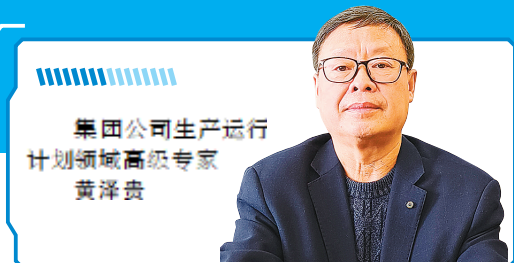


周“油”列国
油事精彩

新闻会客厅

质子交换膜制氢市场潜力巨大，
将引领未来制氢方向

问:中国石化兆瓦级可再生电力电解水制氢示范项目现状如何?

答:中国石化PEM(质子交换膜)电解水制氢项目正由小规模示范向规模化、产业化发展。2022年12月14日,由中国石化石科院和燕山石化共同开发、建设的国产化兆瓦级PEM电解水制氢装置在燕山石化成功开车,最大产氢量可达250标准立方米/小时,生产出的氢气纯度为99.999%。不久,国内最大PEM制氢装置——中国石化兆瓦级可再生电力电解水制氢示范项目在中原油田成功投产,制氢规模为500标准立方米/小时,氢气纯度为99.9995%,装置各项指标均优于设计值。

虽然成绩喜人,但值得关注的是,目前装置中的PEM电解槽是碱性电解槽价格的3~5倍,制氢成本高,且国内尚未完全掌握核心技术,无法满足氢能低成本、规模化发展要求。建议国家尽快出台相关支持政策,针对PEM制氢装备关键技术、PEM大规模应用和科技成果产业化应用设立科技专项,加大专项资金投入,突破大功率PEM电解槽核心技术,降低PEM制氢成本。

问:PEM制氢的前景如何?对中国石化有何意义?

答:PEM制氢前景远大,是一种高效、清洁、灵活的制氢技术。相较于目前占市场份额较大的碱性电解水制氢技术,具有高效率、高纯度、高压、快速启停、灵活调节、无污染等优点,以及能够匹配可再生能源发电波动性的特点。PEM制氢技术可将风电等可再生能源发电转化为氢气,实现能源的储存和转化,提高可再生能源的消纳和利用率。未来,PEM制氢技术向大规模、低成本、标准化等方向发展,已成既定方向。

PEM制氢对中国石化的意义有以下几个方面:一是促进绿色低碳转型。PEM制氢可以利用可再生能源电解水产生高纯度的氢气,作为一种清洁能源,可以替代部分传统化石能源,降低温室气体排放。二是提升技术创新能力。中国石化首套PEM制氢示范站采用了自主研发的高性能催化剂和双极板等核心部件,打通了从材料到设备的国产化流程,为兆瓦级PEM制氢设施的建设奠定了基础。三是拓展新型业务领域。PEM制氢可以为加氢站、风电等领域提供现场制氢服务,也可以为工业化学品、储能等领域提供高附加值的产品和解决方案。

问:PEM制氢的未来将会如何发展?

答:利用可再生能源电解水制得的氢气被称为绿氢,以绿氢代替现有化石能源是实现碳达峰碳中和目标的有力手段之一,也是将不稳定的风光能源转化为稳定能源的关键环节,对确保国家能源安全、推进绿色低碳发展、实现产业升级具有战略意义。

PEM电解槽具有结构紧凑、体积小、效率高、氢气纯度高、能耗低、响应速度快等特点,适用于可再生能源(风能、太阳能)输电的不均匀性、间歇性、波动性。我国可再生能源装机量和年增加量均为全球第一,在绿氢供给上具有巨大潜力,PEM电解水制氢适用于具有波动性的可再生能源,将成为未来绿氢制取的主要方式。随着氢能产业的发展,对绿氢的需求也将逐步增加,这也为PEM电解水制氢带来巨大的发展空间。PEM制氢市场潜力巨大,将引领未来制氢方向。

