

新型电力系统建设倒逼煤电功能重塑

核心阅读:

近年来,新能源消纳取得明显进展,但部分地区形势仍不容乐观。推进“双碳”目标,构建新能源占比逐步提高的新型电力系统是重要着力点之一。在新能源发电的间歇性和波动性尚无法彻底解决的背景下,燃煤发电对新能源的调节作用在未来相当长一段时间内仍不可或缺。要充分发挥煤电的这一功能,需要通过市场化的价格形成机制,保证燃煤机组合理疏导成本。

■ 谭忠富 何璞玉 赵浩辰

在“双碳”目标和构建新能源占比逐步提高的新型电力系统政策驱动下,我国新能源发电(光伏发电、风电)正加速发展。截至2022年4月底,全国发电装机容量约为24.1亿千瓦,其中光伏发电装机3.2亿千瓦、风电装机3.4亿千瓦。预计到2030年,我国光伏、风电总装机容量可达12亿千瓦。

新能源快速发展的同时,其消纳形势不容乐观,需引起高度关注。2020年全国弃光、弃风电量分别为52.6亿千瓦时和166亿千瓦时,其中甘肃、西藏弃光率超过10%,西北地区弃风率达到8.4%。2021年,华北地区新能源弃电率达3.6%,弃电56.2亿千瓦时;东北地区新能源弃电率为2%,弃电23.6亿千瓦时;西北地区新能源弃电率达5.4%,弃电132.8亿千瓦时。2022年1-4月,青海弃光率更是高达10.1%,蒙西地区弃风率达11.8%。我国“三北”地区新能源最大渗透率超40%,风电和光伏装机容量占比超60%,然而灵活性调节电源却不足3%,系统惯量持续下降,新能源快速发展带来的消纳问题日渐突出。

灵活性调节资源仍待深度挖掘

造成新能源消纳难的主要原因是其自身的发电出力具有明显的间歇性和波动性。例如,浙江2021年火电平均发电利用小时数为4762小时,风电为2165小时,而光伏仅有1122小时,夏季午高峰时段光伏有效出力仅占装机容量的16%,风电有效出力仅占装机容量的6%;东北地区2021年7月28日,瞬时风电出力不足装机容量的0.1%;山西3月4日新能源发电出力2216万千瓦,达到全省用电负荷的61.3%;

湖北3月8日新能源发电最大出力1026.51万千瓦,达全省用电负荷的40.4%;新疆6月17日新能源最大出力2125万千瓦,占全省用电负荷的57.98%。预计2030年全国新能源瞬时出力可以达到用电总负荷的60%,2060年这一数据或升至150%。

高比例新能源接入电力系统后,打破了电力系统原有的“源随荷动”运行模式,电力系统将由单侧随机演变成更复杂的双侧随机波动,这就要求电力系统的调节能力也要随之不断扩大,以解决电力电量平衡、调峰调频和系统惯量下降等问题。2021年,美国可再生能源发电量占比为20%,灵活性调节资源容量占比达49%;西班牙可再生能源发电量占比为37%,灵活性调节资源容量占比达34%。相比之下,我国可再生能源发电量占比高达30.6%,尤其是“三北”地区新能源的最大渗透率超40%,但灵活性调节资源却不足3%,系统调节能力建设更为迫切。

灵活性调节资源需要从“源网荷储”多角度进行挖掘。电源侧应通过煤电灵活性改造,降低机组最小技术出力,进而提高调峰能力,实现与新能源的“多源互补”;负荷侧可通过虚拟电厂、负荷聚合商、可中断负荷、跨时区负荷用电时间互补等实现“源荷互动”;储能侧可通过发展抽水蓄能、新型储能、电制氢、电制热、电转气等实现“多储互济”。

煤电要承担起辅助服务职能

新能源出力具有间歇性和波动性,需要传统快速响应电源辅助其进行实时调节,以满足电力电量平衡的要求。对于光伏发电,随着上午发电迅速出力,净负荷随之下降,煤电需要向下爬坡进行调峰;中午光照最强时,净负荷达到最低点,煤

电机组按最小技术出力运行;傍晚随着光照下降,净负荷迅速上升,煤电需要向上爬坡进行调峰;夜间用电负荷开始下降,净负荷随之下降,煤电需要再次向下爬坡进行调峰。由此可见,通过煤电机组快速调整出力水平来平抑新能源出力的波动性,是构建新能源占比逐步提高的新型电力系统的重要支撑。

