

电解水制氢-储氢-供氢在电力系统中的发展路线

张春雁¹, 窦真兰¹, 王俊², 朱亮亮², 孙晓彤³, 李根蒂³

(1. 国网上海市电力公司, 上海市 浦东新区 200120;

2. 国网电力科学研究院武汉能效测评有限公司, 湖北省 武汉市 430074;

3. 国网智能电网研究院有限公司, 北京市 昌平区 102209)

Development Route of Hydrogen Production by Water Electrolysis, Hydrogen Storage and Hydrogen Supply in Power System

ZHANG Chunyan¹, DOU Zhenlan¹, WANG Jun², ZHU Liangliang², SUN Xiaotong³, LI Gendi³

(1. State Grid Shanghai Municipal Electric Power Company, Pudong New District, Shanghai 200120, China;

2. State Grid Electric Power Research Institute Wuhan Energy Efficiency Testing Co., Ltd., Wuhan 430074,

Hubei Province, China; 3. State Grid Smart Grid Research Institute Co., Ltd., Changping District, Beijing 102209, China)

摘要: 氢能作为清洁无碳、灵活高效的二次能源和工业原料, 具有广阔的发展前景。虽然单独的电解水制氢、储氢和供氢技术都已发展相对成熟, 但我国电解水制氢-储氢-供氢的耦合发展正处于起步阶段, 探索该耦合技术在电力系统中的发展对氢能与传统电力的协同利用具有重要意义。基于此, 介绍了电解水制氢、储氢和供氢技术的基本原理、分类及其优缺点, 总结了美国、日本和欧盟在电解水制氢-储氢-供氢产业的发展情况, 分析我国从制氢到用氢的基本现状, 讨论我国电解水制氢-储氢-供氢在电力系统中3种可能的应用模式。最后, 基于现状提出推动我国电解水制氢-储氢-供氢在电力系统中发展的建议, 为优化氢能的制-储-供-用全技术链发展提供参考。

关键词: 氢能; 电解水制氢; 储氢; 供氢; 电力系统

ABSTRACT: Hydrogen energy has broad development prospects as a clean, carbon-free, flexible and efficient secondary energy and industrial raw material. Although the technologies of hydrogen production by water electrolysis, hydrogen storage and hydrogen supply have been relatively mature, the technology chain of hydrogen production-storage-supply is still in its infancy. It is of great importance to explore the technology chain in power system for the cooperative utilization of hydrogen energy and traditional electricity. This paper firstly introduced the basic principles, classifications, advantages and disadvantages of the technologies including hydrogen production by water

electrolysis, hydrogen storage and hydrogen supply, and summarized the development of hydrogen production by water electrolysis, hydrogen storage and hydrogen supply technologies in the United States, Japan and the European Union. Then, the current status of above technologies in China was analyzed, and three possible application modes of hydrogen production by water electrolysis, hydrogen storage and hydrogen supply in power system in China were discussed. Finally, based on the current situation, the suggestions for promoting the development of hydrogen production by water electrolysis, hydrogen storage and hydrogen supply in power system in China were put forward, which provide a reference for optimizing the development of the whole technology chain of hydrogen energy production-storage-supply-use.

KEY WORDS: hydrogen energy; hydrogen production by water electrolysis; hydrogen storage; hydrogen supply; power system

0 引言

随着我国经济高速发展, 化石燃料消费逐年增加, 能源和环境问题日益凸显。大力发展清洁能源及可再生能源技术, 既是“碳达峰”“碳中和”任务的迫切需求, 又关乎国家能源安全与发展战略。在众多能源形式中, 氢能被认为是21世纪“终极能源”, 可以有效解决化石能源产生的诸多问题^[1-2]。通过风、光、水等可再生能源产生的氢气即“绿氢”, 被认为是真正零碳排放的氢能,

基金项目: 国网上海市电力公司科技项目(5400-202117402A-0-0-00)。

Supported by Science and Technology Project of State Grid Shanghai Electric Power Company (5400-202117402A-0-0-00).

其核心技术电解水制氢已发展成为低成本、高效率的制氢技术^[3-4]。同时，电解水制氢技术为风、光、水等可再生能源长期以来存在的波动大、分布散、储存难等问题提供了极具前景的解决思路。

完整的电解水制氢-储氢-供氢全产业链通常包含以下主要环节：1) 制氢，基于电网与可再生能源的电解水制氢^[5]；2) 储氢，基于物理、化学作用的多种氢气储存释放技术^[6]；3) 运氢/供氢，基于物流、管路的氢气储运技术以及分布终端^[7]；4) 用氢，以直接燃烧、化工原料、燃料电池底物等为代表的终端氢能利用方式^[8]。目前我国电解水制氢-储氢-供氢的发展正处于起步阶段，研究侧重于单独的电解水制氢、储运氢、供氢和氢应用技术的开发^[9-10]，仅在光伏发电/风电电解水制氢方面建设了少量的规模级应用示范^[11-12]。在水电方面，我国至今还未建成示范运行的水电制氢基地，水电制氢的技术及成本问题还需要进一步解决。可以看出，我国在氢能利用领域有巨大的市场潜力，现阶段已形成初步的产业规模，然而对于氢能工业体系，制氢-储氢-供氢一体化产业链尚不完整，各个环节之间的技术发展相对独立，缺乏完整的系统设计及集成设施。

基于此，本文介绍了电解水制氢-储氢-供氢技术在电力系统中的发展路线，分析了国内外氢能产业的历史沿革及发展趋势，讨论了国内典型的氢能一体化应用模式。最后，基于我国能源结构与电力系统特点，提出了电解水制氢-储氢-供氢一体化技术在我国电力系统中的发展建议。

1 电解水制氢-储氢-供氢技术发展

1.1 电解水制氢技术

电解水制氢基本原理是：在直流电作用下，通过电化学反应将水分解为氢气和氧气。目前电解水技术可分为碱性(alkaline, ALK)电解水、质子交换膜(proton exchange membrane, PEM)电解水、碱性阴离子交换膜(alkaline anion exchange membrane, AEM)电解水和固体氧化物(solid oxide electrolysis cell, SOEC)电解水技术^[13]。

1) 碱性电解水技术

碱性电解水技术以KOH、NaOH等碱性水溶

液作为电解质，通过电化学反应将水分解为氢气和氧气。一般碱性电解水的工作电流密度约为 0.25 A/cm^2 ，电解效率约为60%，运行温度较低(60~80℃)。碱性电解水技术的核心是碱性电解池，关键部件是以镀镍的铁电极或镍系金属制备的电极为基础，以石棉布和聚酯系等多孔材料为分隔膜。

在碱性电解池运行过程中，空气中的 CO_2 会与电解液(KOH、NaOH)反应生成难溶的碳酸盐，如 K_2CO_3 。这些碳酸盐的沉积会导致多孔催化层的堵塞，阻碍液相和气相反应物、产物的传递，极大地增加了电解池的传质损失，降低了电解池的性能^[14]。碱性电解水技术较为成熟，投资成本低、运行寿命长且操作简单，已充分实现产业化，我国相关技术和产品都处于国际先进水平^[15]。但是该技术能量转化效率低，存在渗碱污染环境问题，需要对碱性流体进行复杂维护^[16]。另外，电解槽需要升温至工作温度才能开始产氢，导致电解槽启动准备时间较长，而电解槽从低温、小功率点往高温、大功率点调节时也需要温升匹配，导致制氢的产生速率难以快速调节。同时，电解槽最低运行功率不能低于额定功率的20%~25%，主要是由于在电解槽运行过程中必须严格控制电解槽的阳极和阴极两侧上的压力，防止生成的氢气和氧气通过多孔分隔膜在电解池阴极和阳极间互串，从而降低电解槽的法拉第效率，同时防止气体互串导致的爆炸风险。因此，碱性电解池在电力频繁波动的可再生能源系统中应用存在极大挑战^[17]。

