

抽水蓄能有了“用武之地”

■本报记者 秦志伟

“现在还有不少人强调把重点放在对现有的煤电机组进行灵活性改造上,从而满足大量新能源入网的需求。这是误导!”《抽水蓄能中长期发展规划(2021—2035年)》(以下简称《规划》)发布不久,中国水力发电工程学会副秘书长张博庭在接受《中国科学报》采访时再次强调。

他不止一次说过:“煤电灵活性改造的实际调峰作用还不及抽水蓄能的1/7,且从经济性上看,通过煤电灵活性改造增加调峰能力也不宜提倡。”

为了实现“双碳”目标,我国已提出将严控煤电项目,并要求“十四五”时期严控煤炭消费增长、“十五五”时期逐步减少。而风、光等新能源的高比例大规模发展成为必然,作为接纳新能源发电能力最优方式之一,抽水蓄能有了“用武之地”。

抽水蓄能调峰能力最高

在张博庭看来,人类社会实现零碳(碳中和)的出路在于摆脱对化石能源的依赖。从可持续发展的角度看,实现百分之百依靠可再生能源,才是人类的希望所在。

为此,我国提出“到2030年,非化石能源占一次能源消费比重将达到25%左右,风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上”的发展目标。

风、光等新能源具有随机性、波动性等特点,这是共识。新能源规模化、高比例发展,必须伴随储能大发展。抽水蓄能被看作是目前最经济的储能手段,同时还可以为电力系统提供必要的转动惯量、保证系统稳定运行,与现有其他调峰、储能方式相比,具有较大的比较优势。

这一点得到张博庭的验证。他估算了几种常用发电方式对接纳新能源发电的能力,结论是调峰效率最高的为抽水蓄能(包括化学储能),其次是水电、气电等优质的常规能源,最后才是煤电。

以电力行业为例,就发展何种电源最有利于增加新能源入网而言,由于电力行业的主流(即煤电)有很大的发展惯性,因此,以往不仅社会宣传上倡导增加煤电,实际情况也多是靠增加煤电装机解决新能源入网难题。但由于国家已给出明确目标,“今后通过大量增加煤电满足新能源入网的路,已经走不通了。”张博庭说。

根据《中国可再生能源发展报告2020》,截至2020年底,我国抽水蓄能电站已建3149万千瓦,在建5373万千瓦,开发规模居世界首位。但考虑电力系统的需求,中长期我国抽水蓄能电站装机规模仍将大幅提升。



江苏溧阳抽水蓄能电站

图片来源:视觉中国

“新能源规模化、高比例发展,必须伴随储能大发展。抽水蓄能被看作是目前最经济的储能手段,同时还可以为电力系统提供必要的转动惯量、保证系统稳定运行。”

常规水电站改造“非常重要”

根据《规划》,到2025年,抽水蓄能投产总规模6200万千瓦以上;到2030年,投产总规模1.2万亿千瓦左右;到2035年,满足新能源高比例大规模发展需求。为此,除了积极推进在建项目建设、加快新建项目开工建设外,《规划》还要求因地制宜开展中小型抽水蓄能建设。

所谓中小型抽水蓄能电站,是指装机容量小于30万千瓦的抽水蓄能电站(包含混合式电站),其中中小型抽水蓄能电站的装机容量小于5万千瓦。水电水利规划设计总院高级工程师于倩倩等人撰文介绍,截至2020年底,我国已建中小型抽水蓄能电站装机容量85万千瓦,占已建抽水蓄能电站的比重不足3.0%。在建中小型抽水蓄能电站仅为安徽佛子岭抽水蓄能电站,但已停工。

在抽水蓄能电站技术进步和国内工程经验总结的基础上,规模效益明显的大型抽水蓄能电站成为我国发展的主流。例如,截至2020年底,我国抽水蓄能选点规划的82个推荐站点均为大型抽水蓄能电站。

于倩倩也是《规划》编写组成员。她指出,目前国内未单独进行系统性的中

小型抽水蓄能电站资源普查,但我国中小型抽水蓄能电站的站点数量和装机容量规模非常可观,同时资源分布范围较大型站点更为广泛,“只是前期工作和经济性评估不够深入”。

事实上,《规划》提出鼓励依托常规水电站增建混合式抽水蓄能“非常重要”。张博庭进一步解释道,传统的抽水蓄能主要为煤电、核电调峰,所以功率大、作用单一的纯抽水蓄能优势明显。如果为新能源入网服务,有些问题就需要注意。例如,新能源发电可能由于天气变化,偶尔出现较长时间电力短缺。相比纯抽水蓄能,混合式抽水蓄能是一种理想的“长时储能”方式。

