

东部地区城市发展面临六个困局

■ 陈光 郭磊

东部地区作为我国社会经济最发达的地区,汇集了京津冀、长三角等主要城市群,在带动全国社会经济发展、提升国际竞争力和探索转型发展道路方面发挥着举足轻重的作用。能源是社会经济运行的基础动力。长期以来,东部地区城市是我国能源消费的主要区域,但普遍缺乏能源资源,能源自给率低,极大地依赖外部供应。面对当前我国复杂的社会经济发展新形势和日趋严峻的能源环境约束,东部地区城市加快推进经济发展方式转变、深化落实能源革命战略、实现城市高质量发展任务紧迫。从能源角度看,东部地区城市发展目前面临六个显著困局。

困局一

产业结构升级发展与能源总量严控之困

“十四五”时期是我国全面落实高质量发展要求,深入推进能源生产和消费革命的关键时期。东部地区城市作为能源消费集中区,预计能源消费总量将长期处于严控趋紧状态,能源消费增量控制目标不会大于“十三五”时期。

当前东部地区不少城市仍存在存量较大、刚性强的传统高耗能产业,显著挤占其他产业引进和发展的空间,制约经济转型升级与高质量发展。虽然一些城市万元

GDP 能耗已经很低,甚至达到发达国家水平,但仍难以完成能源消费总量控制目标,紧缺的能源消费总量指标对引进高端项目、进一步降低单位 GDP 能耗与产业升级造成了不利影响。

而受数字经济发展和新型基础设施建设刺激政策影响,东部地区城市特别是北上广周边城市正在建或规划建设大量数据中心项目,带来大量能源消费的同时,也进一步增加了能耗总量控制压力。

困局二

能耗强度持续压减与节能空间消失之困

长期以来,多数城市主要通过鼓励企业节能降耗和淘汰落后产能的方式提升能效水平。随着相关工作持续推进,单个企业的节能降耗空间已几乎消失。东部城市火电、钢铁、造纸等产业通过“上大压小”淘汰落后产能,力度强、进展快,目前大型企业能耗指标已大幅领先全国同期平均水平,常规节能降耗措施已遇到“天花板”。

按当前趋势发展,“十四五”期间东部城市整体能源消费强度将保持在较高水平,加上数据中心、5G 基站等新型耗能产业的大量建设,甚至有可能在部分年份出现一定反弹。但与此同时,预计“十四五”期间,这些城市仍将承担较高的单位 GDP 能耗下降率指标,能源消费强度持续下降的现实需求和节能空间紧缺的矛盾将愈加突出。

困局三

天然气需求增长与能源安全压力之困

东部地区缺乏天然气资源,主要靠远距离输送供应,但电力、热力需求旺盛,随着控煤政策日渐趋严,不少城市均在规划建设燃机项目,天然气消费增长需求巨大。

与此同时,随着国际天然气价格长期低位运行,若叠加政策激励,天然气分布式能源有望大量发展,带来较大消费增量。

但事实上,“十四五”时期东部城市

的天然气供应仍有极大不确定性。

一方面,远距离天然气管道输送能力有限,且气价较高,特别是近几年用气高峰时段已暴露出输送能力短板;

另一方面,能源安全是未来国家能源发展长期面临的基本问题和重中之重,一些城市天然气增量供应依赖规划中的沿江、沿海 LNG 接收码头、接收站建设,但建设规模和可接收容量仍存在较大不确定性。

困局四

能源系统效率提升与利益格局固化之困

在热力供应方面,推进热力管网互联互通和集约化供应是提升系统效率的根本举措,许多城市在“十三五”时期就已经设定热力供应集约化和热力联网的目标。

但是,目前许多城市热力供应和管网运营规划经营、垄断性强,存在供热能力整体冗余和局部短缺的突出矛盾,要推进跨区互通、区内联网就需要多方协调、平衡各方利益,落实联网优化仍面临较多实际难题。

而在燃气供应方面,国家已明确城镇燃气企业储气任务纳入省级专项规划,避免储气设施建设小型化、分散化。

但由于部分城市燃气企业划片特许经营,受到调峰需求和 LNG 价格低位影响,燃气企业纷纷建设储气设施。这种分散建设模式既有利于产生投资浪费现象,同时也不利于天然气系统的优化运行和整体效率提升。

困局五

能源设施建设与国土空间限制之困

一方面,随着城市能源需求不断增长,电力、燃气等能源基础设施存在刚性需求,但在站点、走廊选择等方面面临很大困难,特别在负荷密集区域和水网密布区域,选址、通道难度极高;

另一方面,目前东部城市交通能源消费普遍严重依赖化石能

源,提升新能源汽车占比是实现交通绿色转型的重要举措。但是,城市支撑新能源汽车推广的充电设施、综合能源站等建设受到多重土地空间限制难题,如:新建站点存在选址困难,存量站点改扩建空间不足,小区充电桩建设受场地限制大等。

