

思想市场

北京可望借力城市能源互联网率先碳中和

碳达峰、碳中和目标是我国积极应对全球气候变化、努力推动构建人类命运共同体的重大战略决策。作为全国的政治中心、文化中心、国际交往中心、科技创新中心,北京已于2012年率先实现碳达峰,无论是基础条件具备还是政治担当使然,理应在实现碳中和方面率先垂范。作为信息技术和能源技术深度融合的综合能源平台,城市多能互补能源互联网具有清洁能源、信息共享、能源服务、绿色交通等多维价值,是帮助城市实现“双碳”目标的重要手段。建设国际一流的和谐宜居之都,率先实现碳中和,北京建设世界一流城市多能互补能源互联网势在必行。

■ 刘元欣 袁家海

北京经济社会发展与碳排放增长已“脱钩”

基本建成清洁低碳能源体系。近年来,通过能源转型变革,北京经济社会发展与碳排放增长实现“脱钩”,能源领域实现跨越发展,呈现清洁低碳特征。据统计,2019年,北京天然气、非化石能源等清洁能源消费占总能源消费的比重超过60%。

同时,北京在“十二五”期间实现碳排放峰值(未计入外调电力碳排放)。“十三五”期间平原地区基本实现无煤化。可以说,北京基本建成了清洁低碳的现代能源体系,能源发展进入转型速度放缓的新阶段。要率先在全国实现碳中和,北京需以电力为中心,以深化电气化为抓手,加快各领域能源结构深度转型优化的步伐。

需补齐本地可再生能源开发短板。能源结构优化是推进碳中和目标的核心要点,而发展可再生能源是实现能源结构升级优化的关键举措。目前,北京能源结构中可再生能源占比偏低,而本地蕴藏着丰富的可再生能源资源,如太阳能、生物质能、风能、地热等,可通过加装屋顶光伏、建立垃圾发电厂、推进地热能资源利用、建设小型风电场等方式进行开发。据相关部门估计,北京新能源和可再生能源开发潜力达5000万吨标准煤。北京要率先在全国实现碳中和,本地可再生能源开发这一短板必须补齐。

能源电力供应依赖外调。首都能源安全关乎国家经济发展、政治稳定,是北京推进能源革命、能源高质量发展的首要前提。北京是典型的能源输入型城市,能源供应严重依赖外调,这使得城市能源系统较难迅速调整能源供需关系。如北京电力以外调电为主,随着外调电力中绿色电力比例增加,城市能源供应保障能力也需进一步提高。因此,提高能源供应保障能力、电力系统稳定性是北京能源可持续发展需要优先解决的问题。

建设城市能源互联网有利于提升首都能源系统保障能力

城市多能互补能源互联网是以电为中

心,通过信息技术与能源技术深度融合,实现城市各类能源互联互通、配置优化的综合能源平台。通过能量流与信息流交互,城市多能互补能源互联网可以充分利用电、热、冷、气等不同能源的互补特性,形成一体化、可统一协调的城市能源系统,充分发挥不同能源的优势和价值,实现多种能源供需耦合,提高能源利用效率,提升能源系统保障能力。因此,对北京而言,建设世界一流城市多能互补能源互联网具有多重意义:

进一步提高首都能源供应保障能力。城市多能互补能源互联网可实现多种能源信息互通共享,城市能源系统可通过信息反馈及时调整能源供需关系,保障能源供应的安全性。建设世界一流城市多能互补能源互联网能大幅加快多种能源信息互联,充分实现电、热、冷、气等多种能源协同利用,提高能源系统的灵活性,帮助北京解决能源依赖外调带来的不稳定性问题,实现多种能源稳定安全供给,进一步提高首都能源供应保障能力。

深度促进北京能源供给清洁化。城市多能互补能源互联网可以实现多种能源耦合互补,提高城市能源系统的可再生能源比例。北京处于能源发展的新阶段,需进一步发展本地可再生能源,建设世界一流城市多能互补能源互联网将打破源、网、荷、储各个环节间的壁垒,充分发挥电网灵活调度、储能运行等各个环节的特点,平抑风电、光伏等多种可再生能源的间歇性和不稳定性,推进北京能源供给侧结构进一步变革,深度促进北京能源供给清洁化。

