

随着“绿氢”在全球范围内的火热发展,相关制氢关键设备持续升温

电解槽市场明年翻四倍

■本报记者 仲蕊

8月28日,隆基股份与中国化学华陆工程科技有限责任公司签署了战略合作框架协议及10万千瓦电解水制氢设备采购合同,引发业内关注。电解水制氢是重要的制取绿氢的方法,在充满电解液的电解槽中通入直流电,水分子在电极上发生电化学反应,即可分解成氢气和氧气,整个过程可实现零排放。电解水制氢规模的提升,使电解槽市场迅速增长。中国氢能产业协会数据显示,上半年,我国氢气产量同比增长了25%,其中利用新能源制氢的比例同比提高了30%。彭博新能源财经在最新的氢能市场展望中预测,由于我国上半年氢气产量的惊人增长,电解槽市场今年将翻一番,到2022年将翻四倍,达到180万千瓦以上,并且预计中国将占全球电解槽装机容量的60%-63%。

市场需求扩大

“目前,电解槽市场非常火爆,处于供不应求的状态。”国内一家电解槽供应商对记者表示。该供应商认为,氢能产业利好政策频出,让产业链中重要的制氢端成为投资热点,而碳达峰、碳中和目标的提出,更是让绿氢成为减碳脱碳的重要途径。

“2020年,绿氢成为多国首选的未来绿色燃料,多国宣布重金投资氢能产业,总额超过1500亿美元、超过7000万千瓦的绿氢项目正在开发之中。水电解制氢技术作为制取氢气的重要方法,尤其利用可再生能源电解制氢是目前规模化制取绿氢的唯一方法,具有广阔的市场前景。”一位制氢设备技术专家对记者表示。

“事实上,除了氢燃料电池等氢能交通领域,氢气应用还包括将氢气作为化工原料投入到化工生产中,或作为还原剂进行氢能冶金等。碳达峰、碳中和目标的提出,让越来越多的大型能源企业开始将目光投向氢气,大举布局制氢产业线,主动利用可再生能源发电制氢,替代煤化工制氢、天然气裂解制氢等传统制氢方式,以降低二氧化碳排

放。”中国船舶集团有限公司第七一八研究所高级工程师李海鹏指出。

与此同时,氢能产业利好政策不断释放,产业发展势头火热,甚至出现企业“沾氢即火”现象。李海鹏说:“随着可再生能源发电成本越来越低,制氢经济性亦初步显现。多重因素影响下,制氢端获得更多重视,氢气需求飙升,电解槽这样的制氢设备市场需求进一步扩大。”

成本不断下降

据《中国氢能及燃料电池产业白皮书》预测,到2050年,氢能在中国能源体系中的占比约为10%,可再生能源电解水制氢将成为有效供氢主体,吸引多家企业大举布局可再生能源电解水制氢产线。

“我国发展绿氢具备良好的资源禀赋,随着碳排放成本的提高和可再生能源制氢技术进步与规模扩大,其发电成本越来越具有竞争力。同时,我国拥有强大的基础设施建设能力,为发展绿氢提供了得天独厚的优势。”上述专家表示。

今年4月,传统石化能源企业宝丰能源发布公告称,为实现绿色低碳发展,该公司将太阳能发电所制取的绿氢用于化工生产,以实现新能源替代化石能源,减少煤炭消耗和二氧化碳排放,并大举布局电解水制氢装置。光伏巨头隆基也宣布进军氢能产业,大力发展光伏制氢。

万联证券指出,由于电费占整个水电解制氢生产费用的80%左右,因此水电解制氢成本的关键在于耗电问题。对此,上述专家表示,水电解制取氢气的成本包括设备制造成本和运行过程中的电费,前期投入成本主要是水电解制氢设备的制造成本,随着电解槽关键技术的不成熟,能耗和设备价格也将不断下降,可直接改善水电解制氢的成本。

“电解槽设备成本随着技术进步和规模化,将在2030年前下降60%-80%,其制氢系统的耗电量和运维成本也将随之降低。”上述专家表示,随着可再生能源发电成本的降低,5-10年内,电解



水制氢成本将降至20元/千克以内,具备经济性。按照目前碳配额试行市场40元/吨的交易价格计算,煤制氢需要增加0.1元/立方米的氢气碳配额成本。因此,当碳配额交易价格达到200元/吨时,绿氢成本将与灰氢持平。