2) 质子交换膜电解水技术

在质子交换膜电解水技术中，通过质子交换膜传导质子并抑制阴阳极气体的互串，从而极大地避免了碱性电解池气体跨膜传递的缺点。水分子在阳极上氧化，生成质子、电子和气态氧，质子通过交换膜到达阴极，电子通过外部电路传导，在阴极将质子还原生成氢气。典型的质子交换膜电解池主要由阴阳极端板、气体扩散层、催化层和质子交换膜构成。端板主要起到固定、支撑和集电器作用，同时引导气体和水的传递和分配；气体扩散层主要是促进气液相反应物的传递；催

化层是电解水反应发生的场所；质子交换膜作为固态电解质起到传导质子和隔绝气体互串、电子传递的作用。

需要注意的是，质子交换膜电解池的组装可采用零间隙结构，使得电解池的结构较为紧凑，能有效降低电解池的欧姆电阻、增加输出电流。因此，质子交换膜电解池的工作电流密度可高达 1 A/cm^2 ，至少是碱性电解池的4倍。同时，由于质子交换膜作为分隔材料，使得质子交换膜电解池产氢纯度高达99.999%^[12-13]。此外，质子交换膜电解池在 $5\sim 80\text{ }^\circ\text{C}$ 都可运行，启动时间仅为毫秒级，可快速启停，且由于质子交换膜的隔离，避免了阴阳极产生的氢氧互串，使得电解池的工作范围可在整个负载内变化。

然而，质子交换膜电解池常用的催化剂主要是Ir、Ru等贵金属，导致其加工制备的成本较高^[18]。目前，质子交换膜电解池已经初步进入商业化阶段，开展了一系列小型示范；虽然成本偏高，但随着市场规模增大、电极材料的研发，有望逐步实现商业化。

3) 固体氧化物电解水技术

固体氧化物电解水是固体氧化物燃料电池的逆反应，通常在 $700\sim 850\text{ }^\circ\text{C}$ 的高温下运行。由于在高温运行条件下，电极具有较好的反应动力学性能，因此可使用廉价的镍基电极。固体氧化物电解池阴极常采用Ni/YSZ多孔陶瓷材料，阳极主要采用钙钛矿氧化物，中间电解池则采用YSZ氧离子导体。固体氧化物电解水基本原理是：当高温水蒸气进入固体氧化物电解池时，在阴极被分解为质子和氧离子，质子得电子后被还原生成氢气；氧离子通过固体氧化物电解质传递到阳极后，被氧化生成氧气。由于固体氧化物具有较好的热稳定性和化学稳定性，高温条件下电解池所需电压较低，制氢效率可高达90%以上^[19]。需要注意的是，通入阴极的水蒸气一般需混有少量的氢气以保证阴极的还原气氛，防止阴极材料氧化。然而，由于电解池在高温高湿的条件下运行，电极材料的耐久性是目前亟待解决的问题，运行过程中的热化学循环，特别是系统启停都会加速电极老化，降低使用寿命。总体来看，固体氧化物电

解水制氢效率高，但工作温度高、寿命低、启停繁琐，目前仍处于示范阶段。

4) 碱性阴离子交换膜电解水技术

碱性阴离子交换膜电解水技术作为最新的电解水技术，可同时结合碱性电解池的低成本与质子交换膜电解池的结构紧凑、简单高效等优势，具有较大的研究和开发潜力^[20]。碱性阴离子交换膜电解水技术能使用非贵金属作为电极催化剂，并且能在阴阳极腔室压差下运行。然而，目前阴离子交换膜面临化学、机械稳定性不足的瓶颈，使用寿命问题依然未得到解决。另外，阴离子交换膜的离子导电性较质子交换膜差，导致电解池反应较慢，电解结构不佳。通过添加支持电解质虽然能提升膜的离子导电性，但又影响了使用耐久性。有研究^[20]指出，质子交换膜中 OH^- 离子的传导速率要比 H^+ 质子慢3倍，这意味着阴离子交换膜的开发面临着更大的挑战，需要研制厚度更小、电荷密度更高的膜。虽然阴离子交换膜电解池工作温度低、可快速启停，但目前尚处于实验室研发阶段，短期内难以实现大规模商业化应用。

在上述4类电解水技术中，使用固态质子交换膜替代碱性电解池中液态电解质和分隔膜，能够将氢气和氧气分隔开，防止气体互串，气体纯度高。同时质子交换膜电解池具有电流密度大的优势，可快速启停、负荷范围宽，能够与波动性大、间歇性强的光伏、风电等可再生能源进行较好的匹配^[21]。将质子交换膜电解池与可再生能源电解直接耦合，有望适应未来快速增长的大规模风电、光电等可再生能源制氢需求^[22]。

1.2 储氢技术

不同的电解水制氢方式所产生的氢气在纯度、压力上存在差异。除一些特定场合需要制氢后立即使用外，产物氢气均需要经过纯化与储存才能满足终端用户需求。相比于纯化过程，储氢过程在技术上更复杂，在整个氢能产业链条中尤为关键。

1.2.1 高压气态储氢技术

压缩氢气在环境条件下通过高压将氢气储存在压力容器中，是一种应用广泛、简便易行的储氢方式，现阶段发展成熟且广泛使用^[23-24]。其成本

低，易于储存和释放氢气，且在常温下就可以进行。以现有的小规模车载储氢罐为例，其工作压力为35~70 MPa，对应的氢气密度为0.039 kg/L^[25]，远大于自然条件下的氢气密度(8.1×10^{-5} kg/L)。高压储氢技术的限制因素主要来自两方面。一方面是氢气的压缩能耗及储存压力，目前大量应用的隔膜压缩机可实现22~32 MPa的充装压力，加氢站压缩机可实现45 MPa以上的高压。然而当压力增大至70 MPa后，氢气性质开始大幅偏离理想气体，若继续增加压力，储氢的收益将降低，会浪费大量的压缩功。另一方面，高压氢气需要耐压容器进行储存，容器加工制造成本是另一个主要限制因素，现有高压储氢容器包括全金属气瓶^[26]、复合纤维材料缠绕气瓶^[27]、复合材料储氢罐^[28]、玻璃储氢容器^[29]等。尽管现阶段有多种容器材料可供选择，但其造价成本仍较高，难以规模化应用。此外，不同的使用场景中氢气泄漏和容器爆破等不安全因素也需要进行考虑，如高压气瓶的氢脆现象及其失效机制等^[30]。对于高压储氢技术，在不断提高其储氢密度、降低成本的同时，保证其安全性能是长远发展方向。