困局六

能源产业创新发展与现有机制制约之困

能源技术创新是解决东部地区城市能源发展难题的关键途径。众多城市都对“十四五”时期能源新技术、新趋势给予了极大关注,如能源互联网、氢能、燃料电池、园区综合供能等。但是,现有体制机制还存在不适应,甚至制约新产业和新技术发展的

情况,如能源监测系统推广难度大、能源数据壁垒制约了能源系统信息化发展;园区综合供能、需求侧响应等应用仍需相关政策支持;氢能、燃料电池产业发展亟待政府主导开展示范推广,以开拓应用场景、激发市场需求等。

相关建议

一、转变能源效率提升方式。从注重单个企业、单一产业能效提升,向系统整体能效提升转变。推动城市热力供给向集约化、清洁化转型,加快供热管网运行,构建以集中供热为主、分散供热为辅的协同优化供热体系。加强园区冷、热、电综合能源规划,提高产业园区的能源聚集度,注重产业园区内能源品类和能源品位的搭配,大力发展园区综合能源系统,提高园区能源系统和用能管理智慧化水平,提升园区整体能源利用效率。

二、夯实能源安全保障基础。统筹优化 LNG 接收码头建设,加强燃气管道跨省市联网互通和市内管网互联,构建多元供气格局,提升供气能力。统筹开展天然气应急储备设施规划建设,提高天然气周转效率,增强调峰应急和抗风险能力。建设城市能源安全的监测预警平台,摸清关键能源基础设施数据底数,构建市级能源风险地图,提升能源安全信息化管控水平。

三、补齐能源基础设施建设短板。加强能源设施规划与国土空间规划的协同性,加快能源系统薄弱环节补强和能源互联网建设。强化电力源网荷储协同控制功能,推动配套体制机制建设,更经济、高效、安全地提高电力系统功率动态平衡能力。加强热力供应系统信息化建设,深化热力供需信息统计管理,提升热力管网设施向各类热源、用户的开放性和公平性。加强充电设施、车联网基础设施规划建设和信息化管理,大力推广应用新能源汽车。

四、创新能源体制机制建设。探索能源消费创新模式,推动能耗控制方式从能源效率指标向能源与经济指标结合发展,建立能效产值分析评价体系,通过能效指标压力机制,倒逼落后低效产能淘汰外迁,引导产业向中高端升级。建立能源指标的区域内调剂和用能权交易机制,保障优势区域和高端产业的优先发展权。构建能源产业创新发展引导机制,立足城市实际需求,因地制宜打造氢能、储能等能源新技术推广应用体系。

(作者分别供职于国网能源研究院、国网(苏州)城市能源研究院)



建议西藏“十四五”出台地热发电价格政策

■ 王善民

党的十九大报告提出要“推进能源生产和消费革命,构建清洁低碳、安全高效的能源体系”。西藏自治区政府将清洁能源产业定位为“国家清洁能源基地”“西电东送接续基地”“辐射南亚的能源基地”的支柱性产业,提出大力开发水电、光伏、地热能和风能等多种可再生能源融合互补发展。

地热发电具有清洁低碳、安全高效的特点,我国的雪域高原西藏地热资源丰富,地热资源集聚区就有 709 个。

西藏自治区能源研究示范中心主任、西藏地热产业协会专家委员会常务副主任赵斌认为,如果在西藏实现水能、太阳能、地热能的风能的多能互补,将有利于改善当地的电网电源结构、增加消纳能力,并将西藏地区的资源优势转化为经济优势,为打好“三个攻坚战”作出积极贡献。

从生态环境保护、西藏社会经济发展方面认识地热发电的意义和重要性,笔者建议,西藏自治区政府在“十四五”可再生能源规划编制方面,应强调多能互补协同发展,与国家发改委、国家能源局和财政部

积极沟通《可再生能源电价附加资金管理暂行办法》对于西藏特殊地区(高寒、高海拔、“三区三州”贫困连片区)结合“三大攻坚战”的产业定位,对地热发电电价给予价格政策性支持,以优化营商环境、激励企业投资,推动西藏地热产业发展。

可再生能源发电对西藏生态保护与经济发展意义重大

在民生领域解决供暖、饮水和交通等问题,是国家打赢脱贫攻坚战的硬任务,但是,燃煤、燃油和燃气等供暖方式均将对西藏脆弱的生态环境造成破坏。

西藏是我国生态保护战略屏障,阿里和那曲冬季燃煤供暖污染大气环境,且煤炭价格高达每吨 1300 元以上,成本高昂,并不利于西藏地区的生态环境保护和社会经济发展。与此同时,燃煤污染物随着冬季季风飘散,不仅将加重对内地大气污染,也将给长江和黄河下游带来生态安全隐患。因此,西藏在生态环境保护方面,不仅要算经济账,更要算政治账、环境账和民生账。