储运仍是难题

“我国可再生能源资源中心与负荷中心呈逆向分布,国内缺乏低成本的高密度储运技术,进而限制了我国丰富的可再生能源制氢潜力。”上述专家坦言,氢的储存和运输高度依赖技术进步和基础设施建设,是产业发展的难点。国内以高压气态储氢为主,相较于低温液态储氢,高压气态储氢在长距离运输上十分不具有优势,因此大力发展液氢技

背景链接:

当前,在政策和市场双驱动下,氢能产业火热发展,带动了制氢环节的快速增长,设备企业迎来了历史性的机遇。按照制氢的清洁程度,可将得到的氢气分为灰氢、蓝氢、绿氢,理论上绿氢才是未来真正的清洁能源,在制氢环节,电价和电解设备是导致当前绿氢生产成本居高不下的主要原因,二者的成本占比分别达到50%和40%,电解槽是可再生能源大规模制氢的关键装备,在制氢系统总成本中的占比近50%。

术和输氢管道等装备具有重要的意义。

根据国网能源研究院数据,2019年我国陆上风电度电成本约0.315-0.565元/千瓦时,且在未来仍有一定的下降空间,预计到2025年度电成本在0.245-0.512元/千瓦时。基于此,上述专家补充称,就地制氢也是解决长距离运输的一种重要方式,我国用氢主要集中在东南沿海,利用海上可再生能源制氢是一种很有前景的制氢技术路径,同时也可避免氢气长距离运输。

“市场热的现状下,冷思考必不可少。”李海鹏提醒称,对制氢端而言,电解槽作为化工类设备,工况复杂,涉及到电化学、机械、化工等专业领域,因此不能仅仅依赖需求增长,而应继续深耕技术,才能实现电解槽设备的大规模技术进步。

企业动态

龙源电力上半年主要经营指标创新高

本报讯8月30日,龙源电力在北京以电话会议形式召开2021年中期业绩发布会。上半年,该公司取得合并经营收入178.77亿元人民币,同比增长25.7%;除税前利润63.75亿元人民币,同比增长38.8%;归属权益持有人净利润45.40亿元人民币,同比增长36.3%,均创历史新高。

截至6月底,龙源电力控股装机容量2490.7万千瓦,其中风电控股装机容量2242.9万千瓦,火电控股装机容量187.5万千瓦,其他可再生能源控股装机容量60.3万千瓦。上半年累计完成发电量331.06亿千瓦时,其中风电发电量274.07亿千瓦时,同比增加20.35%,风电平均利用小时数为1297小时,同比提高110小时;火电控股发电量为52.59亿千瓦时,同比增加32.64%,火电机组平均利用小时数为2805小时,同比增加690小时。

报告期内,龙源电力筑牢安全生产体系建设,数字化精准施治。公司狠抓重点工作落实,完善数字化转型,加速两化融合建设;全面推进无故障风电场建设,提高设备运行稳定性;开展区域运检分离模式优化,实现专人做专事;持续推广“质量、环境、职业安全”三标一体体系建设,优化安全生产管理流程。同时,紧跟政策引领,快速获取内外优质资源。上半年,新签订开发协议2300万千瓦,均位于资源较好地区。新增核准(备案)容量320万千瓦,是去年同期的5倍,其中风电54.5万千瓦,光伏265.5万千瓦。竞价中标项目186万千瓦,其中风电68万千瓦,光伏118万千瓦。

龙源电力提升自主创新能力,科技攻关按计划开展。上半年新申请发明专利2项,新授权发明专利2项,实用新型专利21项,主编的9项行业标准和4项中国电机工程学会团体标准获批发布。

在海外业务方面,该公司积极应对疫情挑战,乌克兰尤日内风电项目并网投产,乌克兰南方风电项目工程建设有序推进,实现了区域滚动发展。同时,强化境外资产管理,有效防控疫情及生产风险,加拿大德美林及南非德阿项目运营情况良好,均超额完成半年发电计划。(肖茜)

新能源电力项目投建困局与应对之策

■谢里 惠施敏

碳达峰、碳中和目标为加快中国的能源结构转型与优化指明了方向,极大推进了以火电为主的传统电源结构向风电、光伏等为主的清洁、低碳电源结构转型。加快推进新能源电力项目投资与建设,不仅是构建以新能源为主体的新型电力系统的必然要求,更是电力行业实现碳达峰、碳中和的重要途径。