1.2.2 低温液态储氢技术

低温氢气液化与空气液化相似，在低温液态储氢过程中，先将氢气压缩，在经过节流阀之前进行冷却，经历焦耳-汤姆逊等焓膨胀后产生液态氢。把液体分离后，将其储存在高真空的绝热容器中，气体继续进行上述循环。与高压储氢相比，低温液态储氢密度高，液态氢的密度在常压下可达到0.070 kg/L，约为压缩氢气的1.8倍，储氢质量大幅提高，其安全性也相对较高。但是由于氢气液化要消耗很大的冷却能量，液化1 kg氢气需耗电4~10 kW·h，液化氢气所消耗的能量约为同等质量氢气能量的30%^[31]，无疑增加了储氢和用氢的成本。另外，液氢储存容器必须是超低温用的特殊容器^[32]，由于液氢储存的装料和绝热不完善容易导致液氢蒸发，使容器内压力升高，因此必须将氢气排出，从而带来沸腾损失。综合而言，液态氢储存成本较高，安全技术也较复杂，民用领域少有应用，在航天领域，火箭助推剂是其主要应用场景。提高绝热技术效率将有助于进一步

提高低温液态储氢效率，目前通过额外能量来实现传热的主动绝热技术是低温液化领域的研究热点，有望实现液态储氢容器内超低蒸发率乃至零蒸发率^[33]。

1.2.3 物理吸附储氢技术

物理吸附储氢技术依靠氢气分子与材料表面间的范德华力，将氢气分子吸附到材料表面，在一定条件下可实现吸附脱附转换，从而实现储氢。物理吸附储氢技术的核心是吸附材料，常用的吸附材料可分为碳基材料、有机金属骨架(metal-organic frameworks, MOF)材料、储氢水合物等。其中碳基材料价格相对较低，如碳纳米管(carbon nanotube, CNT)、介孔碳、碳气凝胶等^[34-36]。MOF是一类具有超大比表面积的新型合成多孔材料，目前常用的MOF材料有MOF-5、HKUST-1、MIL-53等，在液氮低温条件下，其饱和氢气吸附质量分数分别为5.1%、3.6%、4.5%^[37]。储氢水合物利用氢键连接形成空腔结构，氢分子以浆液的形式在其内部进行储存。通过结构分解进行氢分子的释放，但其本身稳定性较差，储存密度也相对较低，目前停留在实验室研究阶段^[38-40]。总的来说，物理吸附储氢技术由于其材料与氢分子的作用力相对较弱，需要在较低温度下进行储氢，其储氢密度较小，现阶段难以进行大规模的氢气储存与利用，一般将其与其他储氢技术相结合来实现复合储氢。对于物理吸附储氢技术，如何降低材料成本、提高材料循环利用率、增大储氢密度是其未来发展的瓶颈问题。

1.2.4 化学储氢技术

化学储氢利用化学反应，将氢气转化为其他化合物进行储存，包括储氢合金、化学氢化物、有机液体储氢等。储氢合金依靠某些金属或合金对氢气分子有很强的捕获能力，在一定条件下金属吸附氢气分子，氢气分子H—H键断裂，形成氢原子储存在金属或合金的晶格间隙中，形成金属固溶体并释放反应热。将这些固溶体加热到一定温度后，氢气能够被重新释放^[41]。储氢合金可以实现较大的储氢量，且稳定性和安全性较高，然而其稳定性使得氢气储存和释放比较困难，只能在高温下进行。氢化物储氢利用氢气与金属反

应生成金属氢化物(如 MgH_2 、 CaH_2 、 AlH_3 等),从而进行氢的储存。由于这类碱金属具有较高的活性,因此可以生成较为稳定的离子化合物,从而具有较稳定的氢气储存特性^[42]。然而其反应可逆性较差,运行条件苛刻,需要在较高的温度和压力下进行储/放氢,目前仍难以实际应用。有机液体储氢利用不饱和液体有机物与氢气之间的可逆反应,采取催化加氢-脱氢过程来实现氢气的储存和释放,具有储氢量大、安全性高、可多次循环等优点^[43]。然而,由于加氢脱氢反应控制条件严苛,成本高,且副反应难以完全抑制,氢气纯度较低,因而限制了其规模化应用。总体而言,化学储氢具有较高的储氢密度及稳定性,优化其反应动力学特性、实现温和的操作条件,将有助于其早日实现规模化应用。

1.3 供氢技术

加氢站是电解水制氢-储氢-供氢系统中的末端供氢设备,是氢能产业发展的核心基础设施之一,特别是对氢燃料电池汽车以及氢能技术推广而言,加氢站的建设显得尤为重要。不同制氢及储氢技术转化为用户氢源时,所需要匹配的加氢站不尽相同,目前较为典型的加氢站包括撬装加氢站、固定式加氢站、液氢加氢站和制氢加氢一体站^[44]。

1) 撬装加氢站

撬装加氢站主要分为不含固定储氢装置的撬装加氢站和含固定储氢装置的撬装加氢站2种模式。其工作流程如下:氢气长管拖车将氢气运输至加氢站后与卸气柜相连接,随后氢气进入压缩机内被压缩,通过顺序控制柜输送至储氢瓶组中进行分级储存。当需要进行加注服务时,氢气通过储氢瓶组至顺序控制柜再到加氢机为用氢设备进行加注。上述2种模式主要区别在于是否含有固定的储氢瓶组,对于不含固定储氢装置的撬装加氢站,随着氢气长管拖车中余气压力下降,撬装压缩加氢装置加注速率逐渐降低,使得加注时间延长;含固定储氢装置的撬装加氢站加注速率不受限于压缩机的排量,从而提高了加注效率和速率。总体来说,撬装加氢站的特点是可灵活定制,将重点设备进行系统集成整合,占地面积小,

投资成本低,施工工期短,设备安装方便,能在短时间满足客户的加氢需求。然而,撬装加氢站的压缩机和加氢机设置在同一区域,具有一定的安全隐患,因此,目前该类加氢站只作为临时站点,今后将会被固定式加氢站所取代^[45]。

2) 固定式加氢站

相比于撬装加氢站,固定式加氢站不依靠长管拖车,而主要是将站外0.4~2.0 MPa的氢气通过管道引入站内,同时还增设了2组高低压压缩机。其工作流程如下:氢气先从氢气管道中进入缓冲罐,然后进入20 MPa压缩机内被压缩,部分氢气随后进入充装柱,再注入氢气长管拖车,剩余氢气进入45 MPa压缩机内被压缩,提高压力后被输送至储氢瓶组中储存供使用。

固定式加氢站主要是为氢燃料汽车及其他潜在客户提供加氢服务,采用氢气管道进行供氢,具有无交通运输限制、无道路运输成本和氢源更稳定的优势,但是一方面由于要添置高低压压缩机和长距离的氢气输运管道,建设成本高;另一方面,由于其氢源通常来源于工业副产氢,使得其氢气纯度不稳定^[46]。

3) 液氢加氢站

由于液氢密度是标准状态下氢气的800倍左右,储氢密度高,采用液氢储氢后,加氢站的储氢能力和加注能力将大幅度提升。液氢加氢站工作流程^[47]如下:液氢槽车将液氢运输至加氢站并接入液氢储罐,液氢储罐中的氢通过泵的增压和气化器的气化后进入储氢瓶组供使用。液氢加氢站由于液化消耗了大量冷却能,另外,液氢储存容器必须使用超低温特殊容器,而液氢储存的装料与绝热不完善导致较高蒸发损失,也增加了其储存成本。

4) 制氢加氢一体站

上述3种加氢站都属于外供氢加氢站,随着用氢规模提升,运输成本必然增加。制氢加氢一体站可同时解决氢源不足和运输成本过高的难题。目前,制氢加氢一体站的制氢方式主要有电解水制氢和天然气重整制氢^[48]。