2021年以来发生的国际能源危机,更凸显出煤电机组的备用功能价值。例如,澳大利亚可再生能源发电量市场占有率超过30%,但未设置激励顶峰发电的备用容量市场,仅凭短时间内建立的电能市场和辅助服务市场,难以保障传统电源巨额投资带来的长期回收需求,导致现货市场价格短时飙升。6月15日,调度机构预计,昆士兰州当晚电力供应缺口将超过800兆瓦,维多利亚州16日上午电力供应缺口将超过2000兆瓦,新南威尔士州16日下午供应缺口将达4000兆瓦。对此,当地不得不宣布从东部标准时间14:05起暂停各地现货市场,一些准备并网调试的风电、屋顶光伏项目暂停。市场暂停时,昆士兰州电价超过900美元/兆瓦时,新南威尔士州的约为800美元/兆瓦时,维多利亚州为450美元/兆瓦时,南澳大利亚州为390美元/兆瓦时,均远超300美元/兆瓦时的价格上限。由此可见,弥补新能源发电波动性的备用容量市场对于稳定市场价格水平至关重要。

与澳大利亚的情况类似,美国得州电力市场仅有单一的电能市场,未建立容量市场机制,只是通过制定一系列稀缺电价定价机制,在系统电能和备用电能稀缺的情况下提高电能价格。这种价格机制会导致在电能稀缺的情况下,出清价格升高甚至达到上限。

相比之下,德国的经验值得借鉴。德国

可再生能源发电量占比从2000年的6%上升到了2020年的46%,但电网安全稳定性未受到负面影响,用户年平均停电时间仅为10.73分钟。针对风电、光伏发电的波动,德国大部分硬煤电厂可向下调节至额定装机容量的10%,褐煤电厂可向下调节至额定装机容量的40%左右。原来计划关停的8台煤电机组转为应急备用,占煤电装机容量的6%,可提供270万千瓦的出力,在电力供应紧张时具备应急并网发电能力。

市场化价格形成机制是关键

预计到2030年,我国煤电装机将达12.5亿千瓦,气电装机达2亿千瓦,可再生能源发电量占比超过50%,10万亿千瓦时的社会用电量中有5万亿千瓦时来自火电,若气电按3000利用小时数计算,可以推算,煤电在5万亿千瓦时中的份额低于4.4万亿千瓦时,年利用小时数约为3500小时。

2021年10月18日,秦皇岛5500大卡动力煤价达到了2600元/吨,即使按照到厂后1300元/吨的动力煤价、320克/千瓦时的供电煤耗率折算(忽略其他成本),煤电边际发电成本也达到0.416元/千瓦时,按照燃煤成本在发电综合成本中占70%推算,综合发电成本为0.594元/千瓦时。全国各省(自治区、直辖市)燃煤发电基准价位于0.25元/千瓦时—0.453元/千瓦时之间,即使上浮20%,达到0.5436元/千瓦时,也无法足额疏导燃煤发电成本。由此可见,在燃煤发电“量价均低”的情况下,仅通过电能市场回收成本,不仅无法保证煤电机组变动成本的足额疏导,也无法保证煤电机组初始投资成本回收,导致燃煤发电企业几乎全部亏损。

抽水蓄能作为最重要的新能源发电调节资源,其造价约为6000元/千瓦—8500

元/千瓦,远超煤电机组的造价水平。目前电化学储能成本较高;2022年广东对电化学储能深度调峰补偿标准约为0.792元/千瓦时,浙江对年利用小时数不低于600小时的储能给予补偿,补偿标准按200元/千瓦、180元/千瓦、170元/千瓦逐年退坡。苏州对光储项目最高补贴1.1元/千瓦时,而东北地区煤电参与有偿调峰平均补偿约0.525元/千瓦时……由此可见,煤电机组提供辅助服务较储能具有显著的价格优势。另外,新能源装机规模小、分散接入的特点,导致远距离送出所需的配套电网投资相对常规机组而言呈“倍增效应”。据国网能源研究院预测,新能源发电量占比超过10%后,每提升5%,综合消纳成本约增加0.088元/千瓦时。

新能源发电需要电力系统日调节与季节性资源的配合协调投入,抽水蓄能、电化学储能等储能电力电量调节的时间尺度一般为小时级,面对多日无光无风或瞬时大风天气,难以满足几天甚至几十天中长期时间尺度下的电力系统调节需求。燃煤发电对新能源的调节作用在未来相当长的一段时间内仍不可或缺。为促进具有调节能力的电源发展,不同类型的煤电机组可以分别进入中长期电能市场、现货电能市场、辅助服务市场、容量市场等,分别承担起“基荷保供”“灵活调峰”“辅助备用”的功能角色。各类煤电机组通过进入中长期电能市场获得稳定的收益预期,通过低供电煤耗成本优势在现货市场获取短期收益,通过爬坡速率优势参与调峰调频在电力辅助服务市场获取相应回报,通过高容量价值参与辅助备用服务在电力容量市场获取合理稳定收益。

