能源消费的主力。国家统计局数据显示,2022年我国煤炭消费量占能源消费总量的56.2%,天然气、水电、核电、风电、太阳能发电等清洁能源消费量占能源消费总量的25.9%,虽然清洁能源占比与2018年的22.1%的份额已有较大上升,但以煤炭为主的化石能源依然占据主导地位。面对这样的现实,简单压减化石能源消

费显然是不可行的,近两年出现的局部地区拉闸限电就是这种运动式减排带来的负效应。针对这样的现状,通过能源技术创新实现化石能源的清洁利用成为一个切实可行的选项,一方面可以解决短期内化石能源占比无法快速压减的问题,另一方面又可以作为“双碳”目标的达成提供保障。

从化石能源的清洁利用技术而言,目前主要聚焦在以下几个方面:一是清洁燃煤发电技术,即如何提高燃煤发电效率又降低燃煤发电的污染物排放。目前在超超临界燃煤发电技术、循环流化床燃烧技术、常规烟气污染物超低排放技术等方面,我国已取得一些技术突破,但如何进一步实现近零排放保障“双碳”目标的实现仍需通过技术创新来确保。二是现代煤化工技术,即借助化学等手段实现煤的气化、液化,从而形成新的高附加值产品,避免煤炭直接燃烧带来的碳排放。尤其是在我国油气资源赋存不足的情况下,如何借助技术创新实现从煤炭中高效提取更多的化学品,例如煤制烯烃、煤制乙二醇等,既能降低对油气的依赖也能更好地实现煤的清洁利用。三是油气的清洁开采和深加工技术,即在降低油气开采和炼化碳排放强度的同时,将油气的燃料属性向原料属性转变。油气的开采和炼化过程高耗能、高排放,如何通过技术创新降低能耗和减少排放甚至实现近零排放也是油气行业面临的问题,比如目前碳捕集、利用与封存技术(CCU)就在石油开采领域得到了关注,相关技术研发将极大提升油气产业的可持续发展能力。

能源技术创新要为构建新能源体系提供支撑

研究数据显示,当前全球的二氧化碳

排放中有86%来源于化石燃料的利用。因此,要实现碳达峰碳中和,短期虽然需要平衡化石能源和非化石能源的供给来保障消费,长期还是必须改变以化石能源为主的能源消费结构。新能源体系的建立,不仅是一个新旧能源更迭的问题,更要考虑新能源技术的可靠性、经济性、稳定性等因素,否则就会在新旧能源更迭中出现能源供给无法满足需求的情况,2021年和2022年部分省区出现的电力紧张问题就是这种情况的体现。因此,在新能源体系的建立过程中,必须强调“先立后破”的原则,换言之就是新能源体系的建立必须遵循能源技术发展的客观规律,只有在加大新能源技术研发和规模化应用的基础上才能逐步实现新旧能源体系的转换。就当前情况来看,新能源技术的主要瓶颈是:风电、光电、水电等清洁能源的供给存在时空不平衡性,氢能、生物质能等的经济性还有待提升,电网的调峰能力和储能能力还无法满足新能源体系的要求,核能等其他低碳能源的安全性制约了大规模推广。面对新能源体系建立过程中的这些问题,能源技术创新是唯一有效的解决方案,而且有助于增强我国在世界新能源建设中的话语权。

从新能源体系的建立而言,目前的技术创新主要聚焦在以下几个方面:一是储能技术的突破,目前的储能主要指电能的存储,包括化学储能和重力势能储能等多种形式。目前我国在电化储能、钠离子电池储能、液流电池储能和氢储能等方面都取得了较大技术进步,产业化规模不断扩大,同时也在热储能、压缩空气储能、飞轮储能等方面也有了突破,并开展了示范性项目建设。但储能系统正在向大容量场景演化,现有储能技术的能量密度、循环寿命等都制约了这种

演化。抽水蓄能相对具有优势,不过其对地理条件、建设周期的要求较高,因此研发高密度、长寿命周期的蓄能技术仍然是关键。二是新能源涉及的关键材料的技术研发,主要指与新能源的生产、加工、存储和传输有关的新材料研发,包括稀土、氟化工、锂电、碳纤维、石墨烯等。尤其是目前正在大力推动的电动车替代油车的行动中,与电池相关的各类材料需求快速攀升,相关技术创新也在不断突破,例如储氢合金、超导材料、碳纤维复合材料等。但除了光伏材料具有相对技术优势外,其他很多新材料的关键技术仍然需要突破“卡脖子”问题,以避免新能源体系的构建过程受制于人。三是新能源的突破性技术研发,即是否有新的突破性的能源形态的出现,例如从核聚变过程产生能量。目前新能源的应用还主要集中在风电、光电、核电(核裂变)等相对成熟的技术领域,而纵观科技发展史,关键的颠覆性技术突破往往能够引领能源革命,实现社会经济更高层次发展。在“双碳”目标下,我国的能源技术创新也要考虑新能源的突破性研究必须加强。

能源技术创新要保障我国能源供给安全

据国家统计局数据,2022年我国原油对外依存度为71.2%,同比下降0.8个百分点;我国天然气对外依存度为40.5%,同比下降5.5个百分点。从油气对外依存度可以发现,尽管去年由于诸多因素影响相关数据已有所下降,但从绝对数来看,仍然处于一个高位,这种能源供给格局对于我国能源供给安全而言存在非常大的风险。我国

是一个“富煤贫油少气”的国家,煤炭是最主要的能源来源,但是考虑“双碳”目标的约束,煤炭的使用量将明显下降,油气相对于煤炭的排放要小,短期内仍会处于一个平稳使用并逐步下降的状态。但无论哪种情形,如果没有新的能源接替,都将导致我国出现能源供给短缺的风险。因此,加快能源技术的创新发展,实现新能源的稳定、高效、规模化生产,也是保障我国能源供给安全的主要手段。

从保障能源供给安全角度而言,目前的能源技术创新聚焦点与前面两个维度具有相似性,都是要在新能源交替过程中实现平稳有序过渡,重点是要考虑不同技术路线下的能源供给安全性和稳定性。从短期看,就是要加强传统化石能源清洁利用的技术研发,立足现有能源供给状况,在降低化石能源消费总量的同时,加强化石能源的清洁高效利用,避免新旧能源更迭中出现的能源供给失衡问题。从长期看,就是要加强新能源体系的建设,加快风电、光电等清洁能源的生产和规模化应用,加大针对新能源波动性问题的调峰和储能技术投入,支持新能源颠覆性技术创新的研发,从而确保在新的能源体系中的能源供给安全,彻底实现能源供给的自给自足。

总体而言,要实现我国经济社会的绿色低碳发展,能源供给和消费结构的变革是关键,而能源技术创新则是实现这种变革的决定性因素,必须从国家战略高度出发提前谋篇布局,切实抓住这次能源革命的机会,实现我国从能源生产消费大国向能源技术强国的战略转变。

(作者系中国石油大学(北京)经济管理学院教授)