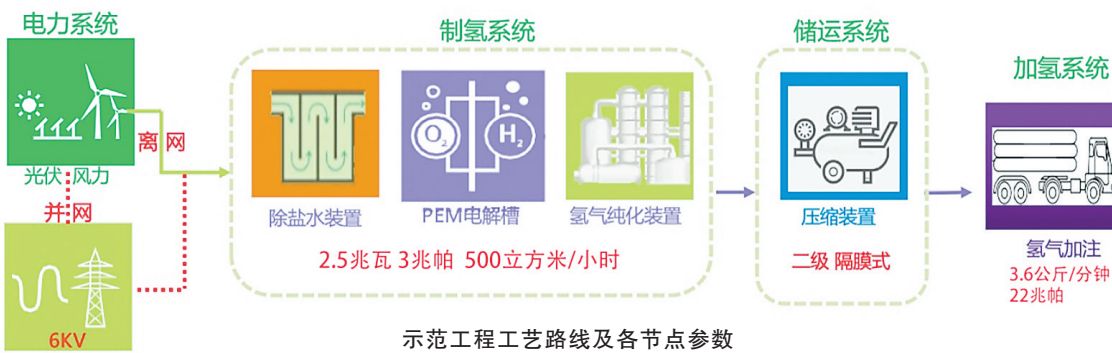
随着绿氢市场需求增大,PEM将呈现规模化发展趋势,全面实现PEM制氢核心技术突破和设备完全国产化,降低PEM制氢设备投入和氢气成本。绿氢应用场景将不再局限于交通领域,在工业领域实现化工、冶金等产业的广泛应用;在民用领域实现电热氢联产应用的快速发展,最终实现“绿氢进万家”。

中国石化质子交换膜电解水制氢
示范项目平稳运行

中原油田倾力打造“绿氢”供应示范工厂项目,建成拥有我国最大的质子交换膜(PEM)电解水制氢装置,运行效率高,树立了PEM电解水制氢技术的典范。它利用纯水作为电解液,在电解过程中不添加任何化学药品,具有较高的电流密度和安全性。

利用空地建设的3.66兆瓦光伏电站。

氢能在释放能量的过程中不产生碳排放,在能源转型中扮演着越来越重要的角色。近年来,中国石化大力推动能源绿色低碳转型,将氢能作为新能源核心业务推进,着力打造中国第一氢能公司。位于中原油田的中国石化兆瓦级可再生电力电解水制氢示范项目就是中国石化推动绿色低碳转型的重要探索实践。该项目由中原油田牵头,多所研究机构及多家企业共同参与,从科研示范立项、设计到建设、投产,历时1年半。目前,该示范项目已平稳运行两个月。



□本报记者 杨敏 通讯员 杨岭敏 文/图

位于中原油田的中国石化兆瓦级可再生电力电解水制氢示范项目是中国石化科研示范项目,由中原油田牵头,通过研究并设计可再生电力(风电、光电)电解水制氢模块化工艺方案,建成中国石化首个风光电兆瓦级质子交换膜制氢、储运及加注多系统集中装置。目前,该示范项目已平稳运行两个月。

中国石化兆瓦级可再生电力电解水制氢示范项目“落户”中原油田

2022年12月14日,中国石化首套自主研发的兆瓦级PEM(质子交换膜)电解水制氢装置在燕山石化成功开车,产出合格高纯度氢气。这标志着中国石化质子交换膜电解水制氢成套技术实现工业应用。

仅仅相隔11天,中国石化兆瓦级可再生电力电解水制氢示范项目在中原油田成功投产。项目投产后,将日产高纯度绿氢1.12吨,可加注60辆氢能公交车,预计年消耗可再生电力电量2520万千瓦时,相当于减排二氧化碳1.4万吨。

中原油田所在的河南濮阳市地处“2+26”城市范围内,环保形势严峻,亟待改善能源结构。加之,中原油田处于平原地区,太阳能、风能等可再生能源极为丰富,具备利用可再生能源发电,进而开发氢能的优势和潜力。

2020年秋,河南省与中国石化签订协议,以创建国家燃料电池汽车示范应用城市群为契机,推进加氢站布局与市场运营。得天独厚的优势,为中原油田争取中国石化兆瓦级可再生电力电解水制氢示范项目提供了条件。

中原油田确立“化石能源+绿色能源”双轮驱动发展新格局,在国家电网之外,优化升级原有电网,利用废弃厂房、井场,建设风力、光伏等发电新场景,为绿氢项目提供了充足的低成本清洁能源支撑。中原油田氢能研究项目经理王海宁说:“有了低用电成本的加持,中原油田生产的绿氢在价格上就更有优势。”

整套制氢设备最关键的PEM装置处于国际领先地位,生产的氢气纯度可达99.9995%

该项目坐落于中原油田油气加工技术服务中心西北角,占地近4.5万平方米。“仅项目中的可再生电力(光伏发电)设备占地就相当于5个足球场。”中原油田炼油工艺及技术专业专家周广文说。