(谭忠富供职于华北电力大学;何璞玉供职于国网四川电力公司经研院;赵浩辰就读于华北电力大学)

发展清洁能源最忌“急功近利”

■ 李昂

面对能源供需格局新变化、国际能源发展新趋势,“四个革命、一个合作”的能源发展战略思想、党的十九大报告中明确提出的“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”,为我国能源清洁低碳转型发展提供了根本遵循。

目前,我国许多地区正大力发展清洁能源。这是一种优势转化,即将自然资源优势转化为地区经济优势,不仅遵循了能源清洁低碳转型发展的要求,更是巩固脱贫攻坚成果的一个重要途径。

然而,一些地区在实践中过于急切,认为大建清洁能源项目就可以在短时间内改变现有的电力供给结构,建设清洁能源基地就可以带来地方经济增长,却忽略了构建适合自身的清洁低碳、安全高效的能源体系才是引领地方经济稳定长期发展的根本。

部分地区清洁能源项目实施方式不科学

通过对一些地区的调研发现,以清洁能源项目发展为基点引领地方经济增长,还需要在把关、协作、配套等环节上进一步改善。

一是业务流程需要把关。从调研看,一个清洁能源项目的建设主要有三大主体:发电公司、电网公司、政府有关部门。行业内所谓的“跑项目”也从侧面反映出在项目建设初期,发电公司作为项目发起主体,需要经历内部、外部相关业务审批流程。基于当前清洁能源发展的“风口”,为加速推进项目落地,许多环节呈现出“跳跃式”推进特征,部分相关部门对项目是否值得建设、是否属于优质项目并不在意,只是单纯的“为了建设而建设”,审查、把关存在漏洞。

二是主体间的相互协作水平有待提升。部分地区并没有建设县一级的清洁能源项目开发平台,换言之,各主体间并没有做到利益、思想上的统一。比如,当地的项目开发主体从自身角度出发发起项目,项目的发起必然带来投资,利好地方政府,但电网公司却明确表示项目存在接入问题。三方目标背离,这种“掰手腕”的状态,催生的必然是一

个不成功的项目。

三是配套规划机制需要建立、完善。调研发现,这些地区的清洁能源项目基本都是单一的存在,风电就是风电、光伏就是光伏,这也是大部分地区的普遍现象。单一存在的项目未来是否有活力?能否带来长效收益?这些都是值得思考的问题。

发展清洁能源需先解决三个问题

上述地区清洁能源项目存在的问题不是个案。具有资源优势的地区试图通过建设清洁能源项目撬动经济增长,本质上是将自己身兼数职通过能源投资的方式,转化为具有良好经济效益的优质资产,从而实现与资本、技术、管理等要素相衔接,优化经济结构,实现能源结构转型,带动区域内产业升级,实现居民就业增收。但这其中,仍有三大问题需引起注意。

一是如何评价一个清洁能源项目是否优质?一个优质的项目应当可以带来短期收益和长期收益,缺乏任何一项都不算是一个优质的项目。短期收益是指项目本身带来的资本投入、基础设施建设、品牌宣传、声誉传播等,政府是主要受益主体。长期收益是项目长期运行中产生的收益,主要包括售电收益、税收、就业、资本加持、项目扩建、延伸合作等,三大主体均享有长期收益。因此,三大主体能否获得长期收益是评价一个项目是否优质的标准。但是,由于部分地区存在清洁能源项目的“抢装潮”,一大批项目虽然带来了短期收益,但其造成的长期不利影响却开始逐渐显现,比如消纳难、供给侧不平衡、税收问题等等。

二是如何构建产业链消纳模式?长期收益的产生不仅要靠项目本身发电产生利润,更要构建一套能够维持供需长期平衡的消纳模式。部分地区正在设想的产业链消纳模式值得借鉴,比如,一个光伏或者风电项目的落地需要有电价保障,疏导其建设成本。此外,通过引入制造业(比如制氢)增加区域内的用电需求,产生分布式结构效应,再通过引入加氢站增加氢能汽车的使用,将氢能汽车用于本地黄金的运输和开采等。通过增加产业链上的需求主体,丰富项目本身,以项目带项目,从某些角度上

讲,就是构建了一套依托清洁能源产生经济效益的模式。

三是如何为优质清洁能源项目保驾护航?清洁能源项目的开发作为一项结合经济与环境、政府与市场的复合型工作,对基层各级领导干部的能力、素质提出了全新要求。一个优质项目的诞生,离不开三大主体内基层干部的付出。