除此之外,相比新建的抽水蓄能电站,由常规水电站改造的混合式抽水蓄能成本较低,其经济性和竞争力更好。

更为关键的是,抽蓄改造是具备条件的水、风、光互补的发电系统的发展趋势。“今后具备条件的水、风、光互补基地发展到一定程度后,几乎都会提出这种要求。”张博庭说,此外,我国水电资源丰富,已开发的梯级水电站众多。与此同时,在冬季枯水期,虽然常规水电站的发电能力普遍有所下降,但却发挥着其抽蓄功能的大好时机。

在张博庭看来,服务于新能源发电

的抽水蓄能与服务于传统煤电、核电的调峰特点有所不同。对于前者,混合式抽水蓄能的优势会非常明显。

龙头水电站建设要加速

欧美国家水电的另一个重要作用是对电网的调蓄能力,但在我国,这一作用并未得到应有的发挥。张博庭将这种现象的存在主要归于龙头水电站建设滞后,有效库容有限。

以美国为例,张博庭进一步介绍,中美两国的国土面积和水资源总量相近,尽管我国水库大坝的数量居世界第一,水电装机是美国的3倍多,但我国的水库调蓄能力比美国小得多。目前,我国江河开发的库容系数仅为美国的一半左右。“水库调节能力的不足,不仅威胁国家水安全,也威胁着我国能源安全。”

因此,早在多年前,很多专家就呼吁加快龙头水电站建设。但到目前为止,我国仅有的几个龙头水电站要么未建、要么在建。

其实,这样的现象不难理解。在市场化开发水电的情况下,由于龙头水电站的开发回报率低,即便企业愿意优先投资开发龙头水电站,也无法承担由此带来的移民多及生态、环保问题等多重负担。

除此之外,“如果一个流域只有一个投资开发主体,开发商可以通过下游水电站所增加的补偿效益,弥补龙头水电站的巨大开发成本。但如果一个流域有多个开发主体,开发商就很难获得下游水电站所增加的补偿效益。所以,他们可能晚开发甚至不开发”。张博庭说。

就在《规划》发布之后不久,雅砻江两河口水电站历经16年正式投产发电,这是西南六大水电基地投产的第一个龙头水电站。据计算,两河口水电站平均每年发电量加上增加补偿年发电量,相当于减少原煤消耗1330万吨、减少二氧化碳排放2130万吨、减少二氧化硫排放20万吨。也就是说,两河口水电站投产发电相当于少建4座年产400万吨的大型煤矿。

值得一提的是,雅砻江流域水电开发有限公司是两河口水电站的唯一投资开发主体。

在国际上,政府负责水利水电开发是通行做法。就我国而言,张博庭举例说,小浪底水利枢纽的成功在于国家直接投资建设;三峡大坝的成功是由于国家直接投资建设,企业利用市场化方式建设和运营电站。

“各国的能源结构调整之所以常被称为能源革命,就是因为其一定不仅仅是依靠市场就能完成的。”张博庭补充道。

本报讯(见习记者李清波)近日,由太原理工大学主办的2021年碳基能源科技与“双碳”战略目标研讨会在山西太原召开。多位院士专家就“双碳”目标实现路径、油气开采方式、氢能和燃料电池技术、化学催化等方面的话题展开研讨。

中国科学院院士谢克昌首先对能源发展形势做出基本判断。他指出,煤炭是我国的主体能源,具有兜底保障作用,应持续做好清洁高效开发利用,实现清洁高效利用的煤炭就是清洁能源;油气供应安全面临严峻挑战,对外依存度不断攀升,应加强油气勘探开发,增储上产;可再生能源逐渐成为我国电力增量主体,但短期内难堪大用,应因地制宜,多元发展;核电应该立足自主创新,提升产业竞争力;氢能是重要的二次能源,要以发展绿氢为方向,加强应用场景和高效低成本技术融合创新,储能进入规模化发展阶段,应加快储能能产业发展。

他将2021—2060年分为4个阶段:2021—2030年是能源领域变革期,处于碳排放达峰阶段,任务是要将二氧化碳排放控制在110亿吨以内,非化石能源占终端能源消费比重达到25%;2031—2035年是能源体系养成期,要将二氧化碳排放控制在100亿吨以内,非化石能源占终端能源消费比重达到25%;2036—2050年是能源革命定型期,是碳排放稳中趋降阶段,我国要建成能源强国,建成现代能源体系,GDP增长与能源需求脱钩;2051—2060年是碳中和阶段。

