

述评与讨论

DOI: 10.19853/j.zgjsps.1000-4602.2023.18.001

污水处理出水电解制氢可行性分析

郝晓地, 闫颖颖, 李季, 刘然彬

(北京建筑大学城市雨水系统与水环境教育部重点实验室 中-荷未来污水处理技术研发中心, 北京 100044)

摘要: “双碳”目标下, 氢气(H_2)已被定义为无污染、无碳排的“终极”能源。在众多制氢方法中, 电解水制氢是最具潜力的制氢路线之一。该技术一是取决于清洁能源或谷电, 再就是持续的水源供应。从全球来看, 目前化石能源仍然占据主导地位(>60%), 而在我国化石能源占比更是高达80%。因此, 电解水制氢能源转化率以及相应的碳排放是首先需要考虑的问题。对于电解水制氢的水源问题, 与地下水、地表水、海水相比, 污水处理厂出水具有较大的水源优势。所以, 在城市中原位建设制氢站不无可能, 关键取决于电的来源。从能源结构、水源供应、经济成本和环境影响多个角度对电解水制氢进行了全方位分析。尽管电解水制氢能源转化效率仅为74.5%~83.0%, 但若夜间谷电或“弃风”“弃光”能源场景, 利用污水处理出水发展电解水制氢则有可能。否则, 约20%的制氢能量损耗将得不偿失。

关键词: 污水处理出水; 电解水制氢; 能源转化率; 清洁能源; 水源选择

中图分类号: TU992 **文献标识码:** A **文章编号:** 1000-4602(2023)18-0001-08

Feasibility Analysis of Producing Hydrogen by Electrolyzing Effluent from Wastewater Treatment

HAO Xiao-di, YAN Ying-ying, LI Ji, LIU Ran-bin

(Sino-Dutch R & D Centre for Future Wastewater Treatment Technologies, Key Laboratory of Urban Stormwater System and Water Environment <Ministry of Education>, Beijing University of Civil Engineering and Architecture, Beijing 100044, China)

Abstract: Under the goals of carbon peaking and carbon neutrality, hydrogen (H_2) has been defined as an “ultimate” energy source, due to no pollutions produced and no greenhouse gases (GHG) emitted. Among others, electrolytic hydrogen production is one of the most potential routes. Electrolytic hydrogen production depends on clean energy and/or off-peak electricity, and available water sources. On a global scale, fossil fuels still play a major role (more than 60%) in the total energy consumption. China even consumes more fossil fuels (80%) in its energy structure. Thus, the energy conversion efficiency of the electrolytic hydrogen production as well as the involved carbon discharge should be the priority. In regard of water sources to be used for electrolytic hydrogen production, the effluent from wastewater treatment should be preferred over other water sources including groundwater, surface water and seawater. For this reason, hydrogen factories might be in situ established in cities, but heavily depending on available energy. Based on energy structure, water sources, economic cost, and environmental impact, electrolytic hydrogen production was fully evaluated. Although electrolytic hydrogen production has low

energy conversion efficiency (74.5%–83.0%), it is completely possible to develop it with off-peak electricity and/or abandoned wind and light energy. Otherwise, about 20% of energy loss during electrolytic hydrogen production would result in an embarrassed situation that the loss outweighs the gain.

Key words: effluent from wastewater treatment; electrolytic hydrogen production; energy conversion efficiency; cleaner energy; water sources selection

当前世界能源使用结构仍以石油、天然气和煤炭三大传统化石能源为主,因而导致严重的温室效应。改变能源结构,发展清洁、绿色能源是今后能源发展的必然趋势。氢气(H_2)作为一种环境友好的清洁能源被称为能源领域未来之星,是一种“终极”能源^[1]。然而,全球每年生产约 40×10^8 t的 H_2 中有95%以上通过化石能源获得^[2],并伴随大量 CO_2 的排放,因而这种 H_2 并非是清洁、绿色的。况且,电解水制氢过程也伴随着能源转化效率明显下降问题。目前,制氢工业正在寻求摆脱这种碳密集型生产方式,或者将蒸汽甲烷(CH_4)重整与碳捕获、储存相结合(生产蓝氢),或者使用可再生能源为电解水提供能量(生产绿氢)。因此,可再生能源电解水制氢备受关注。首先核算了电解水制氢能源转化效率,并对可再生能源(包括风、光电能)以及谷底煤电(谷电)利用进行分析,以确定利用绿电或谷电发展电解水制氢的可行性。其次,对地表水资源、海水及污水厂出水作为制氢水源进行综合评价,以分析不同制氢工艺的经济成本,并评价其环境影响。最后,探讨以污水厂出水作为电解水制氢的前景。