借力清洁能源发展地方经济有四大抓手

尽管在发展清洁能源项目的过程中存在一些问题,但各地区始终坚持国家的主要方针政策。在有效推动清洁能源项目发展、引领地方经济增长方面,建议从四方面发力:

一是准确理解政策,长远看待项目发展。大力发展清洁能源是趋势也是必然,但“大力”不是“飞速”,不是“盲目”,更不是“不惜一切代价”。三大主体应各司其职,充分验证、把关。项目发起主体应该经过系统、严谨的科研,审慎判断项目价值;其他两个主体应依据项目开发的标准严格审查,评价其是否具有可行性。

二是建立项目发展平台,充分沟通。在项目开发过程中,三大主体的利益是动态变化的,存在背离和趋同的可能性,任何一方出现利益损失都可能导致项目搁浅。因此,搭建项目发展平台,嫁接沟通桥梁,着眼于优质项目产生的长效利益,才可能使三大主体综合利益最大化,形成“共赢”局面,形成促进优质项目长远发展的长效机制。

三是着眼综合项目,丰富项目本身。传统模式下的新能源项目开发已不能满足地区经济长期发展的需求,单一的风电、光伏等项目因为电价疏导等问题已经不能产生长久收益。使项目本身形成配套、“一揽子”工程才可以最大化收益。因此,准确把握供给与需求的关系,引入需求主体,多元化丰富产业链,才能使项目本身具有更强的活力。

四是激发干部活力,倡导服务精神。一个优质项目的落地离不开县市、乡镇以及村集体各级领导干部的积极协作,各级干部应当有服务精神,为优质项目保驾护航。(作者供职于中国华电集团有限公司市场部)

氢能发展要与碳市场充分融合

■ 聂利彬

在碳达峰碳中和目标下,脱碳逐步成为我国氢能发展的重要驱动力。据预测,在2060年碳中和情景下,我国氢气的年需求量有望增至1.3亿吨左右,其中可再生能源制氢产量可达1亿吨。

随着全国碳交易市场逐渐成熟,碳排放价格信号越来越清晰,将为不同的氢气生产工艺核定真实生产成本、收益提供重要参考依据。

从供给侧看,作为一种二次能源,目前我国氢气的生产主要以化石能源制氢为主,生产端的碳排放依然较高。在不考虑碳排放成本的情景下,相比于可再生能源制氢,煤制氢等化石能源制氢工艺成本相对较低,具有较大的成本优势。但其负外部性效应显著,在全球应对气候变化的大背景下,碳定价的覆盖行业和范围不断扩大,且碳价不断攀升,这一趋势有助于化石能源制氢与清洁氢尽早实现平价。

作为未来工业、交通等领域减排的重要措施,生产过程中低排放甚至零排放的清洁氢被各方寄予厚望。

欧盟近日宣布将扩大绿氢规模,预计2030年每年生产1000万吨绿氢,并且每年的绿氢进口量也将达到1000万吨。我国近年来也相继启动了一批清洁氢项目,尽管具有较好的环境效益,但成本过高依然是制约其发展的重要障碍。从碳市场的角度看,作为一种清洁能源,清洁氢的减排效益显著,减排量可观,完全具备成为相关减排产品的条件。

未来,随着碳市场的不断发

展,建议相关部门尽快将清洁氢纳入到我国核证自愿减排体系中,充分发挥碳市场的价格信号功能,量化清洁氢的减排效益,推动氢能供给结构调整。

当前,全球氢气贸易正处于快速发展期,根据国际可再生能源机构(IRENA)预测,到2050年,将有30%以上的氢气实现跨境交易,而从目前已开展的贸易情况看,清洁氢显然更受青睐,尤其是在欧盟、日本等减排压力较大的地区和国家。

预计从2025年开始征收的欧盟碳边境调节税,更是将碳税的适用范围扩大到了氢能等行业。这也意味着,未来,各国与欧盟的氢气贸易将与欧盟的碳排放价格挂钩,氢能碳排放标准的对接,也将成为未来氢能贸易的重要基础工作。我国虽然已经有《低碳氢、清洁氢与可再生能源氢的标准与评价》,但该标准仅仅是日本等地区和国家的标准进行对接,提升其国际认可度。

在全球碳定价体系不断优化背景下,氢能产业的发展要与碳定价充分结合,实现碳氢协同发展。

一方面,要加强碳排放数据核查工作,使其反映真实生产成本的同时,充分量化、反映量也将达到1000万吨。我国近年来也相继启动了一批清洁氢项目,尽管具有较好的环境效益,但成本过高依然是制约其发展的重要障碍。从碳市场的角度看,作为一种清洁能源,清洁氢的减排效益显著,减排量可观,完全具备成为相关减排产品的条件。

(作者系上海环境能源交易所业务创新部副部长)