站内电解水制氢技术的主要特点是:只要水和电等原料满足供应,即可实现电解水制氢,若

考虑利用电网谷电进行电解水制氢，则可进一步降低制氢成本。天然气重整制氢是目前最为成熟的工业制氢技术，因此，站内天然气重整制氢加氢站的建设最有保障。其工作过程如下：脱硫后的天然气和水蒸气在高温和催化剂的条件下在重整装置中反应，生成的氢气、一氧化碳以及二氧化碳通过变压吸附 (pressure swing adsorption, PSA) 装置将氢气分离出来，然后纯化供使用。目前制氢加氢一体站的推广仍然需要考虑如下问题：①如何将制氢设备一体化和小型化；②电解水制氢耗电量较大，电能紧缺地区使用将受限；③当制氢加氢一体站体量较小时，其经济性仍需要评估。

除了上述加氢站外，含加油、加气、充电等功能中一项或几项的加氢合建站也在陆续规划中，同时由于液氢加氢站储氢密度优势明显，随着氢液化相关技术的逐步攻克和国产化，液氢生产成本也将进一步降低，因此液氢加氢站将可能成为加氢站技术新的发展方向。

2 国外电解水制氢-储氢-供氢产业发展

2.1 美国电解水制氢-储氢-供氢的发展

美国是全球最早将氢能及燃料电池作为能源战略的国家，自1990年至今颁布了多项推动氢能发展的政策和行动计划。美国近10年以来投出超过16亿美元支持氢能和燃料电池相关技术的研发工作，已形成制氢-储氢-供氢-用氢全技术链的能力，为其他国家规模化发展氢能提供了科学的样本^[49]。2020年11月，美国能源部发布了《氢能计划发展规划》，提出未来10年甚至更长期的氢能总体战略布局，设定了包括制氢-储氢-供氢-终端用氢的发展技术和经济指标。在制氢方面，将着力研究成本更低、效率更高、更耐用的电解池。在储氢方面，将开发低成本储氢系统、高容量储氢介质以及大规模储氢设施。在供氢方面，开发包括液化和化学氢载体在内的成本低、可靠性更好的氢气分配和输送系统。在终端用氢方面，将着力开发燃料电池、氢气燃机等。从技术成熟度和需求上看，美国能源部提出近期制氢-储氢-供氢-用氢的技术开发选项：制氢主要包含电解制

氢技术(低温、高温)以及气化、重整制氢技术；储氢和供氢方面主要依赖于高压气态和低压液态储氢，通过现场配送或气氢长管拖车和液氢槽车运输，供给燃气轮机、燃料电池、便携式电源等终端产品，从而形成美国未来制氢-储氢-供氢-用氢全技术链。根据美国氢能战略，在2035年甚至2050年后，随着制氢技术(如光解制氢、微生物制氢)以及相关储氢、输氢技术的发展，技术链不断升级和变革，氢能将在美国各地区、各行业大规模部署^[50]。

2.2 日本电解水制氢-储氢-供氢的发展

日本的一次能源供给超过90%来自海外，汽车燃油领域的原油消费占98%，其中87%来自中东地区。为减轻能源的外部依赖，从20世纪70年代就开始了氢能技术的研发^[51]，特别是2011年福岛核事故以后加快了氢能研发的推进。氢能早已纳入了日本国家发展战略，先后发布了《日本复兴计划》《能源战略计划》《氢能源基本战略》《氢能及燃料电池战略路线图》。日本氢能的发展主要集中于制氢、储氢、输氢以及氢气利用方面。目前，氢能的获取主要还是来自天然气和煤炭等化石能源，电解制氢占比极小(4%)；而氢气的储存和输运主要依赖于液态氢、有机氰化物和氨；在使用端，经过气化和脱氢后产生氢气进行使用。氢能技术发展主要有3条路径：一是通过海外化石燃料利用碳捕集和封存技术或可再生能源电解制氢；二是加强氢输运、分配基础设施建设；三是促进氢能在汽车、供电、供热以及发电等领域的应用。日本作为“氢经济”蓝图最早的倡议国之一，在氢能相关的基础研究与应用技术领域布局较早^[52]，但由于其国内市场规模及相关政策原因，未能形成完整的产业链条。然而，其累积技术与专利优势使其氢能产业具有迅速发展的潜力。

2.3 欧盟电解水制氢-储氢-供氢的发展

进入21世纪，随着欧洲一体化发展战略的进程，欧盟不断加强对能源问题的关注，提出了一系列对氢能发展的支持政策。2019年12月，欧盟发布《欧洲绿色协议》，描绘了欧洲长期绿色发展战略的总体框架。2020年7月，欧盟发布《欧盟氢能战略》，提出了欧洲长期发展氢能的战略蓝

图。欧盟委员会认为，氢能是实现《欧洲绿色协议》和欧洲清洁能源转型的关键选项，针对欧盟如何将清洁氢能转化为可行的解决方案，战略给出了渐进的氢能发展目标，即至2050年，可再生氢能技术应成熟并大规模部署，覆盖到所有难以脱碳的领域。从技术层面来看，欧盟电解水制氢电力来源主要依靠可再生能源，电解装置研究以碱性电解槽为主，质子交换膜电解槽为辅；在储氢方面，以德国为代表的欧盟国家，主要开发液态储氢技术；在用氢方面，以氢燃料电池公共汽车和轻/重型燃料电池汽车为主。

总体而言，欧盟目前电解水制氢-储氢-供氢技术推进较为缓慢，主要还是以单独制/储/供氢技术发展为主，未来发展的重点是将风能、太阳能和水能作为绿氢电解制备的动力。同时，随着以德国为代表的欧盟国家的“国家氢能与燃料电池技术创新计划”和“能源转型仿真实验室计划”推进，氢能的制/储/供技术从创新研究阶段到实际应用阶段转化将加速推进。

3 我国电解水制氢-储氢-供氢在电力系统中的发展路线

目前，我国氢气的年产量约为3 300万t，其中，煤气化制氢占比约为62%，工业副产氢占比约为18%，天然气制氢占比约为19%，可再生能源电解水制氢占比小于1%。工业副产氢和天然气制氢主要用于合成氨、合成甲醇和石油炼化，而可再生能源电解水制氢主要用于燃料电池汽车。我国氢能的成本高，使用范围小，氢能的应用处于起步阶段，主要应用在工业领域和交通领域中，在建筑、发电和发热领域仍处于摸索阶段。

基于目前制氢、储氢和供氢技术全产业链发展路径，如图1所示，结合我国电力系统的优势，总结了我国电解水制氢-储氢-供氢在电力系统中3种可能的应用模式：模式1为可再生能源发电-电解水制氢-储氢-供氢-电力系统；模式2为电网谷电-电解水制氢-储氢-供氢-氢能发电调峰；模式3为可再生能源发电/电网谷电-电解水制氢-储氢-供氢-氢能交通/化工原料。