厂区内设备林立、形状不一,有超滤装置、反渗透装置、PEM装置等。“制氢过程就是自来水进入除盐水单元,经过超滤、反渗透装置制得除盐水,除盐水作为原料进入PEM电解水制氢装置,经过去离子等系统后得到纯水,再进入PEM电

解槽中,通过电解产出氢气和氧气。氢气进入纯化系统,得到压力为3兆帕的高纯氢,再经过压缩机升压至22兆帕送至加氢母站单元,通过加氢柱充装进氢气管束车。”王海宁介绍。

就像发动机是汽车的核心部件一样,PEM电解水制氢装置是该项目的核心设备。项目拥有我国最大的PEM电解水制氢装置。它利用纯水作为电解液,在电解过程中不添加任何化学药品,具有较高的电流密度和安全性。作为国内单套最大的PEM电解水制氢装置,其制氢效率更高。

然而PEM工艺的落地,却是一波三折。王海宁回忆,电解水制氢技术主要有碱性水制氢、PEM制氢。碱性水制氢技术成熟度高,但灵活性较差,必须有稳定电力供应系统;PEM制氢技术灵活性好,与可再生电力匹配度高,但国内尚无经验可循。在了解到PEM制氢技术生产负荷范围宽,对光、风等波动性较大的电力资源十分“友好”,能耗低,且生产过程非常“绿色”,更契合集团公司科技发展方向后,中原油田果断决定采用该技术。

PEM装置处于国际领先地位,采用集装箱式供货,各配套系统高度集成在两个标准集装箱内,有着较高的离子交换容量和良好的气体阻隔性,用作电解槽的隔膜材料可有效隔离氢气和氧气,使产生的氢气纯度更高,可达99.9995%,且没有腐蚀。

“示范”意味着中国石化PEM电解水制氢技术已完成国内产业化规模化应用

“中国石化兆瓦级可再生电力电解水制氢示范项目中的‘兆瓦级’表示规模,制氢装置功率为2.5兆瓦,通俗地讲,就是1小时需要消耗电2500千瓦时,生产500立方米氢气。”中原油田氢能研究项目部副经理崔文鹏解释,“可再生电力即为光伏发电。中原油田秉承‘绿电制绿氢’思路,利用闲置场地及供电系统,打造‘智能光伏+电站’,为兆瓦级可再生电力电解水制氢示范项目提供了电能。”

光伏发电工程分为3个发电方阵,采用组串式逆变、集中升压并网方案,3个方阵的光伏板发电的先自行升压,然后再汇集到一条输电线路,送至变电站,形成6千伏交流电,最终输送给制氢装置。

PEM电解槽的主要部件包括双极板、阴阳极端板、阴阳极气体扩散层、阴阳极催化层和质子交换膜等。水进入电解槽后,在直流电的作用下,通过电化学反应将水分子解离为氢气与氧气,分别在阴阳两极析出。

王海宁进一步解释:“工作原理即为水通过阳极室循环,并在阳极发生电化学反应分解产生氧气、氢离子和电子,电子通过电路由阳极转移至阴极,氢离子通过水合氢离子形式穿过质子膜到达阴极室,在阴

极室与电子发生电化学反应重组产生氢气。”

太阳能、风能等可再生能源具有间歇性、随机性等特点,发电时会给电网稳定性带来巨大压力,而PEM电解水制氢工艺能快速响应这种不稳定电源的波动并做出相应的功率调整,保证装置制氢的稳定,从而更加适合可再生电力的消纳,获得更好收益。

“‘示范’二字,实属不易。”周广文说,“国内PEM电解水制氢技术起步较晚,且规模不大。我们这套装置的规模是目前国内最大且已成功投入商业化运行的装置,树立了PEM电解水制氢技术的典范,项目建设、运行过程在行业内起到了示范作用,慕名前来参观学习的企业络绎不绝。”

“示范”意味着中国石化PEM电解水制氢技术已完成国内产业化规模化应用,首次完成了供电—制氢—压缩—充装多系统集成,中国石化新能源产业发展进入新阶段,填补了国内PEM技术空白。

探索并建立相关标准体系,建成中国石化在豫北地区的氢能供应“工厂”

