

行业前沿

城市落实“双碳”目标需发挥系统协调作用

■王林钰 江海燕 陈爱康



碳达峰、碳中和目标是我国经济社会发展的长期战略,从全国范围来看,实现“双碳”目标是一个系统性工程,需要各个行业通力合作、共同打造良好的低碳生态,但同时,“双碳”目标又会分解成行业或地域的具体指标,通过各个行业和地域共同努力去完成。

城市是我国决策执行的基本单元,将在高质量实现“双碳”目标的过程中发挥系统、协调作用,同时,因为城市探索“双碳”路径时的基础、约束和目标不尽相同,且地方政府从地区实际发展情况出发,较难统筹考虑全国的整体情况。因此,在制定“双碳”目标和发展规划时,需科学开展顶层设计、制定具体目标,关注新形势下可能出现的新问题。

减碳路径差异大 应构建统一的排放测算方法

我国不同城市所处的发展阶段不同,其中,对于已实现碳达峰的城市,量化峰值时间和峰值大小将直接影响这类城市继续推动碳中和工作的相关策略;对尚未达到碳排放峰值的城市,应摸清碳排放趋势,明确碳排放重点区域、行业和企业,这是城市制定“双碳”路径的基本依据。

同时,城市的碳排放空间与发展空间紧密关联,虽然政府和业内专家都提出要实现高质量的碳达峰,但各个城市在计算本地排放量、考虑长期发展空间及当前产业发展情况时,难免会出现过高估计排放的情况,从而预留部分空间或加快上马“双高”(高耗能、高污染)项目,进而提高碳达峰的峰值。

此外,不同省份之间、不同城市之间的产业、人口流动、交通运输等关系紧密耦合,各自在测算碳排放量时,如果没有统一科学的核算范围和核算标准,容易造成基础数据偏差,这不仅将影响城市规划和产业发展,还将影响城市间碳排放转移、清洁能源供应,进而影响全国减碳工作布局。

近年来,我国数字经济快速发展,智慧城市建设不断升级,客观上为构建完备的碳排放测算体系奠定了基础,同时,城市能源数据中心建设也为城市准确评估碳排放情况提供了工具手段。因此,应尽快构建科学统一的碳排放测算方法和标准,摸清不同城市的碳排放现状,建立可以长期跟踪的碳排放数据基础。

扩展综合能源服务能力 提升节能空间

经过几十年的技术创新和管理提升,我国许多重点耗能行业的单行业产品能效水平已达到或接近世界先进水平,但综合能源利用效率和发达国家相比还有较大差距。究其原因,除低端产业较多外,城市能源的多能互补、梯级利用范围和深度还处于较低水平。

因此,在新型电力系统构建过

程中,城市消费端要通过电热协同、跨网互济对系统稳定和跨季节协调等问题提供解决思路和方法。一方面,需要通过数字化、智慧化手段实现城市终端能源不同品种之间、不同能源需求之间的系统、协调、优化利用,如在城市余热利用、清洁取暖等领域扩展综合能源服务能力;另一方面,需要增强跨品种、跨单位、跨领域

的协调能力,发挥市场在资源配置中的决定性作用,促使企业主体强化竞争能力,激发能源市场活力。

此外,还需应用数字化、智能化平台推动能源市场化交易,进一步提升节能空间。尤其在城市能源规划阶段充分考虑未来需求和挑战,并能在不改变工况的情况下通过综合能源利用提升能效。

避免盲目削减优势产业 警惕“高新产业”过剩

我国工业碳排放量占比达城市总排放量的60%-70%,在部分城市甚至达80%以上,工业减排成为城市“双碳”目标实现的重要领域和抓手。一方面,优化偏重的产业结构是重要方向;另一方面,推动产业结构向中高端迈进,大力发展战略性新兴产业,加快推动现代服务业、高新技术产业和先进制造业发展等,将是城市发展规划的重点。

同时,不同城市要有侧重,既要有长期发展的远见,又要有产业方向的定力。由于不同城市、城市群在长期发展中已经形成区域产业优势、较为完整的产业链,因

此在产业升级转型中,要符合发展实际,因地制宜,减少“一刀切”式的关停限产手段,避免盲目削减优势产业。

当前的高新产业布局符合国家的战略方向,但值得注意的是,城市产业结构调整不能一蹴而就。如果缺乏产业链的发展基础和整体协同,一味发展“高新产业”,则极有可能形成“高新产业”新的过剩。