笔者认为,西藏需要大力发展以水电、

光伏、地热为代表的清洁能源发电,在能源消费方面要大力推广清洁能源直接供暖和电气化。清洁能源开发利用对于西藏本地区,乃至全国范围的生态环境安全保护均具有重大意义。

如果西藏能将清洁能源产业作为推动经济社会发展的支柱性基础产业,将可为西藏优势性第一、第二和第三产业提供有力支撑,实现产业扶贫、脱贫自身造血功能,从而实现减少中央财政长期转移支付补贴压力,与保护当地生态环境双赢。

在此,笔者建议,西藏高原生物产业和绿色工业深加工应以电气化为主,供热行业以太阳能、地热能直接利用为主,采矿和矿产品初加工业以“绿电”为主,从而杜绝绝对耗牛粪燃烧和燃煤、燃油、燃气的消耗。

“十三五”地热发电完成情况不容乐观

需要特别指出的是,西藏地热能资源丰富。据现有资料统计,西藏地热能发电潜力在 3000 兆瓦以上。

西藏地区的地热资源主要用于发电,集中在羊八井和羊易地区。地热发电在所有可再生能源发电中全年利用小时数最高,全年 90% 以上的时间都可用于发电,非常稳定。

以羊八井和羊易地区的地热发电项目为例,1 千瓦的地热发电装机一年可发电 7884 千瓦时以上。可为 2023 年世界地热大会在中国召开提供具有自主知识产权的中国方案。

羊八井地热电站不仅是我国最大的地热电站,也是世界上唯一一座利用第四系浅层热储进行工业性发电的电站,电站装机约 25 兆瓦,负荷在拉萨电网负荷中占比曾经高达 60%;羊易地热电站是全世界海拔最高(4650 米),全国第一个实现 100% 回灌、只取热不取水的地热电站,也是全国单机最大(16 兆瓦)地热电站。年发电量可达到 19105.46 万千瓦时,上网结算电量 16772.30 万千瓦时。该电站每年可节约 5.8 万吨标煤,可减少二氧化碳 21 万吨、二氧化硫 6000 吨、氮氧化物 3100 吨,相当于植树 1147 万棵。

根据“十三五”规划目标,西藏地热发电装机容量为 350 兆瓦。然而,除 16 兆瓦的羊易电站外,新增项目寥寥无几,主要原因就是缺失价格政策。

截至目前,西藏光伏装机已达到 1080 兆瓦以上,这与国家政策的大力支持息息相关。就地热发电而言,相关信息显示,“十四五”规划西藏地热装机容量或将达到 200 兆瓦以上,且 2030 年更要实现 1 吉瓦的装机目标,这就需要尽快出台价格扶持政策。

建议对地热发电电价实行梯度补贴

目前西藏工商业平均电价已超过 0.6 元/千瓦时,从而制约了支柱性产业发展。若要降低电价,必须大力发展水能、地热能和太阳能绿色能源。

考虑到西藏地区独特的地热资源和地

质构造,地热资源开发成本与内地有较大差异,且西藏电网结构和电力需求均与内地不同,根据国家发展改革委办公厅关于西藏羊八井地热发电项目上网临时结算电价的批复,核定含税上网临时结算电价为 0.9 元/千瓦时,并纳入全国可再生能源电价附加分摊,这是羊易投资的最好示范起点。

西藏地区需统筹规划水能、地热、光伏和风能等清洁能源发电,系统考虑各种可再生能源上网电价政策的引导效果。补贴是鼓励技术创新的种子,通过补贴鼓励科学技术进步,最终实现取热不取水的地热商业开发,牢牢掌握地热产业发展主动权。

以项目寿命周期不低于 30 年、年运行小时数达到 8000 小时为标准,以完成项目折旧为期限,设计补贴方案可使地热发电彻底解决冬季用电回购问题,并稳定西藏电网的运行。

为保障企业收益,促进行业发展,通过对地热发电项目建设和固定资产折旧等成本的估算,建议根据“十四五”规划和西藏地区地热发电潜力的实际情况,实行梯度补贴。

西藏地热发电起步晚,但是利用效率高,年运行小时数能达到 8000 小时(国际标准),1000 兆瓦装机的发电量即相当于西藏目前的全社会用电量,可发挥基础电源作用,稳定西藏电网的运行。

因此,建议西藏地区统筹规划地热在内的各类新能源发电,系统考虑新能源发电上网电价,推动可再生能源多能互补协同发展,让雪域高原拥有更多碧水蓝天。

(作者系西藏地热产业协会会长,本文仅代表作者个人观点)

西藏地区地热发电价格政策建议

装机容量 (兆瓦)	上网结算电价(含税) (元/千瓦时)	补贴电价 (元/千瓦时)	上网电量 (亿千瓦时/年)	补贴金额 (亿元/年)
0—200	0.90	0.65	16	10.4
200—500	0.75	0.50	24	12
500—1000	0.60	0.35	40	14

运行时数按 8000 小时/年;固定资产折旧 20 年,折旧完成后不享受补贴。