



中国产业发展促进会氢能分会



中国石油化工股份有限公司 协办

宁东基地: 向氢能“领跑者”蜕变

眼下,宁夏的特产,除了枸杞,还要加上“氢”。

年产400万吨煤制油、320万吨煤基烯烃、600万吨煤化工下游产品,这一串数字是宁夏宁东能源化工基地不俗的一张成绩单。在瞄准氢能这一全新的产业方向之后,光伏发电、绿电制氢、绿氢耦合制油、氢能重卡多个氢能项目,未来还会在西部的宁夏,开花结果。

千亿化工园区用上氢能,“绿氢”“绿氧”污染减少

从银川出发一路向东,跨过静静流淌的黄河,宁东能源化工基地矗立在毛乌素沙地的边缘。这里是我国重要的大型煤炭生产基地、煤化工产业基地和“西电东送”火电基地。

半年前,这个传统能源化工基地出现了一个新家伙,就是氢能重卡。没有噪音和污染,开卡车20多年的王成武一下子就轻松了。2021年5月,宁夏首家,也是西北地区正式投运的第一个加氢站建成,每天可以为50辆氢能重卡加注氢气。王成武的氢能重卡每两天就要到这里来加一次氢。

氢能重卡和加氢站只是这个传统的能源化工基地变化的一个小小缩影。在过去很多年,由于坐拥丰富的煤炭资源,宁东基地是我国最大的煤制油、煤基烯烃生产基地。随着碳达峰碳中和目标的提出,高能耗、高排放已成为悬在宁东基地头顶的一把剑。

宁东基地“依煤而建、因煤而兴”,是西北唯一产值过千亿元的化工园区,更是区域工业经济的稳定器和动力源。但宁东能源化工基地每年消耗煤炭9000多万吨,除了火力发电之外,有5000万吨用于煤化工,占比超过了50%。

作为煤化工的基础原料,煤制氢的消耗量每年高达240万吨。光是生产这些煤制氢,就需要消耗2880万吨标煤,并产生5600万吨的二氧化碳排放。

站在转型的十字路口,宁东基地急需找到一把破解能源资源环境瓶颈的“钥匙”。最终,他们将目光瞄准了氢能。氢气,



宝丰能源首创“绿氢”“绿氧”直供化工系统,用“绿氢”替代原料煤、“绿氧”替代燃料煤生产高端化工产品,打通了用新能源替代化石能源实现碳中和的科学路径。图为宝丰能源“国家级太阳能电解水制氢综合示范项目”。

是现代煤化工的重要基础原料。

在宁东基地,大部分的氢气主要是通过碳与水反应得来的煤制氢,俗称灰氢。尽管成本低,但这样的方式,不可避免增加能耗、水耗和排放大量二氧化碳。

宝丰能源是宁东基地一家大型的煤化工企业,从2019年开始,宝丰能源集团氢能公司总工程师刘飞就和各个部门抽调的工程师们一起,组成了技术攻关小组,研发以太阳能发电“绿电”,电解水制“绿氢”“绿氧”,直供煤化工生产系统的总体技术方案。

过去,传统的碱水电解槽主要用于电厂以及多晶硅生产等,制氢规模大多为每小时200~300标准立方米,最大的也不超过500标方。但是刘飞的团队面临的情况是,第一期就要建造可以每小时生产10,000标方氢气的厂房。

工程师们打造了全新的集散控制系统,针对各种仪表还专门设置了安全保护系统。经过紧锣密鼓的安装、调试,2021年4月,这套每小时可产氢气10,000标方的电解水制氢厂房在宁东正式投产。随后,这些由太阳能发电,电解水制出的绿氢

和绿氧,成功耦合进了宝丰能源的煤化工生产系统,实现了稳定运行和规模化生产。

这个目前世界最大规模的电解水制氢项目,每年可产2.4亿标方的绿氢。1.2亿标方的绿氢直供煤化工,替代原来的煤制氢。

制、储、加、用,氢能的产业链完美闭环

目前,采用光伏发电来进行的电解水制绿氢,行业内大部分项目的成本为每标方1.7元~2元之间,而煤制氢因为产业链更加成熟,成本仅为每标方0.6元~0.7元。生产利用绿氢无疑可以释放巨大的环保效益,但企业运行还需要算一笔经济账。在刘飞的电解水制氢车间,绿氢的成本可以控制到每标方0.7元,几乎与煤制氢的成本相当。这是怎么做到的?