加快推进北京能源消费电气化。城市多能互补能源互联网以电为中心,将多种能源转化为电能传输至终端用户。建设世

界一流多能互补能源互联网将加大电能替代力度,通过智能建筑、绿色交通等资源挖掘用户的清洁电能消费需求,进一步推进北京能源消费电气化。

助力京津冀可再生能源消纳一体化。京津冀地区有着丰富的可再生能源,但时空差异、可再生能源不稳定性等因素阻碍了京津冀地区可再生能源发展,调峰困难、弃风弃光等问题亟待解决。建设世界一流城市多能互补能源互联网,充分发挥北京电网作为京津冀电网负荷中心的功能,将帮助北京消纳河北丰富的可再生能源,推进京津冀电网可再生能源消纳一体化,促进京津冀地区能源经济协同发展。

北京城市能源互联网建设涵盖供给、传输、消费、存储等多要素

城市多能互补能源互联网是全链条协同的新型能源产业发展形态。北京作为世界级城市,建设世界一流城市多能互补能源互联网要求涵盖更多要素,考虑更多复杂因素。这就要求源、网、荷、储各环节协同发展,实现能源流、信息流和价值流深度融合;电、热、冷、气多能互补,以电为中心和基础用能平台实现各类用能系统深度耦合。因此,北京建设世界一流城市多能互补能源互联网可从以下方面发力:

在能源供给侧,北京应依托先进智能的能源生产技术和发电技术,积极推动可再生能源发电设施建设,同时依托智能通信控制技术,建立不同能源系统之间的网络连接与深度耦合,推进异质能源梯级利用和交互响应,实现多能源系统协同管理,形成电、热、冷、气等多种能源协同互济的

能源供应体系。在能源传输侧,北京应依托直电网、智能调控等先进技术,加强城市智能配电网、燃气管网、冷热管网等基础设施建设,加快综合能源管廊建设和管网系统智能化改造,构建广泛互联的能源传输系统,推动城市能源传输网络发展,实现多网融合,最大程度适应清洁能源发展需要。

在能源消费侧,北京应持续推动冷热电联产、热泵等基础设施建设,推进现有有用终端设施改造升级,发展智能用电设备,实现能源消费智能化和电气化。同时,加强需求侧响应顶层设计,明确需求侧响应的发展要求和实施路径,加快用户侧信息交互设施建设,挖掘需求侧响应潜力,提高能源系统的灵活性。充分发挥北京冬夏温控负荷高、数据中心负荷高、电动汽车发展基础好等特点,以配电网为入口,以虚拟电厂、用户智能调控等手段为抓手,深度挖掘终端电气化潜力,并以高弹性需求侧促进发电侧高比例可再生能源发展。

在能源存储侧,北京应加快推进储能安全标准体系建设,加快储能规模化发展的顶层设计,明确储能发展规模和布局,其中推进分布式储能有序管理、科学调度是关键。新能源汽车作为一种分布式储能装置,是优质的灵活性资源,通过应用有序充电等科学管理模式,提高电力系统稳定性,实现源、网、荷协同发展。同时,氢能是长时大容量储能的重要载体,也是城市公交车、重型卡车去油化的重要选择,北京应发挥人才优势和研发平台优势,在氢能终端利用技术研发与示范、绿氢储运加注基础设施布局与规划方面早谋划,力争成为绿氢终端利用技术创新中心和先行者。

(作者供职于华北电力大学)

数字电网

高比例消纳新能源关键在于提升电力系统灵活性

构建以新能源为主体的新型电力系统,以风电、光伏为主的新能源将成为新增电能供应的主体,但由于新能源发电固有的随机性、波动性和间歇性,大规模新能源接入电网后,电力系统的电力电量时平平衡难度将显著加大。因此,要保障不同时间尺度电力供需平衡和新能源高水平消纳,关键是提升新型电力系统的灵活调节能力。