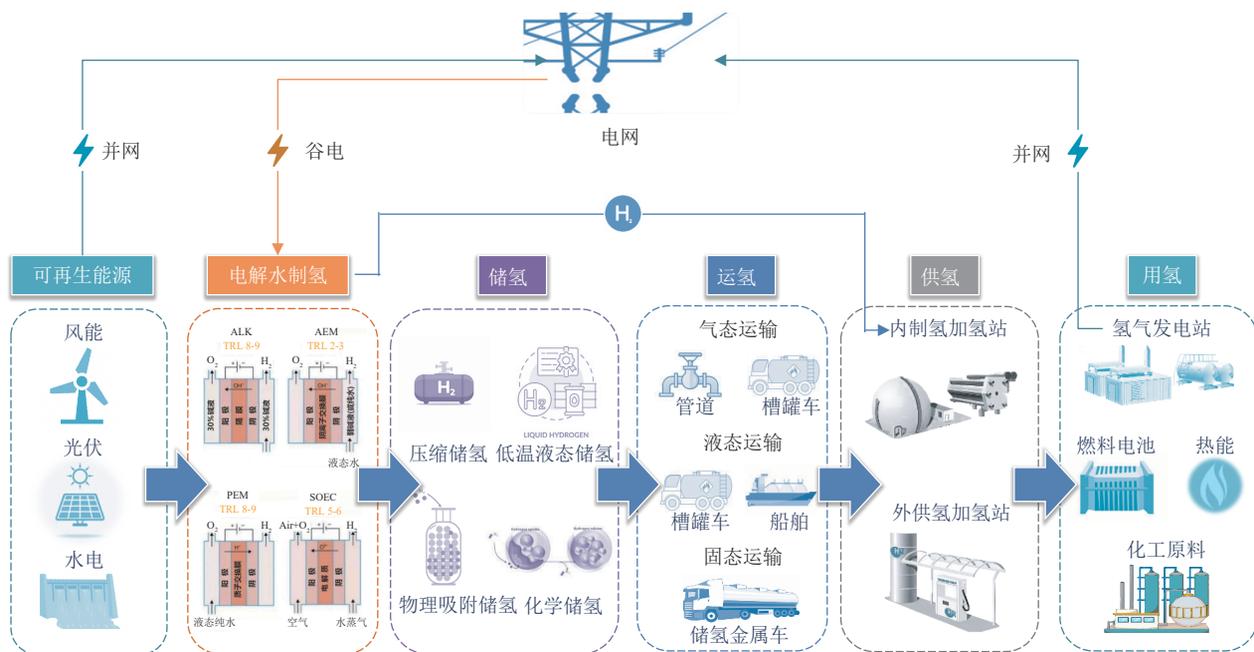


图1 电解水制氢-储氢-供氢全产业链发展示意图

Fig. 1 Diagram of the whole industrial chain development of hydrogen production by water electrolysis, hydrogen storage and hydrogen supply

1) 模式1

在国家相关政策支持下，中国的风电、光伏发电产业迅速崛起。2021年，中国光伏发电总装

机容量为30 656万kW，年发电量为3 259亿kW·h；风电总装机容量为33 850万kW，年发电量为5 667亿kW·h。中国可再生能源产业的高速发展

为电解水制取绿氢提供了良好的基础，利用新能源电能进行电解水制氢-储氢-供氢，可实现新能源电能消纳和电网的削峰填谷。

具体来说，可利用离网型风力/光伏发电系统产生的分布式电能进行电解水制氢、储氢，再通过燃料电池组反馈电力系统，这是目前可再生能源消纳利用的新模式。其中，风力和太阳能是目前我国可再生能源发展的主力军，国内学者和产业界围绕可再生能源电解制氢-储氢-供氢-氢能发电并网的路径已开始了探索。例如，姜道含^[53]提出了风力发电制氢及氢能利用的新模式，建设制氢-储氢-氢燃料电池发电回网和风电制氢-储氢-加氢-氢能交通综合项目，探索了风电消纳的新途径。中国节能环保集团开展了风能发电直接用于电解水制氢的技术，并建设储氢-供氢-燃料电池发电系统示范项目，实现了100 kW的产氢能力和30 kW的燃料电池装置产电量^[54]。由此可见，以风能资源发电制氢，以氢气形式储存电能，在低风速时期或电网阻塞停止时转换回电能供给各地用户，可实现风电的有效消纳，维持电网的稳定运行。

与风力发电不同的是，太阳能光伏发电系统的直流电可直接进行电解水制氢，再通过储氢-供氢系统与电力系统连接，同时解决了光伏发电不稳定和储电困难等问题。2020年，宁夏宝丰能源集团开始实施“光伏电站-光伏制氢-加氢站”一体化项目，预计可实现2万m³/h的氢能产量^[55]。2021年，中国石化在新疆库车建设我国首个万吨级光伏绿氢示范项目，主要包括光伏发电、输变电、电解水制氢、储氢、输氢五大部分，新建装机容量300 MW、年均发电量6.18亿kW·h的光伏电站，年产能2万t的电解水制氢厂，储氢规模约2.1×10⁶ m³(标准状态下)的储氢球罐，输氢能力2.8×10⁵ m³/h的输氢管线，贯通风光发电-绿电输送-绿电制氢-氢气储存-氢气输运-绿氢炼化等绿氢生产与利用的全流程^[56]。

2) 模式2

火电现阶段仍是我国电力系统的主要驱动力。长期以来，电网负荷波动对火电机组运行以及电网输配调节造成巨大影响^[57]。在以电解水制氢为

媒介的电网储能方案中，当电网处于低谷负荷时，通过电解水将电力产能转换为氢能进行储存。当电网处于高峰负荷时，利用储存的氢气通过氢能电站的形式发电返回至电网^[58]。这一模式可以有效缓解负荷波动对电网运行的影响，在一定程度上实现电能从时间和空间上进行“解耦”。同时，氢能的参与能有效降低碳排放及污染物排放，对于我国“双碳”目标具有重要意义^[59]。

然而，该模式在技术上仍有许多问题需要解决。从制氢层面来看，我国幅员辽阔，电网运行工况复杂，电网负荷波动大、时变性强，现有的电解水制氢技术如何实现在高强度的不稳定工况下连续运行是一个巨大的挑战。在众多技术路线中，PEM制氢动态响应速度快、抗电源负荷波动性强，适合在氢储能调峰站使用。但我国相关技术起步相对较晚，技术与专利层面面临一系列卡脖子问题^[60]。另外，其核心部件及附属设备成本仍较高，整体技术成熟度还有待工程化应用验证。从储氢层面来看，基于电网谷电的氢能调峰电站需要配备大量的氢气储存设施，这将大幅增加储能系统的建造与运行成本。此外，在氢能发电过程中，无论是采用燃料电池电堆还是掺氢燃气轮机进行发电，都涉及额外的设备投入与维护，将进一步增加系统成本。

总体来看，电网谷电-电解水制氢储能-氢能发电调峰的储能模式在电网削峰填谷、节能减排领域具有广阔的发展前景。然而，整体技术路线距离实际应用还存在诸多瓶颈问题，如何降低成本、提升电解水制氢与电网功率的匹配度，是未来发展的重要方向。

3) 模式3

除了上述电网(可再生能源发电或者电网谷电)-电解水制/储/供氢系统-电网(氢气发电站和发电调峰)的电网-氢能-电网的闭式运行模式以外，电网(可再生能源发电或者电网谷电)-电解水制/储/供氢系统-用户(用于氢能交通或化工原料)的电网-氢能-用户的开式运行模式，是氢能一体化利用的另一种途径。