除了技术和流程优化,规模效益,是降低成本的法宝。刘飞说,早在2016年,宝丰能源就已经布局了太阳能光伏发电项目。

单晶硅组件每一块将近2平方米,每天能发电约1.8度。目前,这家企业总的光伏发电的

建设规模已经达到了100万千瓦。

不仅是宝丰能源的绿氢项目,在宁东基地,还有新的氢能项目正在加速上马。2020年年底京能宁东发电公司申报的氢能制氢一体化示范项目得到了批复。

在这个示范项目上,京能宁东发电公司总经理刘伟一直主导采用质子交换膜(PEM)电解水制氢的技术路线。这个技术最早主要是用来为潜艇和宇航员提供新鲜充足的氧气。

现在,国外主要的气体龙头企业大部分采用的也是这个技术,但是在国内,目前还没有成熟的项目。刘伟认为,质子交换膜(PEM)电解水制氢环保、占用场地小,是未来具有潜力的技术路线。

宝丰能源这样的煤化工企业,制造绿氢是为了改造煤化工生产流程不同。刘伟所在的发电企业,之所以要上马制氢项目,还要从电厂调峰的角度考虑。

制、储、加、用,在宁东基地氢能产业的发展规划上,从上游的绿色发电到中游的绿电制氢,再到下游的煤化工产业耦合应用,是一个完整的氢能的产业链闭环。

宁东能源化工基地氢能产业发展中心的负责人赵瑞表示,宁东基地日照时间超过3000小时,太阳能有效发电时间可达1700小时,利用太阳能光伏发电制备绿氢具有得天独厚的优势。

事实上,早在2019年,宁东就已经率先开始了氢能源的布局。根据宁东基地最新的发展规划,到2025年,绿氢的年产能将达到30万吨以上,每年可以降低煤炭消费360万吨,减排二氧化碳700万吨。

有了明确的发展规划,在宁东基地,申请绿氢生产项目正在成为一股新的热潮。眼下,他们其中一家企业正打算将生产过程中的副产品氢通过氢气液化项目进行对外销售,另一个企业正在想尽办法降低光伏电解水制氢项目的运行成本。

目前,宁东基地用绿氢部分替代煤制氢,理论可替代量达每年120万吨左右。围绕着绿氢,宁东基地正在煤化工耦合、绿氢制氨、精细化工用氢、氢能交通等多个领域重点发力。一项技术创新、一个应用场景,都在见证记录着宁东基地从煤化工“领跑者”向氢能“领跑者”的蜕变。

资讯

国内首条全自主可控质子交换膜生产线投产

本报讯 “质子交换膜类似手机和电脑上的CPU,是核心部件。”氢能技术专家指出,此前国内所需99%以上依赖进口,“1平方米质子交换膜重20多克,价格堪比同等重量的黄金”。

如今,国家电投氢能公司突破了这一窘境。日前,国内首条全自主可控的氢燃料电池质子交换膜生产线在武汉投产,预计年产能30万平方米。

据了解,国家电投氢能公司早在2020年7月就在武汉经开区注册成立武汉绿动氢能能源技术有限公司,启动建设“国家电投华中氢能产业基地和研发中心”。该项目投资70亿元,重点开展燃料电池核心部件产品研发及生产,包括质子交换膜、膜电极、碳纸、电堆及燃料电池系统,同时进行电解水制氢关键设备的研发和生产。经过17个月的努力,终于实现氢燃料电池质子交换膜生产线投产。

此次投产的30万平方米质子交换膜生产线,可生产厚度从8微米~20微米的质子交换膜,产品在质子电导率、气体渗透率、机械强度等方面均相当或优于国内外同类产品,但价格只有国外同类产品的一半。

“作为国内首条全自主可控质子交换膜生产线,其

打破了国内质子交换膜市场被国外厂家长期垄断的局面。”据国家电投氢能公司总经理张银广介绍,武汉生产线目前已实现在大功率燃料电池电堆应用,接获多家公司采购订单,可满足燃料电池汽车、加湿器等多个场景应用需求,达产后可同时满足两万辆氢燃料电池车的需求。