1 制氢能量转化

1.1 电解水能量效率

电解水制氢是当前比较成熟的制氢技术,以碱性电解技术为例,其完整的电解槽^[3]如图1所示。

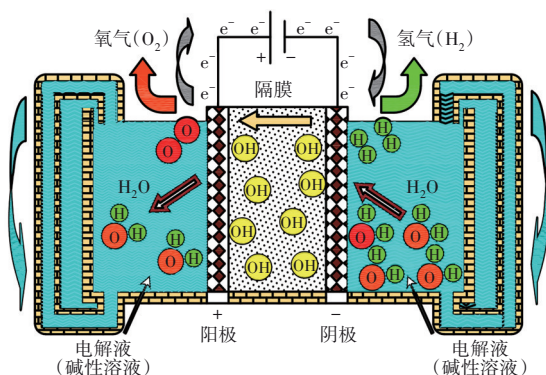


图1 碱性电解槽示意

Fig.1 Schematic diagram of alkaline electrolytic cell

电解槽包括电极、电解液以及隔膜,电解槽内装有电解质溶液,通过隔膜将槽体分为阴、阳两室。在一定电压下,电流从电极间通过,在阳极上产生氧气,在阴极上产生氢气。因水分解反应是逆熵过程,不能自发进行,需要电能驱动,电解水制氢理论电耗量(W)可采用下式计算:

$$W = Q \cdot U = q \cdot F \cdot U \quad (1)$$

式中: q 为电荷量; F 为法拉第常数; U 为电压。

在标准状态下($T=0\text{ }^{\circ}\text{C}$,标准大气压为100 kPa),无论哪种状态的水若要顺利分解则其热力学电压需达到1.23 V,由此根据式(1)计算得出产生 1 m^3 的 H_2 所需电量约为2.94 kW·h;实际工程中必须施加大于理论热力学电压才能促使水分解的顺利进行。一般商业电解槽设定电压为1.8~2.0 V,故实际生产 1 m^3 H_2 所需电量为4.30~4.78 kW·h。

三种常见电解水制氢技术的能耗以及效率等数据^[4]见表1。

表1 三种常见电解水制氢技术性能对比

Tab.1 Technical comparison of three different water electrolysis for hydrogen production

技术参数	碱性电解槽	聚合物薄膜电解槽	高温固体氧化物电解槽
电解质/隔膜	30%KOH/石棉膜	纯水/质子交换膜	固体氧化物(Ni/YSZ)
能耗/(kW·h·m ³ H ₂)	4.5~5.5	3.8~5.0	2.7~3.7
工作温度/°C	50~80	40~80	700~900
电解效率/%	56~75	76~85	90~100
响应速率	数十秒级	秒级	分钟级
产业化程度	国内成熟	初步商业化	实验室研究
操作特性	强碱腐蚀性	无腐蚀性	无腐蚀性
危害	石棉危害呼吸道	无	无

由表1可知,碱性电解槽技术能耗最高,达4.5~5.5 kW·h/m³H₂;聚合物薄膜电解槽技术(PEM)因电解质薄膜厚度、电极间距均较小,能够降低工作电压和电耗,其能耗约为3.8~5.0 kW·h/m³H₂;而高温固体氧化物电解槽技术(SOEC)因采取固体氧化物

措施,可以在高温下运行,大大提高了电能利用效率,其能耗仅为 $2.7\sim 3.7\text{ kW}\cdot\text{h}/\text{m}^3$ 。评估氢气蕴含能量,取氢气燃烧热值为 143 kJ/g 、氢气密度为 0.0899 g/L ,所以, 1 m^3 氢气对应电当量为 $3.57\text{ kW}\cdot\text{h-eq}/\text{m}^3$ 。据此,与实际电耗比较可知,电解水制氢能源转化效率为 $74.5\%\sim 83.0\%$,平均约 80% ,这意味着无论采用哪种能源作为动力,均有约 20% 的能量损失。