该途径通过可再生能源产生的电能或者电网的谷价电来电解水，将电力转换为氢能进行储存

利用。在可再生能源发电/电网谷电-电解水制氢-储氢-供氢系统方面,与前2种模式类似,主要差异在于氢能的利用。而在氢能的利用方面,除了作为原料气体在传统化工领域(炼油、合成氨、制甲醇和甲烷等)的应用外,氢作为清洁、高效的二次能源,在交通、建筑等领域均有广泛应用前景。特别是氢气用于续航里程长的氢燃料电池车领域,由于燃料电池的化学反应具有无需燃烧、功率密度高、无运动部件、噪声低等特点,发展优势明显。该模式的发展最大受限是燃料电池技术的商业化应用,仍需继续突破减少贵金属使用量、延长使用寿命等技术问题^[13]。总的来说,燃料电池等新兴氢能利用技术的发展有望拓宽氢能的应用领域,延伸绿色产业链条,进一步促进电解水制氢-储氢-供氢系统的发展。

综上所述,目前我国围绕可再生能源制氢-储氢-输氢-氢能发电并网的路径已经取得了初步的经验和成果。但总体来看,我国仍处于发展的起步阶段,还在进行示范验证。实现商业化发展仍需要解决氢能产业政策支持,氢气制备-储存-应用基础设施配套、关键技术瓶颈突破,以及氢能标准的建立、修订等问题^[61-62]。

4 结论

通过解析电解水制氢-储氢-供氢技术的特性,结合国际发展经验和我国实际发展现状,提出了电解水制氢-储氢-供氢技术耦合电力系统的发展模式,其中,电网-氢能的制/储/供-用户联合的开式运行模式能积极推动氢能上下游产业链的发展与布局,为氢能的转型升级储备技术。但目前我国尚未形成制氢-储氢-供氢的全产业链条,还有待突破以下关键技术:

1) 需强化氢能制备、储运、供应消费各个环节之间的有机关联,逐渐形成完整的技术与产业链条。

2) 探索新型电解水制氢-储氢-供氢技术耦合电力系统的发展策略,深化氢能在电网储能、调峰、多元化应用场景中的渗透。

3) 需继续加强电力系统与氢能产业的顶层设计、氢能关键核心技术攻关和人才培养,建立和

完善氢能标准体系,加强国际交流合作,实现电力系统与氢能融合式高质量发展。

参考文献

- [1] 朱凯,张艳红.“双碳”形势下电力行业氢能应用研究[J].发电技术,2022,43(1):65-72.
ZHU K, ZHANG Y H. Research on application of hydrogen in power industry under “double carbon” circumstance[J]. Power Generation Technology, 2022, 43(1): 65-72.
- [2] 田江南,蒋晶,罗扬,等.绿色氢能技术发展现状与趋势[J].分布式能源,2021,6(2):8-13.
TIAN J N, JIANG J, LUO Y, et al. Development status and trend of green hydrogen energy technology[J]. Distributed Energy, 2021, 6(2): 8-13.
- [3] 程文姬,赵磊,郝航,等.“十四五”规划下氢能政策与电解水制氢研究[J].热力发电,51(11):181-188.
CHENG W J, ZHAO L, XI H, et al. Research on hydrogen energy policy and water-electrolytic hydrogen under the 14th Five-Year Plan[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(11): 181-188.
- [4] 陈鸿琳,刘新苗,余浩,等.基于近似动态规划的海上风电制氢微网实时能量管理策略[J].电力建设,2022,43(12):94-102.
CHEN H L, LIU X M, YU H, et al. Real-time energy management strategy based on approximate dynamic programming for offshore wind power-to-hydrogen microgrid[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(12): 94-102.
- [5] 李建林,李光辉,梁丹曦,等.“双碳目标”下可再生能源制氢技术综述及前景展望[J].分布式能源,2021,6(5):1-9.
LI J L, LI G H, LIANG D X, et al. Review and prospect of hydrogen production technology from renewable energy under targets of carbon peak and carbon neutrality[J]. Distributed Energy, 2021, 6(5): 1-9.
- [6] 梁前超,赵建锋,梁一帆,等.储氢技术发展现状[J].海军工程大学学报,2022,34(3):92-101.
LIANG Q C, ZHAO J F, LIANG Y F, et al. Progress in hydrogen storage technology[J]. Journal of Naval University of Engineering, 2022, 34(3): 92-101.
- [7] 冯成,周雨轩,刘洪涛.氢气存储及运输技术现状及分析[J].科技资讯,2021,19(25):44-46.
FENG C, ZHOU Y X, LIU H T. Current situation

- and analysis of hydrogen storage and transportation technology[J]. *Science & Technology Information*, 2021, 19(25): 44-46.
- [8] 刘金朋, 侯焘. 氢储能技术及其电力行业应用研究综述及展望[J]. *电力与能源*, 2020, 41(2): 230-233.
LIU J P, HOU T. Review and prospect of hydrogen energy storage technology and its application in power industry[J]. *Power & Energy*, 2020, 41(2): 230-233.
- [9] 李丹枫, 褚晓萌, 刘磊. 绿氢领域电解水制氢聚合物膜材料研究进展及发展建议[J]. *科学通报*, 2022, 67(27): 3282-3295.
LI D F, CHU X M, LIU L. Polymeric membrane materials for green hydrogen production by water electrolysis: progress and suggestions for future development[J]. *Chinese Science Bulletin*, 2022, 67(27): 3282-3295.
- [10] 黄清鲁, 赵丽丽. 新能源制氢及氢能应用的发展前景[J]. *中国石油和化工标准与质量*, 2022, 42(17): 98-100.
HUANG Q L, ZHAO L L. The development prospects of hydrogen production and hydrogen energy application from new energy sources[J]. *Chinese Petroleum and Chemical Standards and Quality*, 2022, 42(17): 98-100.
- [11] 许卫, 李桂真, 马长山. 大规模电解水制氢系统的发展现状[J]. *太阳能*, 2022, 3(5): 33-39.
XU W, LI G Z, MA C S. Development status of large-scale water electrolysis hydrogen production system[J]. *Solar Energy*, 2022, 3(5): 33-39.
- [12] 王红霞, 徐婉怡, 张早校. 可再生电力电解制绿色氢能的发展现状与建议[J]. *化工进展*, 2022, 41(S1): 118-131.
WANG H X, XU W Y, ZHANG Z X. Development status and suggestions of green hydrogen energy produced by water electrolysis from renewable energy [J]. *Chemical Industry and Engineering Progress*, 2022, 41(S1): 118-131.
- [13] 郭博文, 罗聃, 周红军. 可再生能源电解制氢技术及催化剂的研究进展[J]. *化工进展*, 2021, 40(6): 2933-2951.
GUO B W, LUO D, ZHOU H J. Recent advances in renewable energy electrolysis hydrogen production technology and related electrocatalysts[J]. *Chemical Industry and Engineering Progress*, 2021, 40(6): 2933-2951.
- [14] 俞红梅, 衣宝廉. 电解制氢与氢储能[J]. *中国工程科学*, 2018, 20(3): 58-65.
YU H M, YI B L. Hydrogen for energy storage and hydrogen production from electrolysis[J]. *Strategic Study of CAE*, 2018, 20(3): 58-65.
- [15] 闫庆友, 史超凡, 秦光宇, 等. 基于近端策略优化算法的电化学/氢混合储能系统双层配置及运行优化[J]. *电力建设*, 2022, 43(8): 22-32.
YAN Q Y, SHI C F, QIN G Y, et al. Research on two-layer configuration and operation optimization based on proximal policy optimization for electrochemical/hydrogen hybrid energy storage system [J]. *Electric Power Construction*, 2022, 43(8): 22-32.
- [16] 杨馥源, 田雪沁, 徐彤, 等. 面向碳中和电力系统转型的电氢枢纽灵活性应用[J]. *电力建设*, 2021, 42(8): 110-117.
YANG F Y, TIAN X Q, XU T, et al. Flexibility of electro-hydrogen hub for power system transformation under the goal of carbon neutrality[J]. *Electric Power Construction*, 2021, 42(8): 110-117.
- [17] 宋鹏飞, 侯建国, 王秀林. 可再生能源氢储能与氢转化利用技术及发展模式分析[J]. *天然气化工*, 2022, 47(3): 26-32.
SONG P F, HOU J G, WANG X L. Analysis of hydrogen energy storage for renewables and hydrogen conversion technology and development model[J]. *Natural Gas Chemical Industry*, 2022, 47(3): 26-32.
- [18] 徐滨, 王锐, 苏伟, 等. 质子交换膜电解水技术关键材料的研究进展与展望[J]. *储能科学与技术*, 2022, 11(11): 3510-3520.
XU B, WANG R, SU W, et al. Research progress and prospect of key materials of proton exchange membrane water electrolysis[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2022, 11(11): 3510-3520.
- [19] 位召祥, 张淑兴, 刘世学. 固体氧化物电解制氢技术现状及面临问题分析[J]. *科技创新与应用*, 2021, 11(35): 36-39.
WEI Z X, ZHANG S X, LIU S X. Analysis of the current situation and problems of solid oxide electrolytic hydrogen production technology[J]. *Technological Innovation and Application*, 2021, 11(35): 36-39.
- [20] 王培灿, 万磊, 徐子昂, 等. 碱性膜电解水制氢技术现状与展望[J]. *化工学报*, 2021, 72(12): 6161-6175.
WANG P C, WAN L, XU Z A, et al. Hydrogen production based-on anion exchange membrane water electrolysis: a critical review and perspective[J]. *CIESC Journal*, 2021, 72(12): 6161-6175.
- [21] 雷超, 李韬. 碳中和背景下氢能利用关键技术及发展现状[J]. *发电技术*, 2021, 42(2): 207-217.

