

优化电网规划投资管理,助力新型电力系统建设



■王玲 杨悦勇 彭道鑫

近日,中央全面深化改革委员会第二次会议审议通过《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》(以下简称《指导意见》),国家能源局也于近日发布《新型电力系统发展蓝皮书》(以下简称《蓝皮书》),明确了建设新型电力系统的总体架构和重点任务,标志着新型电力系统建设进入全面提速阶段。

新型电力系统建设对电网规划投资管理提出更高要求

《指导意见》提出要加快构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统,强调要健全适应新型电力系统的体制机制。《蓝皮书》结合我国资源禀赋和区域特点,明确制定了新型电力系统“三步走”的发展路径,系统设计了“加强四大体系建设,强化三维创新支撑”等总体架构。

《指导意见》和《蓝皮书》均强调,新型电力系统建设离不开与之配套的政策与体制机制优化创新,特别是加强电力规划、建设、运行、交易、价格等多环节统筹协调和监督,以及加强煤电、新能源、储能、电网等多要素统一管理。电网处于电力系统平台的核心地位,优化完善电网规划、投资、电价等管理机制,能够为加快构建新型电力系统提供坚实的制度保障。

当前电网规划与投资管理仍待进一步完善

首先,电网与电源规划衔接需加强。一是新能源超预期发展,与电网消纳能力不协调,个别省区在运及已批复的新能源规模甚至已超过“十四五”规划目标,新能源的无序发展大幅增加了额外的输配电容量需求,带来更高的输配电投资,对输配电网利用效率带来不利影响。二是源网

工程规划、建设时序不衔接,新能源规划主要以地区新增规模方式体现,未具体落实到项目,导致其送出工程无法及时纳规;同时,新能源电站建设周期约为一年,配套电网送出工程建设周期至少需要两年以上,建设时序差异易造成“发出来、送不出”等问题。

其次,电网投资监管配套机制需明确。一是电网规划口径范围应适应性拓展,以更好衔接电网投资监管范围。根据输配电定价成本监审要求,电网投资覆盖输配电服务的全部合理支出,包括电网基建、生产技改、营销技改、科技创新、数字化等项目类型,且应纳入规划并履行核准备案程序,目前国家层面对全口径电网规划范围、深度要求和技术标准等均未作规定,导致各省管理部门和电网企业执行存在差异,影响规划效果;二是全口径电网规划中部分投资项目审核管理要求不明确。35千伏及以上电网基建项目核准备案要求较为明确,但其它投资项目较为分散、种类繁多、专业性较强,在实际执行中缺乏实施细则等政策依据。

再次,输配电价格机制需进一步完善。一是重大政策性投资认定机制尚需完善。核价办法以新增投资带来新增电量为约束认定核价投资,重大政策性投资不受“单位电量固定资产投资”约束全额纳入有效资产,第三监管周期明确了新能源接入配套工程属于重大政策性投资范围,有力支撑了新型电力系统建设。随着我国电量增长趋于放缓,刚性政策性投资需求仍保持高位,北方清洁供暖、三区三州、边防供电、供电投资界面延伸等社会效益大、生态价值高的投资仍未能纳入重大政策性投资范围,给电网投资带来较大不利影响;二是随着新型电力系统的加速建设,风光等新能源高速发展,发电量占比逐步提升,煤电“三改联动”积极转型,发挥电力安全保障“压舱石”作用,电网安全可靠和灵活智能水平不断提升,推动全社会供电成本增长压力不断增加,输配电成本在多主体间传导与分摊机制有待创新优化。

优化电网规划投资管理机制需多角度发力

首先,建议多维协同靶向发力推动源网协调发展。一是在完善市场交易与价格



资料图

机制,保障电网合理收益的同时,稳定市场预期,推动各类电力规划投资项目落地落实;二是通过增加政府直接投资,将农网、适应新型电力系统分布式电源接入的配网智能化改造等投资增加纳入重大政策性投资范围等方式,给配电网特别是农网建设提供更大的支持和激励;三是建立多部门联合审批机制,适当并行、简化多类电力投资项目审核流程,推动源网同步规划建设、同步投产运行,提升电力系统整体投资效率效益水平。

其次,建议建立全口径电网规划管理机制。一是将当前以电网基建项目为主体的电网规划范围,拓展为提供输配电服务各专业的全口径投资项目,并明确各类项目划分界面,包括生产、营销、科技、数字化等类型项目;二是明确全口径电网规划的深度要求和技术标准,统筹考虑各类项目投资规模、技术方案复杂度、技术发展变革速度等个性化因素,注重对不同类型项目规划的深度要求和技术标准采用差异化要求。