■ 黄豫

大量电力电子设备接入将影响电力系统调节能力

在超短周期(毫秒至秒级)调节方面,新能源出力快速波动且频率和电压耐受能力不足,稳定难度加大。风电、光伏采用电力电子设备接入电网,大规模接入将使电力系统转动惯量减小,降低系统抗扰动能力,导致系统故障时频率、电压波动加剧。此外,电力电子设备本身抗干扰能力也弱于常规机电设备,系统故障时风电、光伏机组易大规模脱网,可能引发严重连锁故障。

在短周期(分钟至小时级)调节方面,新能源短时出力随机性和波动性易造成系统频率和潮流控制困难。据统计,单个新能源场站小时级最大功率波动可达装机容量15%~25%,2小时最大波动可达40%;考虑整体区域新能源功率波动,以广东为例,2小时最大波动可达20%~35%。高比例新能源接入电网后,常规电源不仅要跟踪负荷变化,还要平衡新能源出力波动,大幅增加了电力系统调节难度。

在日内调节方面,新能源发电特性与用电负荷日特性匹配度差,将增加电力系统调峰压力。风电、光伏特性显著,凌晨负荷较低而风电出力处于较高水平,午时或晚间负荷较高而风电出力处于较低水平,导致电力系统净负荷峰谷差增大,加剧调



广东省阳江市阳西县儒洞镇长角水库光伏电站。 赖增鹏/摄

峰难度。以广东海上风电为例,单个风电场反调峰深度达50%,海上风电机组反调峰平均深度达22%。此外,在部分光伏渗透率较高的地区,也出现了午间腰荷时段的调峰难问题。

在长周期(日、周、月)调节方面,新能源发电“靠天吃饭”特征明显,将增加电力系统供需失衡风险。受气象条件影响,新能源出力可能出现较长时间偏低的情况,如长时间阴雨导致光伏出力持续偏低;台风来袭时,风机会自动处于停转顺桨状态,以降低叶片受损风险;在极寒天气条件下,新能源设备耐受能力脆弱,将导致出力受限甚至停机。

从供给侧、需求侧、电网侧分别提升电力系统灵活性

供给侧:提高灵活调节电源占比。我国灵活性调节电源装机占比不足6%,远低于欧美国家水平。笔者认为,提高灵活性调节电源占比是提升新型电力系统灵活性的关键。

新型储能响应速度最快可以达到毫秒级,持续放电时间在分钟至小时级,充放电转换较为灵活,适用于解决新能源短时波

动性问题,可提高新能源并网性能。在超短周期调节方面,按照行业技术标准规定,新能源场站应满足具备≥10%额定负荷调节能力的要求,若新能源场站按装机容量量的10%配置储能,可从源头解决新能源出力快速波动的问题,提升系统一次调频能力。在短周期调节方面,为满足平抑新能源分钟至小时级最大波动幅度的要求,新能源场站宜按装机容量量的15%~20%配置储能。

抽水蓄能技术经济优势明显,可进行大规模能量存储,放电时间达小时及以上,适合长时间尺度电网调峰及电力平衡需求,并能根据库容大小,发挥日内调峰甚至周调节作用。大力发展抽水蓄能,有助于解决新能源间歇性问题,提升系统调峰能力、系统安全性及特殊天气场景下的电力供应保障能力。因此,建议做好中长期抽水蓄能电站选点规划和站址保护,优化抽水蓄能电站布局和投产时序,优先在新能源集中开发地区和负荷中心布局建设。推进大容量高水头抽水蓄能机组科技创新,开展中小型、可变速抽水蓄能技术研究。

煤电原上具备秒级以上全时间尺度调节能力,通过煤电灵活性改造,可以进一步挖掘日内调峰能力。当前,煤电灵活性改造技术成熟、成本低、施工周期短,是短期提

升电力系统灵活性的较优选择。南方五省区具备改造条件的煤电装机超过1亿千瓦,全部改造后可增加1500万千瓦以上的调峰能力,改造潜力大。因此,建议加大力度推动具备改造条件的煤电机组“应改尽改”。