对传统高耗能企业而言,应多角度审慎判断产业链价值,遵循国家发展的整体布局和发展阶段,有序推动产业转型升级,避免具有领先优势的高耗能产

业因碳排放量较高,成为限产的“众矢之的”,从而导致在国际或同行业的竞争力减弱,带来的新的失衡问题。

总的来说,城市作为“双碳”目标下的基础执行单元,需要深刻领悟、践行新发展理念,审慎分析研判城市产业转型、地区发展、社会生活、能源转型和实现“双碳”目标的长远关系,既要勇于争当先锋,又要兼顾整体利益,处理好发展和减排、整体和局部、短期和中长期的关系。

(作者均供职于国网(苏州)城市能源研究院)

牵涉系统性问题 需理清本地和区域间的边界

“双碳”的系统性不仅指产业之间,也包括区域之间。具体而言,在从一个省向一个城市、区县分解目标的过程中,需理清对象城市落实“双碳”目标的可控和不可控内容。对依靠外来能源资源供给尤其外来电力占比较高的城市而言,实现“双碳”目标很大程度上依靠电力行业整体脱碳,这种既要计算到城市整体的碳排放中,但又不受本地生产生活影响的碳排放需在更大范围协调、规划。同时,为保障全国行业性的碳排放控制,需要不同地区、不同城市结合本地资源禀赋条件建设适合的电力系统及

其他能源系统。

值得注意的是,需要超前考虑“双碳”目标下各地对可再生能源资源的竞争问题。随着新能源成为主体能源,各个城市都会加大对新能源的消纳力度,随之带来如何处理好新能源本地开发和城市消纳之间的关系等问题。因此,各个城市为了优先满足自身发展和碳中和要求,可能出现新能源资源条件好的地区没有发挥更大的减碳作用,而新能源资源条件差的地区被迫压缩发展空间等情况,这就需要从行政管理、体制设计、市场建设等方面制定合理的方案,保障全局的最优发展。

数字电网

西藏新能源高效开发的前提是区内外多能互补

■王立平

新型电力系统的显著特征是光伏、风电等新能源在电源结构中占据主导地位,构建新型电力系统首先要找到新能源。西藏水能、太阳能、地热资源居全国首位,风能资源较丰富,是新能源的宝库。借助西藏区内外调节资源,西藏新能源有望得到深度开发。

建设成本高、难以本地消纳——
新能源开发需利用区内外调节资源

西藏平均每日日照时长达8小时,全年艳阳高照时间达300天,年日照时间居全国首位。西藏光伏可开发规模超7亿千瓦,资源丰富、出力稳定,利用小时数达1500-2000小时/年,尤其阿里、日喀则、山南、那曲等地最为丰富。目前西藏太阳能开发还处于起步阶段,广阔的连片土地、优质的资源禀赋为集中开发创造了条件。

光伏电站建设可减缓水分蒸发,降低因雨水不足导致的农业、养殖业发展缓慢等情况,实现农光互补、牧光互补。与西藏相邻、海拔相近的四川甘孜地区,2021年国家电报投出0.1476元/千瓦时的光伏上网电价,相比之下,西藏地区光伏成本电价预计为0.2-0.28元/千瓦时,考虑到西藏光伏资源禀赋整体比四川甘孜好,连片开发光伏的规模效应更大,预计光伏发电成本仍有进一步下调空间。

风能方面,西藏风能技术可开发量超过1.8亿千瓦,主要分布在那曲、日喀则、山南等海拔地区,未来可集中开发的连片土地

空间较大,利用小时数约2300小时/年。随着高原风机技术瓶颈和外送通道问题解决,西藏风电将迎来较大发展空间。

此外,西藏地热资源储量近3亿千瓦,其中可用于发电的约300万千瓦。目前西藏地热资源调查程度低,进一步调查后可能存在更大的资源开发空间。地热的利用小时数高达8000小时/年,同时,地热发电可以和供暖、旅游、养殖深度结合。目前,西藏已建成羊八井地热电站、羊易地热电站等。

西藏幅员辽阔,地广人稀,新能源开发地理空间大,但西藏新能源建设安装成本远高于内地,且大规模新能源无法本地消纳。而且,新能源具有随机性、波动性、间歇性等特点,同等装机的发电量相对较低,因此,目前西藏新能源单独外送不经济。为挖掘西藏新能源的潜力,需要充分利用区内外调节资源。

“新能源+水电”——
可降低新能源出力的不稳定性

西藏水能资源丰富,技术可开发量1.74亿千瓦,主要分布在藏东南的雅鲁藏布江下游和金沙江、澜沧江、怒江流域。水电站有调节性能和快速反应能力,相当于蓄电池,水风光互补可有效降低新能源出力的不稳定性,增强风电、光伏消纳能力,提高水电送出通道的利用率。