厂区内,机器轰鸣,氢能生产有条不紊地进行着。

为了实现“绿电”制“绿氢”,该项目全过程不排放二氧化碳,配套建设了3.66兆瓦的光伏电站,以及9兆瓦风电工程。两个制氢配套工程年发电量约2500万千瓦时。

每日可生产1.12吨纯度为99.9995%的“绿氢”,采用的电解水制氢技术,是现阶段与风电、光电耦合度最好的技术路线之一。

“氢能是趋势,也是未来。”看着一辆辆满载氢气的管束运输车驶出厂区,中原油田油气加工技术服务中心党委书记魏忠昕有感而发,“虽然氢能产业发展周期长、收益慢,但作为集团公司新能源业务的主要发展方向,逐步培育并壮大氢能产供销一体化,是责任,也是使命。”

项目实施后,将形成中国石化独有的风光电多能源制氢高效耦合稳控技术、绿氢制备关键技术,以及绿氢示范工程建设方案及运维技术等,为中国石化利用可再生能源开展绿氢生产提供可复制的技术和工程示范,为科研试验提供平台,形成中国石化自有的关键核心技术,推动中国石化乃至中国的绿氢制备产业发展。

魏忠昕表示:“下一步,中原油田将以该项目为起点,围绕氢气制取技术、氢气储运技术、氢能利用技术、氢能安全及氢能标准体系建设等领域开展研究,特别是在推进绿氢商业化生产及应用过程中,探索并建立相关标准体系。”

预计5年内,中原油田将建成年产能4500吨的中国石化豫北地区“绿氢”供应工厂,促进氢能产业化、规模化、效益化发展。

知识链接

什么是“绿电”?

“绿电”,即绿色电力,是指通过零二氧化碳排放(或趋近于零二氧化碳排放)的生产过程得到的电力。“绿电”主要来源于清洁能源,包括太阳能、风能、生物质能等。目前,我国的“绿电”主要以太阳能光伏发电和风力发电为主。

按照制氢方式划分,氢气通常可分为哪几类?

可分为灰氢、蓝氢和绿氢三类。灰氢是指利用化石燃料石油、天然气和煤制取氢气,制氢成本较低,但碳排放量大。蓝氢是指使用化石燃料制氢的同时,配合碳捕集和碳封存技术,碳排放强度相对较低,但捕集成本较高。

绿氢是利用风能、水能、太阳能、核能等可再生能源电解制氢,是最清洁的能源,是实现工业低碳化和能源清洁化的重要手段。

碱性电解水制氢工艺与质子膜电解水制氢工艺有哪些区别?

碱性电解水制氢Alkaline water electrolysis(AWE)是目前最主要的制取绿氢的方法,采用“零间隙”设计,体积小、启停速度快、操作灵活,是一种理想的加氢站站内制氢技术,具有制氢效率高、负荷范围宽、无污染等特点,能适应可再生能源发电的波动性,满足离网发电要求。制氢过程完全没有碳排放,但成本较高。

质子膜电解水制氢Proton exchange membrane water electrolysis(PEMWE)工艺的“适应能力”更强,对电的波动没有过多要求,制氢系统可以随时关停,便于就地消纳风力发电、光伏发电等波动性较强的可再生“绿电”。

新闻延伸

中国石化首套自主研发的兆瓦级PEM电解水制氢装置投产

2022年12月14日,中国石化首套自主研发的兆瓦级质子交换膜(PEM)电解水制氢装置在燕山石化成功开车,产出合格高纯度氢气。该项目生产全过程实现零碳、零污染物排放,标志着中国石化质子交换膜电解水制氢成套技术实现工业应用。

项目由中国石化石科院和燕山石化共同开发、建设,应用了国产化程度最高的单槽兆瓦级PEM电解水制氢成套设备。相较于电解槽组合而成的制氢装置,单电解槽技术难度大,对材料和制造工艺要求更高,但其体积小、功率密度大、成本更低,是电解槽未来发展的主要方向。中国石化采取集成设计、一体成槽的设计理念,整槽围绕电解槽进行整体布局和管路优化设计,设备占地面积不到40平方米。

电解槽是质子交换膜电解水制氢装置的核心设备,中国石化自主开发阴极、阳极催化剂和膜电极,最大产氢量可达250标准立方米/小时,功率调节范围大,氢气纯度达99.999%。

据悉,项目采用的是“绿电”,产出的“绿氢”主要销往北京、河北、山东等地区。作为北京市最大的氢气生产和供应企业,燕山石化已被北京市房山区及大兴区列入北京市氢燃料电池城市示范群制氢重点企业名录,日供氢能力达4.5吨。

技术人员在光伏电站巡检检修。