“在地方政府和高校的大力支持下,公司在华中氢能产业基地搭建了国内一流的实验室和测评技术中心,组建了一支高水平的专业技术团队,在不到一年半的时间里,实现了质子交换膜生产线正式投产,消除了关键零部件的‘卡脖子’技术风险。”国家电投氢能公司党委书记、董事长李连荣表示,“下一步,公司将持续加大对华中氢能产业基地的投入,加大与产业链上下游伙伴的合作,为武汉市氢能产业和绿色低碳高质量发展赋能。”

国家电投氢能公司成立于2017年,是由国家电力投资集团有限公司控股的专业从事氢能产业技术创新与高精尖产品研发的科技型企业,是国家“科改示范行动”唯一氢能企业,也是国内唯一拥有催化剂、碳纸、质子膜、膜电极、双极板等自主核心技术的企业,具备自主研发创新、生产制造、市场开发的全链条产业能力。

中国石油首个绿氢实验示范项目启动

本报讯 日前,中国石油玉门东200兆瓦光伏发电项目投运暨160兆瓦光伏制氢示范项目启动仪式在甘肃省玉门东镇举行。该项目是中国石油首个投资最大、规模最大的集中式光伏发电以及成规模制氢示范项目。

据悉,玉门油田160兆瓦光伏制氢示范项目是中国石油第一个绿氢实验示范项目,也是玉门油田贯彻落实甘肃省“强龙头、补链条、聚集群”发展思路,打造甘肃省氢能产业链链主企业的重点示范工程。

玉门东200兆瓦光伏并网发电示范项目是中国石油首个集中式光伏并网发电示范项目,也是迄今为止中国石油首个单体装机最大的光伏并网发电项目。从启动项目可研到建成并网发电仅用了4个月时间。项目建设200兆瓦光伏电站一座,110

千伏升压站一座,配套110千伏外送线路及电站附属设施。项目全容量并网投产后,年发电量约4亿度,减排二氧化碳28万吨。

甘肃省副省长李沛兴表示,甘肃目前正在实施强工业行动,打造新能源以及配套产业是实施强工业行动的重要内容。希望企业做好项目建设运营,为甘肃省创造更多可复制可推广的经验。甘肃将一如既往地做好服务,全力支持中国石油在甘肃新能源项目的大力发展。

中国石油天然气集团有限公司党组成员、副总经理焦方正表示,中国石油将进一步发挥产业链优势,加快推动中国石油驻甘企业发展,持续提高发展质量效益,为促进甘肃省经济社会持续健康发展多作贡献。

国内首座兆瓦级氢能电站并网发电

本报讯 近日,六安兆瓦级氢能综合利用示范站首台燃料电池发电机组成功并网发电。这标志着国内首座兆瓦级电解水制氢、储氢及氢燃料电池发电系统,首次实现全链条贯通,整套技术验证工作取得圆满成功。

六安兆瓦级氢能综合利用示范站位于安徽省六安市金安经济开发区,占地面积10.7亩,由国网安徽省电力有限公司投资,国网六安供电公司承建。该项目是国网公司《兆瓦级制氢综合利用关键技术研究与示范》科技项目的配套示范工程,项目研制的兆瓦级PEM水电解制氢系统及燃料电池系统设备均为具有自主知识产权的国内首台首套设备。

2019年以来,国网安徽电力联合中国科学院大连化学物理研究所、全球能源互联网研究院等单位成立科技攻关团队,历时两年多,在项目关键技术领域取得多项突破性进展。该项目也是国内在氢能应用领域已建成发电装机容量最大的示范工程,将进一步奠定国网安徽电力在电制氢及氢能发电领域的技术领先优势。

国网安徽电力将依托此平台,着力培养一支集技术研发、规划设计、施工运维、产业链应用于一体的专业团队,建设以氢能电站为核心的光储充多能协同双碳先行示范区,为构建以新能源为主体的新型电力系统、服务双碳目标作出新的更大贡献。

(本版稿件由中国产业发展促进会氢能分会提供)