谢克昌强调,要警惕非系统减碳操作引发的系统性破坏,警惕不切实际的能源转型可能带来的能源危机,警惕急功冒进减碳操作引发的经济刚性破坏,警惕“双碳”科学性的“摊派式”减碳,警惕西方利用不对称的“双碳”问题遏制中国发展。

中国科学院院士刘中民表示,我国各能源系统相对独立、难以合并“同类项”,整体效率不高,结构不合理,缺乏连接各能源系统的的核心技术。钢铁、水泥、有色行业、化工是典型的流程工业,现有流程体系下碳减排空间较小,是典型的难脱碳行业,需要通过深度电气化解决部分问题。要达到低碳、零碳

资讯

中国首届石化行业及泛工业品展会在苏州举办

本报讯 近日,2021易派客工业品展览会暨石油石化工业展览会在江苏苏州开幕,这是中国首届石油、炼油与化工行业及泛工业品综合展会。此次展会以“低碳、智造、升级、赋能”为主题,由中国石化联合会、中国石化石油机械股份有限公司、中国石化润滑油公司联合举办。

此次展会展出面积3.5万平方米,覆盖石油石化工业全产业链,聚焦石油石化电气仪表自动化、数字智能、产业服务三大核心内容,全面展示工业4.0时代,工业企业在推动绿色低碳发展、落实“双碳”各项工作、助力经济高质量

要求,必须推动工业流程再造,需要一系列颠覆性技术。

“绿氢在难脱碳行业中的应用被寄予厚望,绿氢和氧气可以促进煤化工二氧化碳零排放甚至负排放,钢铁行业引入减碳新工艺,如氢冶金用氢气替代碳还原铁矿石,它的二氧化碳排放量是高炉冶金的20%。”刘中民表示,要以“双碳”新理念重新审视传统过程,积极应对挑战,重构能源与工业体系。

中国科学院院士周守为认为,节能提效是实现碳中和最重要的举措,单位GDP的能源消耗量是能源强度,单位GDP的二氧化碳排放量是碳强度,我国单位GDP能耗虽然比2005年降低了65%,但仍然是世界平均水平的1.4倍,是发达国家的2.1倍。

“从中美能源结构及碳排放对比中得到启示,我国22亿千瓦发电总装机容量是美国的两倍,仅仅支持了相当于美国70%的GDP,美国近10年单位GDP能耗年均下降3.6%,因此节能降耗大有可为。另外,美国近10年页岩气产量年平均增长23.4%,天然气代替煤炭发电比例由22%增长至40%,我们要提高天然气在能源结构中的比例,减少煤炭使用量。”周守为说。

如何抓住万亿级新能源风口

——院士专家纵论氢能产业发展

■本报记者 李惠钰

氢气燃烧产生的唯一废物就是水,它甚至连造成污染的隐患都不存在,凭此优势,氢能成为业界最为期待的一匹黑马。

据国际氢能委员会预计,到2030年,全球氢能领域投资总额将达到5000亿美元。从世界范围看,亚洲和欧洲已经成为氢能产业发展最快的地区。

然而,经过数年发展,我国氢能产业虽然在技术创新及政策环境等方面都有所突破,但是始终未能得以大规模应用。

万亿级新能源风口下,我国氢能产业该如何突围?近日,在上海召开的“碳达峰、碳中和背景下的氢能产业发展高端论坛”上,多位院士为我国氢能产业发展建言献策。

中国科学院院士曹湘洪:尽快改变缺少核心技术布局

“缺少核心技术、关键材料和装备,制约了我国氢能产业健康发展。”在曹湘洪看来,目前,我国氢能产业面临储运分销成本较高、缺少核心技术和装备、法规与标准制度有待完善等诸多问题。为推动我国氢能产业健康发展,坚持问题导向,加强科技创新,迫在眉睫。

曹湘洪表示,以氢燃料电池汽车为主,结合绿氢制甲醇、绿氢冶金、绿氢供热等多种应用场景,积极发展氢能,是我国实现“双碳”目标的重要战略措施,也是逐步改变我国能源结构的社会系统工程。

“氢能是未来间歇性、随机性可再生能源系统中必不可少的能源载体。利用弃风弃光的电力制氢并储存氢气,或者将氢气转化为能源类产品,更容易实现大规模、长期储存,非常有利于提高

可再生能源利用率。”曹湘洪说。

不过,从绿电制氢、氢气储存、运输到加氢站等各类用氢设施建设到各种燃料电池技术,我国与国际先进水平相比仍存在较大差距。在曹湘洪看来,我国应尽快改变缺少核心技术、关键材料的局面。