■前景广阔

“十三五”时期,全社会用电量平均增速为5.82%,全国发电装机容量平均增速为8.05%,发电量平均增速为6.01%。全国的电源结构也进一步优化,新能源发电装机容量占总装机容量的比重平均上升2.69%。其中,风电和光伏发电总装机容量由2015年的2.3亿千瓦增加至2020年的5.3亿千瓦,新能源发电量占总发电量的比重平均上升1.11%。

国际可再生能源机构的统计显示,2020年全球太阳能发电和风电新增装机容量为2.38亿千瓦。据彭博新能源财经预测,2050年全球太阳能和风电发电装机容量将分别增长17倍和6倍,届时全球太阳能发电和风电新增装机容量达27.28亿千瓦。由此推算,全球太阳能发电和风电新增装机容量年平均增长率为8.16%。

2020年,中国风电和太阳能发电新增装机容量为1.2亿千瓦,风电和太阳能发电累计装机容量5.34亿千瓦。按照到2030年,风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上的目标,我国风电、太阳能发电总装机容量将至少以年平均增长率8.12%的水平增长。毋庸置疑,新能源电力产业发展前景广阔。

■现实困境

笔者对电力行业多家大型央企在北京、湖南、贵州、江西等地区的分(子)公司

进行实地调研,并与这些公司的主要负责人以及从事光伏、风电等新能源电力投资、开发和建设的项目经理和各岗位专责人员等进行深度访谈,了解到新能源电力项目在实际投建过程中,尚存在多重困境:

首先,资源配置效率不够高。“十三五”时期,新能源发电装机容量占总装机容量比重的平均增速,高于新能源发电量占总发电量比重的平均增速,部分已建成投产的新能源电力项目利用率低,弃风、弃光现象依然存在。有些项目由于资金周转不灵、技术瓶颈、审批周期长等原因未能如期建成投产,甚至中途停止建设,不仅造成指标的浪费,也给地方和企业的资源投入造成损失。

其次,营商环境不够便利。新能源电力项目涉及单位范围广泛,审批手续繁杂。尤其是占地面积大、布局在市区外圈的项目,需要县、镇、村级等基层单位的密切配合,但大部分地方基层单位缺乏相关考核内容和标准,并且新能源电力项目创税能力低,地方政府参与投建的积极性不高,既延缓了项目投建进程,又增加了企业与地方的协调成本。

第三,市场交易机制不健全。虽然全国电力市场存在双边协商交易、集中交易、滚动撮合交易、挂牌交易等交易模式,但是符合新能源电力交易特征的模式仍较少。其中,“新能源+储能”模式的电力缺乏并网保障,导致新能源电力消纳问题频发。上网交易价格机制是新能源电力市场交易机制的核心,2020年,风电、光伏已基本实现平价上网,但是大多数地方政府还未明确出台关于推进风光发电向平价上网平稳过渡的相关价格政策。

最后,配套政策不够完备。目前,国家对于新能源电力项目投建实行“三免三减半”的税收政策,在执行过程中,由于存在承诺的税收返还周期长、税收方式不灵活等问题,加上可用土地资源日趋紧缺,部分政府在批复用地时更加倾向于土地集约利

用型的项目,对新能源电力项目投建批复迟缓。另外,由于投资规模大、回收周期长、项目质量参差不齐,新能源电力项目还存在融资渠道窄、融资难、融资贵、融资慢等问题。

■破解之策

一是提高资源配置效率。在新能源电力项目指标分配前期做好项目投建主体摸底工作,建立重点开发主体数据库,重点考虑新增新能源电力项目的火电企业,由火电向新能源电力转型的电力产能置换企业,具备新能源电力消纳能力区域内的龙头企业、重点招商引资企业,以及在同等条件下实施“源网荷储一体化和多能互补”项目的企业。

配置新能源电力项目指标时,采用直接配置和竞争性配置相结合的方式。考虑到火电项目承担了调峰功能,以及新能源电力投资规模和装机容量较大的项目,建议在直接配置指标时予以倾斜,以通过产权内部化方式优化电力资源配置。对于自愿淘汰或者完全退出火电,并取得实质性进展的发电企业,实行新能源发电装机容量等量替代甚至超容量替代的配置方式;剩余指标实施竞争性配置方式。