- LEI C, LI T. Key technologies and development status of hydrogen energy utilization under the background of carbon neutrality[J]. *Power Generation Technology*, 2021, 42(2): 207-217.
- [22] 黄宣旭, 练继建, 沈威, 等. 中国规模化氢能供应链的经济性分析[J]. *南方能源建设*, 2020, 7(2): 1-13.
HUANG X X, LIAN J J, SHEN W, et al. Economic analysis of China's large-scale hydrogen energy supply chain[J]. *Southern Energy Construction*, 2020, 7(2): 1-13.
- [23] 李建, 张立新, 李瑞懿, 等. 高压储氢容器研究进展[J]. *储能科学与技术*, 2021, 10(5): 1835-1844.
LI J, ZHANG L X, LI R Y, et al. High-pressure gaseous hydrogen storage vessels: current status and prospects[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2021, 10(5): 1835-1844.
- [24] ADE J O. Hydrogen energy, economy and storage: review and recommendation[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 44(29): 15078-15086.
- [25] ZHAO Y, GONG M, ZHOU Y, et al. Thermodynamics analysis of hydrogen storage based on compressed gaseous hydrogen, liquid hydrogen and cryo-compressed hydrogen[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 44(31): 16833-16840.
- [26] BARTHÉLÉMY H, WEBER M, BARBIER F. Hydrogen storage: recent improvements and industrial perspectives[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017, 42(42): 7254-7262.
- [27] 杨文刚, 李文斌, 林松. 碳纤维缠绕复合材料储氢气瓶的研制与应用进展[J]. *玻璃钢/复合材料*, 2015(12): 99-104.
YANG W G, LI W B, LIN S. Research and application progress of carbon fiber composite[J]. *Fiber Reinforced Plastics/Composites*, 2015(12): 99-104.
- [28] CYLINDERHOON H L, HYUNG K K, KI H H. Hydrogen storage system for fuel cell vehicle: US20090155648[P]. 2009-06-18.
- [29] KOHLI D, KHARDEKR R K, SINGH R. Glass micro-container based hydrogen storage scheme[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2008, 33(1): 417-422.
- [30] 程玉峰. 高压氢气管道氢脆问题明晰[J]. *油气储运*, 2023, 42(1): 1-8.
CHENG Y F. Essence and gap analysis for hydrogen embrittlement of pipelines in high-pressure hydrogen environments[J]. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2023, 42(1): 1-8.
- [31] HELMOLT R, EBERLE U. Fuel cell vehicles: status [J]. *Journal of Power Source*, 2007, 165(2): 833-843.
- [32] 陈国邦. 低温工程材料[M]. 杭州: 浙江大学出版社, 1998.
CHEN G B. *Low temperature engineering materials* [M]. Hangzhou: Zhejiang University Press, 1998.
- [33] 郭志钊, 巨永林. 低温液氢储存的现状及其存在问题[J]. *低温与超导*, 2019, 47(6): 21-29.
GUO Z F, JU Y L. Status and problems of cryogenic liquid hydrogen storage[J]. *Cryogenics & Superconductivity*, 2019, 47(6): 21-29.
- [34] DOGAN M, SELEK A, TURHAN O. Different functional groups functionalized hexagonal boron nitride (h-BN) nanoparticles and multi-walled carbon nanotubes (MWCNT) for hydrogen storage[J]. *Fuel*, 2021, 303(3): 121335.
- [35] 曹军文, 覃祥富, 耿嘎, 等. 氢气储运技术的发展现状与展望[J]. *石油学报(石油加工)*, 2021, 37(6): 1461-1478.
CAO J W, QIN X F, GENG G, et al. Current status and prospects of hydrogen storage and transportation technology[J]. *Acta Petrolei Sinica (Petroleum Processing Section)*, 2021, 37(6): 1461-1478.
- [36] 秦天像, 杨天虎, 甘生萍. 储氢材料现状和发展前景的研究[J]. *甘肃科技*, 2016, 32(21): 56-57.
QIN T X, YANG T H, GAN S P. Research on the current situation and development prospects of hydrogen storage materials[J]. *Gansu Science and Technology*, 32(21): 56-57.
- [37] 龙沛沛, 程绍娟, 赵强. 金属-有机骨架材料的合成及其研究进展[J]. *山西化工*, 2008, 28(6): 21-25.
LONG P P, CHENG S J, ZHAO Q. Development of synthesis of metal organic frameworks[J]. *Shanxi Chemical Industry*, 2008, 28(6): 21-25.
- [38] LOKSHIN K A, ZHAO Y, HE D. Structure and dynamics of hydrogen molecules in the novel clathrate hydrate by high pressure neutron diffraction[J]. *Physical Review Letters*, 2004, 93(12): 125503.
- [39] 于驰. 新型水合物复合储氢技术研究[D]. 广州: 华南理工大学, 2018.
YU C. *Study of a novel hydrate-based hybrid hydrogen storage technology*[D]. Guangzhou: China South China University of Technology, 2018.
- [40] 陈俊, 陈秋雄, 陈运文. 水合物储能技术研究现状[J]. *储能科学与技术*, 2015, 4(2): 131-140.
CHEN J, CHEN Q X, CHEN Y W. Current status of energy storage using hydrates[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2015, 4(2): 131-140.