他建议,布局氢能产业链技术研究,在制氢技术方面应重点关注利用绿电的电解水制氢技术,包括新一代规模化低电耗质子交换膜电解水制氢技术、碱性固体阴离子交换膜电解水制氢技术、固体氧化物电解水制氢技术和前沿性太阳能制氢技术等。在氢气储运运输方面应重点关注有机液体储氢、镁氢合金及钛基合金储氢技术、70 MPa塑料内胆碳纤维复合材料压缩气瓶的材料与制造技术。

此外,曹湘洪还提出未来氢能产业发展的六大趋势:一是替代柴油车的燃料电池汽车为主用户;二是液氢、氢气管道运输将得到发展;三是燃料电池工业发电将得到重视;四是氢能将成为主要储能方法;五是近期以灰氢为主,中远期向蓝氢、绿氢方向发展;六是难以减排领域氢能逐渐开发应用。

中国科学院院士涂善东:保障氢能本质安全的基础是材料

氢能发展过程中的安全问题十分重要,涂善东认为,氢的危险性主要有易泄漏性、极宽的燃烧范围、易燃易爆性,如何保障氢能的本质安全利用问题,需要关注本质安全的储运工艺和装备技术。

据涂善东介绍,目前储氢的方式有很多,液化储氢和压缩储氢是不断要努力攻克的方向。因为氢的危险性大,大

家寄希望于各种储氢技术,如甲醇、氨和有机液体储氢载体以及利用其他材料储氢。

对于两种储氢载体——氨和甲醇,涂善东介绍,氨的优势是容易存储、运输和使用,但制造工艺能耗高,温和温度和压力下氨分解的转化率低于60%,相关催化剂还在进一步研究。此外,氨气泄漏有毒性,对于燃料电池来说存在氨中毒的问题。另外一个理想的储氢载体是甲醇,它的优势在于常温下稳定安全,是氢含量最高的液体燃料,被业内看好。

“要保障氢能的本质安全,材料是物质的基础。”涂善东强调说,过去的研究表明,高强材料的轻质损伤是一个关键问题,所以迫切需要抗氢损伤的高强材料。其研究方向的第一个方法是用涂层覆盖,第二个方法是阻止氢在材料内部的扩散,第三个方法是在微结构调控中引入抗氢的成本。此外,在本质安全设计方面,基于失效模式,还要考虑过量变形、断裂失效和交互作用的破坏等问题。

涂善东强调,安全的科学技术是推动氢能安全应用的关键,其次才是法规体系的完善。他也在致力于倡导一种新的制造模式,打造以可靠性为中心的 innovation 网络,希望在氢能制造装备中,通过一代材料、一代可靠性技术和一代先进装备,为我国氢能产业做贡献。

加拿大工程院院士张久俊:电解水制氢是重大研究课题

目前,电解水制氢成为新的热点。张久俊表示,太阳能、风能、水电能、生物能、地热能等人类未来可持续发展的探索将是重要方向之一,而以氢气、液

氢为主要能源载体的氢能经济是可持续发展的必然,电化学储能储存和转换技术在氢能的利用中也将发挥核心作用。

张久俊表示,电解水制氢的主要优势表现在原料水及太阳能风能发电取之不尽,用之不竭;可利用用电低谷期剩余电力制氢,以便能源存储;可得到高纯度的产物氢(>99.999%);反应速度可以通过槽电压进行控制。其主要挑战表现为催化剂的活性和稳定性低、能量效率低(<50%)、制氢成本高、对水的纯度要求高、电能消耗高等。

张久俊指出,氢制备的总体发展战略可以分为现在、中期、长期3个阶段。现在主要是天然气的裂解产生氢气,中期可能有一些电解水、碳的气化或者是天然气电解水,长期是由太阳能和水来制氢。

“2017年全球氢气生产量超过6000万吨,大部分采用天然气和煤。电解水制氢只占4%,成本比较高。”张久俊进一步指出,到2060年,中国的氢产量预计可达1亿吨,其中电解水制氢达80%以上。

在张久俊看来,电解水制氢具有以水、太阳能、风电为原料,反应速率可以通过电压来控制的优势。同样,电解水制氢也面临着产生的氢气成本高、需要高压储存、耗电高等挑战。他指出,目前该制氢方法可能要提高催化剂的活性和稳定性,这是降低电解水制氢电压、提高效率的最重要途径。

“未来发展电解水制氢最重要的方法是直接分解水产生氢气,就是在一个溶液里加上催化剂,经太阳照射以后产生氢气和氧气。”张久俊说,这种方法是人类未来的追求,目前的效率只有10%左右,是一个重大的研发课题。

能源化工须阶段性解决脱碳难题

碳基能源科技与“双碳”战略研讨会在山西召开

碳基能源科技与“双碳”战略研讨会在山西召开