再次,要完善全口径电网投资审核管理要求。一是国家层面应尽快出台全口径

电网投资审核管理要求,通过政策文件进一步规范确定各类电网投资项目涵盖范围,明确各类电网投资项目管理部门、审核流程、审核文件等总体要求;二是指导各级政府管理部门,考虑各地实际管理情况以及电网投资项目专业特点等综合因素,积极推动全口径电网投资审核管理总体要求在本地承接和落地,加强全口径电网投资项目的监督管理。

此外,应明确重大政策性投资认定机制。一是明确重大政策性投资认定范围。国家相关部门要求电网企业承担相应的社会责任,但投资不带来电量增长或经济效益明显低于正常水平的政策性投资,应足额纳入重大政策性投资范围;二是明确重大政策性投资认定方式。对于可以提前明确的重大政策性投资,建议在规划阶段明确投资规模并纳入规划,对于在执行过程中新增的重大政策性投资,建议滚动纳入修编规划,并严格履行投资审核程序,全额认定纳入有效资产。

同时,建议建立电网规划-投资-电价联动机制。一是建立能源主管部门、价格主

管部门等多部门协调会商联动机制,以保证规划外的落实国家重大决策部署及应急抢险等电网投资项目发生时,电网规划和新监管周期电价水平能够有效联动、及时疏导;二是新型电力系统建设加速、电网规划效能水平不断提升,带来电网投资需求日趋旺盛,新监管周期电价核定应综合考虑电网规划目标、投资需求等因素,统筹平衡确定输配电电价。

最后,应加强电网规划投资领域的数字化支撑力度。一是现有规划技术手段不能有效满足新型电力系统规划需要,亟需融合“云大物移智链”等数字技术,针对新型电力系统的“双高”特征,加快研究开发规划仿真新模型和新工具;二是配电网、生产、营销等投资项目,在履行投资项目审核管理程序时,面临项目数量繁多等管理难题,亟待依托数字化手段搭建政企数据通道,促进政府监管部门与企业投资管理数据互通,实现申报材料自动上报,审核结果实时获取。

(作者均供职于南方电网能源发展研究院有限责任公司)

容量电价不是根治储能难题的灵丹妙药



资料图

■赵宏 王庆

目前,相关部门已经出台抽水蓄能容量电价相关政策。那么,同样是储能,未享受容量电价政策的新建储能是否面临不公平竞争?这一问题一度引发行业热议。新型储能适用什么样的评价管理形式,实质上是如何衡量新型储能使用价值的问题。而事实上,新型储能的使用价值则是由其功能作用来决定的。

在电力系统中,新型储能可以应用于发电侧、电网侧和用户侧。

在发电侧,储能可以辅助发电电源跟踪出力曲线,增加发电量,提高售电收入。

在电网侧,储能能够协助电力调度机构提供调峰、调频、调相、系统备用和黑启动等电力辅助服务,起到平衡电力负荷、稳定频率电压和应急事故处理等作用,提高电力系统安全性,促进新能源消纳。同时,储能可以延缓和替代输变电设施升级改造、替代偏远地区基本供电、替代供电保障类建设等,降

低电网基础设施综合建设成本。

在用户侧,储能可以帮助电力用户增加低谷时段用电量,减少高峰时段用电量,减少用电成本。另外,当发生限电、停电等突发事件时,用户可以将储能作为备用电源,以保障生产生活应急用电需求,降低停电电造成的损失。

储能在电力系统中的功能作用决定了其成本补偿方式和价格管理形式。

服务于发电侧的储能,在未被电力调度机构调用参与电力辅助服务时,主要以提升发电电源涉网性能、增加发电量为重,具有私人产品的经济学属性。其成本应通过上网电价得到补偿,也可以说宜采用“电量电价”的价格管理形式。

服务于电网侧的储能,主要发挥两方面作用:一方面,无论储能投资方是否为电网企业,也无论其所处何种地理位置,只要被电力调度机构调用并参与电力辅助服务,这类储能即为电力辅助服务型储能。电力辅助服务的主要作用是提升区域

内电力系统安全调节能力,保障系统安全稳定运行,具有公共品经济学属性。因此,电力辅助服务型储能的成本应由电力用户按用电量分摊,宜采用“电力辅助服务费”的价格管理形式;另一方面,用于降低电网基础设施综合建设成本的储能,为电网替代型储能。电网替代型储能的主要作用是增强系统供电保障能力,具有公共品的经济学属性。电网替代型储能成本应纳入输配电价成本,最终在电力用户间分摊,也可以说采用的是“输配电价”的价格管理形式。