广州: 加快推进加氢站建设

到2025年,加氢站数量超过50个,车用氢气终端销售价格低于35元/公斤

近日,广东省广州市发展改革委印发《广州市智能与新能源汽车创新发展“十四五”规划》(以下简称《规划》)。《规划》对2020年广州的新能源汽车行业的发展进行了回顾,在氢燃料电池车领域,截至2020年底,新能源汽车保有量近27万辆,占全市汽车保有量的比重提升至9%,显著高于全国平均水平(1.75%)。其中,燃料电池汽车已投运58辆,示范效果良好。

在未来发展的目标上,《规划》明确,加快推进加氢站建设,支持具备条件的区域和市场主体开展加氢站示范建设,鼓励利用现有的加油站、加气站改建或扩建加氢设施,积极探索混合建站发展模式,开展油、气、氢、电综合供给服务。到2025年,推出具有自主知识产权的燃料电池乘用车;氢能燃料电池汽车保有

量将超过2500辆,加氢站超过50个,车用氢气终端销售价格低于35元/公斤。

在燃料电池核心技术方面,《规划》提出,重点攻克燃料电池电堆、膜电极、双极板、质子交换膜、催化剂、碳纸、空气压缩机、氢气循环系统、低成本氢气等基础材料和关键零部件核心技术,自主掌握高功率密度电堆、低铂载量质子交换膜、高性能碳纸等研发制造技术。加强车用氢气制、储、运、加技术攻关,降低氢气燃料使用成本。

在加氢站建设方面,《规划》提出,加快形成氢能产供储网,依托广州石化等企业提升氢气生产能力,建设燃料电池供氢中心。依托华南理工大学广东省先进储能材料重点实验室、广东省燃料电池技术重点实验室、中国科学院广州能源研究所等

高端创新平台,开发高效可靠的制储运加氢技术和设备,着力提高燃料制储运经济性和安全性。支持具备条件的区域和市场主体开展加氢站示范建设,鼓励利用现有的加油站、加气站改建或扩建加氢设施,积极探索混合建站发展模式,开展油、气、氢、电综合供给服务。到2025年,加氢站数量超过50个,车用氢气终端销售价格低于35元/公斤。

在燃料电池汽车示范应用方面,《规划》提出,以参与创建国家五部门燃料电池汽车示范应用城市群为契机,聚焦市政、环卫、物流等重点场景,加快燃料电池重型卡车、专用车、公交车示范运营。大力培育以黄埔区为核心的广州燃料电池汽车产业,推进广州开发区氢能物流车运营示范等项目建设。鼓励整车企业开发燃料电池汽

车,引进具备国际先进水平的燃料电池相关企业,推动整车企业与燃料电池企业开展整车集成合作。率先发展自主可控的高可靠性燃料电池专用车和商用车,探索燃料电池乘用车产业化,加速推动燃料电池汽车商用化进程。

《规划》明确,加快推进燃料电池汽车应用示范工程。一是重点推动燃料电池物流车规模化应用。以重载运营货车、中远程物流车、工程车、港口作业车为重点,加快燃料电池商用车和专用车推广应用。鼓励燃料电池汽车生产企业与广东省内重点物流企业、通过搭建燃料电池汽车运营平台等方式批量化集中采购,大幅降低燃料电池汽车购置成本,推动燃料电池商用车规模化使用。抢抓广东省建设广州—深圳、广州—珠海氢能运输走

廊机遇,打造氢能高速通道。

二是建设燃料电池汽车商业运营示范区。在专用车、乘用车领域探索开展燃料电池汽车应用示范。重点支持黄埔等区率先开展区域公交线路上燃料电池公交车示范应用,推动公务用车采购或租赁燃料电池汽车,支持燃料电池专用车在环卫、物流等领域规模化应用。

三是推动氢能产业集群建设。积极落实国务院关于氢能产业集群建设示范区的总体部署,进一步深化广州与周边地区燃料电池汽车产业的联动合作。根据《规划》,黄埔片区大力发展燃料电池汽车产业,加快现代汽车燃料电池电堆/系统等标志性项目建成投产,推动黄埔氢能创新创业中心、雄汇氢能湾区氢能孵化中心、中德氢能研究院等载体建设,打造“湾区氢谷”。