目前光伏造价已达标低水平,而西藏水电开发成本较高,与新能源共同送出可显著降低上网电价。以规划的澜沧江上游西藏段

为例,水电电价超过0.4元/千瓦时,与光伏1:1打捆后,综合上网电价可降至0.367元/千瓦时。目前藏东南已规划金沙江上游水光互补能源基地和澜沧江上游水光互补能源基地,其中新能源装机2000万千瓦。

为更大程度实现水风光互补消纳,一方面,可扩大规划水电站的装机容量,增加水电调节能力;另一方面,可加大各流域支流及中小水电开发力度,如雅鲁藏布江中游、玉曲河、察隅曲、吉太曲、雄曲河、霞曲、索曲、昂曲等。远期雅鲁藏布江下游水电、怒江水电开发后,可支撑昌都、那曲、山南、日喀则等地区新能源大规模接入互补。日喀则、那曲等地距离藏东南较远,但新能源送至水电丰富的林芝、昌都地区后,电价仍可能比大水电低,从而在经济性层面推动西藏区内外水风光远距离大容量互补。

此外,西藏邻省云南、四川有大规模水电,西藏新能源可以通过建设1000-1500公里的直流通道接入两省负荷中心,与两省水电调节资源互补。

“新能源+储能”——
在雅鲁藏布江中上游、外送沿途建抽蓄

抽水蓄能电站是成熟的储能系统,西藏可通过以下两种思路,摸查抽蓄电站潜在站址,为大规模新能源提供灵活可靠的调节资源:

一是在雅鲁藏布江中上游等地区寻找适合建设抽蓄电站的站址。雅鲁藏布江横

跨西藏南部日喀则、山南、林芝等地区,沿途或能建设大型抽蓄电站,西藏各大型水域支流也为建设中小型抽蓄电站创造了有利条件。

二是在西藏新能源外送沿途省(区)建设抽蓄电站,如在云南、贵州、四川、广西等省(区)寻找适合建设抽蓄电站的站址,以多端柔性直流技术实现大规模新能源远距离送电。

“新能源+火电”——
西藏新能源可与贵州应急火电互补

贵州风光资源一般,但“十四五”发展势头迅猛,预计将达4000万千瓦,以光伏为主。光伏晚上不出力,无法支撑贵州晚高峰的尖峰负荷,而西藏风电在晚高峰出力仍较强劲,且光伏因时差、日照时间长等原因,在晚高峰仍有一定出力。因此,西藏新能源可以在贵州发挥较好的顶峰作用。

新能源在极端天气下出力存在瞬间为0、持续为0的可能,同时,水电受自然来水影响,因此,未来仍需建设煤电机组保障应急备用和调控。按照相关规划,到“十四五”末,贵州火电装机将达4300万千瓦,火电供应相对有保障,有条件建成区域能源应急保障和调控中心,向广东、广西、云南甚至重庆、湖南提供应急备用和调控。

由此可见,西藏新能源送电贵州,可与贵州用于应急备用和调控的火电互补,形成贵州能源枢纽中心,不仅可缓解贵州尖峰负荷电力缺口,还可向周边省份输送电

力量均有保障的绿色电能。

“风光+地热”——
实现西藏纯新能源远距离大容量外送

西藏工程造价高于其他地区,目前单独建设新能源外送通道利用率和经济性均较低。考虑到那曲、日喀则、山南等地区光伏利用小时数高(近1800小时/年),具备一定规模的地热资源(利用小时数达3000小时/年),再配上一定比例的储能,初步测算具备纯新能源远距离外送的资源条件。如在日喀则、山南地区精选1500万千瓦光伏、500万千瓦风电、50万千瓦地热资源,再配置400万千瓦储能,即可构建一回1000万千瓦、年送电460亿千瓦时的纯新能源特高压直流工程,送电贵州贵阳约需2500公里,送电广西南宁约需3000公里。

如上所述,西藏新能源的突出优势是资源丰富、利用小时数高、土地充足,可借助区内外水电、火电、抽蓄电站、储能等调节资源,按照以上开发思路,弥补西藏新能源出力无法保障、送出通道利用率不高等问题,并通过水风光互补、农光互补、牧光互补及地热发电和供暖、旅游同步开发等模式,推动西藏绿色产业发展。同时,受端省引入西藏新能源等清洁能源,既可实现电力接济,也能完成自身非水可再生能源电力消纳的责任,促进新型电力系统建设,为尽快实现碳达峰、碳中和贡献力量。

(作者供职于南网超高压公司修试中心)