服务于用户侧的储能,主要作用是降低电力用户的用电成本,减少停电电损失等,具有私人产品的经济学属性。储能的成本主要通过峰谷电价差套利回收,也可以说采用的是“电量电价”的价格管理形式。

储能在电力系统中的价值具有双重性,主要体现在商品和服务两种形式。在电源侧和用户侧,储能的成本主要体现在其

提供的商品—电能上;而在电网侧,储能的成本主要体现在其参与提供的电力辅助服务或者输配电服务上。电能商品价值可以用电能的多少即电量来衡量,电源生产多少电能、用户消费多少电能、电网输送多少电能简单明了。但服务价值的衡量涉及服务内容、服务标准、服务量,对于具有公共品属性的服务来说,其效用的不可分割性和服务提供方与受益方并非一一对应的关系,使其采用的计量单位更加复杂多样。

电力辅助服务的提供方和受益方关系十分复杂。由于电力辅助服务的主体和服务对象多元、提供方和受益方并非一一对应,因此,如何确定电力辅助服务的提供方和受益方是一个十分复杂的问题。电力辅助服务的主体是电力调度机构及其调用的灵活调节资源。电力调度机构调用的灵活调节资源除包括分布在发电侧、电网侧、用户侧的储能外,还包括传统高耗能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电设施等可调节负荷以及负荷聚合商、虚拟电厂等。电力辅助服务的受益对象是整个电力系统,即系统安全调节受益方包括电源、电网和用户等电力系统的各个组成部分。同时,产生安全调节需求的影响因素也来自电源、电网和用户的各个主体。因此,难以将电力辅助服务提供方与受益方一一对应起来。

电力调度机构调用储能的商业模式不同,相应的计量单位也因此复杂多样。电力调度机构调用储能等灵活调节资源有两种商业模式,即长期租赁模式和辅助服务市场模式。电力辅助服务是安全调节,具有不确定性,长期租赁模式可以较好地应对不确定性问题,而辅助服务市场模式则可以尽可能地提高资源配置效率。二者统筹协调、互相配合,才能更加经济地保障电力系统安全稳定运行。

受限于现有技术条件和电力辅助服务公共品属性,行业内尚难以准确划分各类辅助服务的数量及其对应成本,以及受益者所获效用价值。因此,在长期租赁模式下,将储能参与辅助服务的成本划分为建设运行维护的固定成本和随电量变化的变动成本,分别采用了容量电价和电量电

价两种价格管理形式。抽水蓄能是技术最成熟、经济性最好、应用最广泛的储能,目前我国采用的是长期租赁的商业模式,并为此出台了抽水蓄能容量电价政策,即单位装机年租赁费政策,计量单位为容量。

容量电价可有效应对安全调节不确定性带来的储能收入不确定性,受到储能企业的推崇。但是,超过电网灵活调节资源需求,过度采用这一商业模式将拉高电力系统的安全调节总成本,增加全体电力用户负担。只有加强长期租赁模式下的储能的统筹规划,并且不以技术路线划分商业模式,而是以技术性能指标设定相应的技术门槛,才能在保障系统安全和降低安全成本间求得相对平衡。

目前,我国的电力辅助服务市场在大部分地区设立了调峰、调频辅助服务品种,部分地区设立了系统备用和黑启动辅助服务品种。调峰辅助服务中深度调峰交易一般按照分档的深度调峰电量及对应出清价格进行补偿,计量单位是电量(元/千瓦时);启停(或停机)调峰依不同容量等级机组报价按台次补偿,计量单位是台次(元/台次)。调频辅助服务一般对辅助服务提供方按照投运率、可调节容量予以固定补偿,计量单位为容量(元/千瓦·月);根据“调频效果”即中标单元提供调频里程、调频性能及出清价格获得相应调频里程补偿,计量单位为调频里程(元/兆瓦)。备用辅助服务市场补偿按照备用容量和补偿价格进行计算,计量单位为容量(元/兆瓦·时)。黑启动补偿一般包括对黑启动能力和实际调用过程中所投入的燃料、人力等费用的补偿,计量单位为台次(元/台次·月)。

综上,储能在电力系统中的作用、功能定位、产品性质、商业模式各不相同,导致其价格计量单位差异较大。因此,要充分考量储能在电力系统中是否发挥作用、如何发挥作用、采用何种商业模式制定相应政策,而不能都采用相同的容量电价和价格管理政策。容量电价只是一种计价方式,不是解决储能各种问题的灵丹妙药。

(作者均供职于国家发展和改革委员会价格成本调查中心)