同时,政府可考虑设立奖惩机制。对于优先建成投产的新能源电力项目投资主体,在以后年度新增新能源电力项目投资时,同等条件下予以优先获得项目指标配置。对无特殊原因而未达到建设节点要求的新能源电力项目,不再纳入保障性并网项目范围。对于逾期开工,在规定期限内未建成投产的项目主体,取消建设指标,并在数年之内不得参与本地区新能源电力项目投建。

二是优化营商环境。在对省、地、县、乡各级政府建立碳达峰、碳中和目标的考核机制时,将新能源电力项目考核纳入其中,设置既包含完成投资额、税收等经济效益,也综合考虑促进就业、碳减排量等社会

和生态效益的考核标准。同时,加强政府单位之间的沟通协调。省级部门确定本省年度新增新能源电力项目,组织并统筹衔接做好项目开发和储备工作,将任务分解至各地级行政区;由地级行政区层层压实责任,协同企业保障项目投资建设顺利推进。由省级部门牵头建立信息共享平台,加快省、地、县、乡、镇级单位项目投建数据互认共享,实现项目进度信息化、透明化,提高审批办理效率。另外,可通过党建联谊、招商推介等活动,加强地方政府与企业之间的交流与合作。

三是健全新能源电力市场交易机制。由于各地区新能源电力发展水平差异较大,新能源电力交易市场发展成熟度差别显著,因此,应实行差异化的新能源电力市场交易模式。对于新能源电力具备独立参与市场交易能力的地区,可大力推广“绿电”交易,与省内用电大户合作,实现100%的清洁电力交易,并探索新能源电力跨省交易机制,解决新能源电力消纳难题;对于新能源电力发展较慢的地区,新能源电力可通过与火电、抽水蓄能“打捆”的方式参加中长期电力交易。“新能源+储能”模式正在全国范围内推广,合理配置储能比例和时长,鼓励新能源储能企业自建电网,提高保障并网比例;探索新能源储能共享模式、租赁模式、代理运营等模式,以降低储能投资建设成本。同时,新能源电力上网电价整体按照国家规定的“指导价+竞争性配置”方式形成,对于新增落实并网的新能源电力项目,其保障收购小时数以内的发电量,上网电价按当年当地指导价执行,保障收购小时数以外的发电量,参与市场竞争形成。

由此,各地应鼓励新建新能源电力项目自愿参与市场竞争形成上网价格,倡导有条件的地区参与“绿电”交易,形成市场交易价格,以实现整体平价上网目标。另外,加强地区内和跨地区的电网输送工程、受电端主干网络等建设,推动电网向智能

化、灵活性强网转变,以为新能源电力消纳、区域电力互补以及本地区新能源电力并网提供保障。

四是完善新能源电力项目配套政策。一方面,鼓励各地政府出台差异化的税收政策,对于新能源产业链龙头企业,在“三免三减半”的税收政策基础上,给予额外的税收优惠,带动上、下游配套产业发展,打造新能源产业集群。采用灵活的纳税方式和返税方式,新能源电力企业在应纳税年度未完成纳税额度的,可宽限至以后盈利年度依次补齐;对于承诺企业的税收补贴,需及时兑现,并缩短周期,采用季付或月付方式,激发投资主体的积极性。

另一方面,保障供地是新能源电力项目投建的前提条件,各地区定期盘点可用土地数量,根据新能源电力最低消纳责任权重所必需的年度新增新能源电力项目数量统筹规划、合理分配,保障建设用地。鼓励各地政府优化供地方式,采用长期租赁、先租后让、租让结合以及弹性出让等多种方式灵活供地,缓解用地紧张难题。由于新能源电力项目建设占用面积大,可以提倡项目建设主体开发使用符合用地条件的废弃土地,大力推广屋顶分布式光伏发电项目、集中连片分布式光伏项目以及“农光互补”“渔光互补”项目,实现土地集约利用。

(谢里系湖南大学经济与贸易学院教授、博士生导师,湖南大学湖南发展研究院副院长,湖南大学“碳达峰、碳中和”研究中心主任;惠施敏系湖南大学经济与贸易学院经济学博士生)