- [41] AN X H, PAN Y B, LUO Q. Application of a new kinetic model for the hydriding kinetics of La Ni_{3-x}Al_x (0≤x≤1.0) alloys[J]. Journal of Alloys and Compound, 2010, 506: 63-69.
- [42] 张国芳, 张羊换, 许剑轶. Ni-5% RE_xO_y复合添加剂对 Mg₂Ni 电化学储氢性能的影响[J]. 材料工程, 2017, 45(11): 72-77.
ZHANG G F, ZHANG Y H, XU J Y. Effects of Ni-5% RE_xO_y composite additives on electrochemical hydrogen storage performances of Mg₂Ni[J]. Journal of Materials Engineering, 2017, 45(11): 72-77.
- [43] KLUMPP F. Comparison of pumped hydro, hydrogen storage and compressed air energy storage for integrating high shares of renewable energies-Potential, cost-comparison and ranking[J]. Journal of Energy Storage, 2016, 8: 119-128.
- [44] 张彦纯. 各类加氢站及加氢合建站的建站模式及特点[J]. 上海煤气, 2022(1): 9-13.
ZHANG Y C. Construction mode and characteristic of various hydrogenation and combined hydrogenation station[J]. Shanghai Gas, 2022(1): 9-13.
- [45] 李妍, 常皓明, 林世响, 等. 外供氢与现场制氢加氢站的氢气成本分析[J]. 煤气与热力, 2022, 42(3): 26-29.
LI Y, CHANG H M, LIN S X, et al. Hydrogen cost analysis of external hydrogen supply and on-site hydrogen production refueling station[J]. Gas & Heat, 2022, 42(3): 26-29.
- [46] 叶召阳. 外供氢加氢站工艺流程及设备研究[J]. 中国资源综合利用, 2020, 38(12): 92-95.
YE Z Y. Research on process flow and equipment of external hydrogen refueling station[J]. China Resources Comprehensive Utilization, 2020, 38(12): 92-95.
- [47] 赵青松, 郝蕴华, 胡周海. 液氢汽化加氢加气合建站工艺设计方案[J]. 分布式能源, 2022, 7(4): 64-73.
ZHAO Q S, HAO Y H, HU Z H. Design scheme of liquid hydrogen vaporization and hydrogenation and gas integrated station[J]. Distributed Energy, 2022, 7(4): 64-73.
- [48] 马志超, 冯浩, 闫云东. 加氢站供氢模式的选择及制氢技术的研究现状分析[J]. 广州化工, 2019, 47(16): 132-134.
MA Z C, FENG H, YAN Y D. Selection of hydrogen supply mode for hydrogen station and analysis of research status for hydrogen production technology[J]. Guangzhou Chemical Industry, 2019, 47(16): 132-134.
- [49] 刘尚泽, 于青, 管健. 氢能利用与产业发展现状及展望[J]. 能源与节能, 2022(11): 18-21.
LIU S Z, YU Q, GUAN J. Current situation and prospects of hydrogen energy utilization and industrial development[J]. Energy and Energy Conservation, 2022(11): 18-21.
- [50] 陆颖. 美国产业界发布氢能经济路线图[J]. 科技中国, 2020(11): 100-102.
LU Y. US industry releases a hydrogen economy roadmap[J]. Technology China, 2020(11): 100-102.
- [51] 舟丹. 国外氢能产业化发展现状[J]. 中外能源, 2022, 27(11): 92.
ZHOU D. Current status of hydrogen energy industrialization development abroad[J]. Domestic and Foreign Energy Sources, 2022, 27(11): 92.
- [52] 李浩东. 日本“氢能社会”建设经验及对我国的启示[J]. 日本研究, 2021(4): 33-42.
LI H D. Japan's "hydrogen energy-based society" construction experience and its enlightenment to China [J]. Japan Studies, 2021(4): 33-42.
- [53] 姜道含. 利用风电场弃风实现制氢及氢能综合利用技术方案研究[J]. 中国勘察设计, 2022(S2): 52-53.
JIANG D H. Research on the technical scheme for hydrogen production and comprehensive utilization of hydrogen energy by utilizing wind farm abandonment [J]. China Survey and Design, 2022(S2): 52-53.
- [54] 肖宇. 氢储能: 支撑起智能电网和可再生能源发电规模化[J]. 中国战略新兴产业, 2016, 5(1): 46-49.
XIAO Y. Hydrogen energy storage: supporting the scaling of smart grid and renewable energy generation [J]. China's Strategic Emerging Industries, 2016, 5(1): 46-49.
- [55] 新能源网. 宁夏宝丰能源开始建设全球最大太阳能制氢系统[EB/OL]. (2020-04-27) [2022-11-01]. <http://www.china-nengyuan.com/news/155361.html>.
New Energy Network. Ningxia Baofeng Energy began to build the world's largest solar hydrogen production system[EB/OL]. (2020-04-27) [2022-11-01]. <http://www.china-nengyuan.com/news/155361.html>.
- [56] 中国氯碱. 中国首个万吨级光伏绿氢项目在新疆开建[J]. 中国氯碱, 2021, 529(12): 45-46.
China Chlor-Alkali. China's first 10 000 ton photovoltaic green hydrogen project is under construction in Xinjiang[J]. China Chlor-Alkali, 2021, 529(12): 45-46.
- [57] 刘奇琦, 许晓峰. 传统火电-风电-广域储能联合调频的协调控制研究[J]. 山东工业技术, 2019(6): 187-188.
LIU Q Q, XU X F. Research on coordinated control

- of traditional thermal power wind power wide area energy storage joint frequency modulation[J]. Shandong Industrial Technology, 2019(6): 187-188.
- [58] 高啸天, 郑可昕, 蔡春荣, 等. 氢储能用于核电调峰经济性研究[J]. 南方能源建设, 2021, 8(4): 1-8. GAO X T, ZHENG K X, CAI C R, et al. Research on economy of hydrogen energy storage for nuclear power peak shaving[J]. Southern Energy Construction, 2021, 8(4): 1-8.
- [59] 王涵啸, 厉富超, 王磊, 等. 在新型电力系统下氢能的发展研究[J]. 能源与节能, 2022(6): 36-39. WANG H X, LI F C, WANG L, et al. Development of hydrogen energy in new power system[J]. Energy and Energy Conservation, 2022(6): 36-39.
- [60] 赵学良. 发展谷电制氢提高可再生能源部署能力的探讨[J]. 石油炼制与化工, 2021, 52(6): 117-120. ZHAO X L. Discussion on developing hydrogen production using valley electricity to improve deployment capacity of renewable energy[J]. Petroleum Processing and Petrochemicals, 2021, 52(6): 117-120.
- [61] 赵玉晴, 蒋文明, 刘杨. 氢能产业发展现状及未来展望[J]. 安全、健康和环境, 2023, 23(1): 1-12. ZHAO Y Q, JIANG W M, LIU Y. Development status and future prospects of hydrogen energy industry [J]. Safety Health & Environment, 2023, 23(1): 1-12.
- [62] 孙德强, 张俊武, 吴小梅, 等. 我国氢能产业发展现状、挑战及对策[J]. 中国能源, 2022, 44(9): 27-35. SUN D Q, ZHANG J W, WU X M, et al. Development status, challenges and countermeasures of hydrogen energy industry in China[J]. China Energy, 2022, 44(9): 27-35.

收稿日期: 2022-11-14。

作者简介:



张春雁

张春雁(1967), 男, 硕士, 正高级工程师, 研究方向为综合能源系统、能源互联网、电制氢及综合利用技术, zhcytongji@126.com;



李根蒂

李根蒂(1995), 男, 硕士, 工程师, 研究方向为氢能绿色制取技术及其装备制造, guowang2022@sina.com。

(责任编辑 尚彩娟)