水电扩机主要通过拥有调节水库的已建水电站进行扩建,具有投资少、造价低、工期短的优点。南方区域澜沧江、金沙江、乌江、红水河等流域部分调节能力较好的水电站均具备扩机条件,积极推进水电扩机,不仅可以提高水能利用率、增强系统日内调峰能力,还有助于保障电网安全稳定运行,提高电力系统整体效率。

调峰气电具有启停速度快、运行灵活的优点,原则上同样具备全时间尺度调节能力。但受碳排放目标、气源供应和电价高等影响,气电发展空间相对有限。

需求侧:加大电力需求响应力度。电力需求响应速度可达秒级,具有优异的调节能力,是提升新型电力系统灵活性的强有力支撑。

电力负荷是最主要的需求侧资源,分为工业负荷、商业负荷和居民负荷。其中,工业负荷响应意愿取决于调节收益与生产成本增加间的权衡;商业负荷资源潜力较为可观且灵活易控,是提升需求侧灵活调节能力的基础资源;居民负荷空间分布过于分散、控制难度大,目前仍缺乏关键技术和设备支撑,调节潜力有待挖掘。

用户侧储能响应速度快、调控灵活,可在促进新能源高效消纳、增强用户互动响应能力等方面发挥突出作用。此外,考虑氢能制备与存储技术的更新突破,氢能未来有望以低成本方式在需求侧大规模应用,并通过电-氢间的灵活转换进一步增强需求侧多能互补能力。

电动汽车可作为移动式储能装置,是调节潜力巨大的需求侧资源。据统计,2020年全国电动汽车保有量400万辆,按每辆28千瓦时计算,电池储能容量达1.12亿千瓦时。未来依托车联网互动技术及成熟的电动汽车储能商业模式,可充分调动电动汽车的储能特性。

虚拟电厂通过协同控制的方式聚合电力负荷、用户侧储能、电动汽车及用户侧电源等需求侧资源,以满足内部用能需求、响

应外部系统变化,使电力系统需求侧由传统的“消费者”向“产消者”过渡,将是新型电力系统需求侧资源整合的重要平台。

我国需求响应尚处于试点阶段,目前已在广东、江苏、上海等地试点推广,2021年广东开展市场化需求响应交易结算试运行,日最大响应容量达100.7万千瓦。总体而言,需求响应实施的范围和规模仍较小,需求侧可调节潜力亟待开发挖掘。近中期,按照需求响应规模达最大用电负荷的5%左右考虑,南方五省区需求响应能力将超过1500万千瓦。

电网侧:加强电网互联提升互济能力。电网作为资源优化配置的支撑平台,是提升新型电力系统灵活性的重要补充。建设跨省区电力互联互通,提高存量输电通道利用率,可进一步发挥跨省区电网互济能力,扩大平衡区域范围,实现时间和空间上的扩展和互补,在一定程度上减少因系统灵活性不足导致的弃能现象。同时,有效解决新能源由于多日、周时间尺度出力不稳定而导致的供需失衡问题。

辅助服务等灵活性配套措施不可或缺

同时,应加快完善辅助服务市场,明确补偿机制,调动企业实施煤电灵活性改造的积极性;加快建立新型储能价格形成机制,推动“新能源+储能”激励机制落地,提高新能源发电企业配置储能的积极性;加快建设区域统一电力市场,逐步建立跨省区资源优化配置与省内实时平衡的市场模式,在更大空间范围内实现电力资源优化配置。

此外,还应健全完善电力需求响应政策机制。通过峰谷电价、尖峰电价、可中断负荷电价等电价政策引导需求侧资源参与系统调节。遵循公平合理的原则,建立“谁受益、谁出资”的长效激励机制,实现需求响应从临时性、紧急性举措逐渐转变为常态化调节手段。大力发展自动需求响应、负荷聚集、节约电力测量与验证等关键技术,开展试点建设和应用示范,支撑需求响应推广应用。

(作者系南方电网能源发展研究院电力规划中心主任)