1.2 水脱盐能耗

上述电解技术对电解水质有较高要求。因此,必须对电解原水进行预处理,以去除水中的盐分。这部分能耗主要取决于水的脱盐技术、原水水质(如盐度)等。目前,脱盐主要采用反渗透(RO)、多级闪蒸(MSF)、多效蒸馏(MED)等淡化技术^[5],其中MSF淡化水需要 $12\text{ kW}\cdot\text{h}/\text{m}^3$ 的热能和 $3.5\text{ kW}\cdot\text{h}/\text{m}^3$ 的电能;MED需要 $6.0\text{ kW}\cdot\text{h}/\text{m}^3$ 的热能和 $1.5\text{ kW}\cdot\text{h}/\text{m}^3$ 的电能;RO能耗已经从 $9\sim 10\text{ kW}\cdot\text{h}/\text{m}^3$ 下降至目前的 $3\text{ kW}\cdot\text{h}/\text{m}^3$ 以下^[6]。按照电解 1 m^3 水可产生约 $42\sim 55\text{ kg H}_2$ 计算^[7],约合 $460\sim 620\text{ m}^3\text{H}_2/\text{m}^3$ 水,最终折算水质净化环节对应的电耗数据见表2。

表2 不同工艺淡化水处理能耗

Tab.2 Energy consumption of desalination water treatment by different processes

项 目	RO	MSF	MED
淡化水能耗/ ($\text{kW}\cdot\text{h}\cdot\text{m}^{-3}$ 水)	<3	12(热)+ 3.5(电)	6.0(热)+ 1.5(电)
折合制氢能耗/ ($\text{kW}\cdot\text{h}\cdot\text{m}^{-3}\text{H}_2$)	<0.005 4	0.022(热)+ 0.006 3(电)	0.011(热)+ 0.002 7(电)

由表2可看出,淡化水能耗($<0.03\text{ kW}\cdot\text{h}/\text{m}^3\text{H}_2$)远低于表1中的电解水制氢电能($2.7\sim 5.5\text{ kW}\cdot\text{h}/\text{m}^3\text{H}_2$)。因此,脱盐能耗似乎可忽略不计。这也意味着,从能耗角度考虑未来电解水制氢研究的核心方向应该是提高电解水制氢效率,而非水质净化环节。

2 能源供应

虽然氢气本身也是一种清洁能源,但是制氢消耗煤电会造成间接碳排放,况且,电能水解制氢会出现约 20% 的能源损耗,并伴随着较高的间接碳排放。因此,发展绿色/清洁能源制氢势必成为未来趋势。

我国不同白皮书均提倡绿氢生产,但这种发展模式首先需要考虑自身电力能源供应结构。根据

《2021 BP世界能源统计年鉴》,全球能源结构中煤炭和石油还是占主导地位,风电、光伏等可再生能源份额比重并不是很大,英国最高也仅为 40.1% ,加拿大和中国均处于较低水平,分别为 8.0% 和 11.1% 。这意味着当前阶段制氢仍难摆脱对化石能源的依赖,不仅不利于碳减排,反而会很大程度上增加碳排放量。

可见,目前电解水制氢还需依赖于谷电剩余电量。2022年5月欧盟发布的能源转型授权法案中提及,若能证明氢气生产所使用的电力来自供应过剩期间(即谷电),那么就可以认为该种方式生产的氢气便是“绿氢”。错峰制氢将能充分保证过剩电能的使用,我国发改委也通过电价调整,鼓励错峰充分利用谷电。

近几年,我国的风电、光伏产业发展迅猛。由于处于发展初期,这些可再生能源发电存在不均衡性和间接性,由于并网会引起较大的电网波动,导致大量可再生能源最终处于被抛弃状态。这种“弃光”“弃风”问题一直存在于能源系统中,我国能源局发布的2015年—2020年的数据资料表明,2020年“弃光”“弃风”总量达到 $2.2\times 10^{10}\text{ kW}\cdot\text{h}$ 。假设这些电力全部用于制氢,可得氢气约 $40\times 10^4\text{ t/a}$,按照氢燃料电车和燃油车碳排放量进行比较, 1 kg H_2 等同于汽油 5.5 kg ^[8]。这意味着“弃光”“弃风”能源制氢可替代/减少 $220\times 10^4\text{ t/a}$ 的汽油使用量,减少 $3\,300\times 10^4\text{ tCO}_2/\text{a}$ 的排放。但我国的“弃光”“弃风”表现出显著的区域性,以2018年为例,新疆、甘肃、内蒙古三省(区)弃风电量合计 $233\times 10^8\text{ kW}\cdot\text{h}$,占全国弃风总量的 84% ;弃光也主要集中在新疆和甘肃。这也意味着此部分制氢将会存在较强的地域特性,而非任意建设。

3 水量、水质

可靠的水源是电解水制氢的关键。根据电解水制氢工艺的不同,电解槽对水质要求也存在一定差异,但基本都选择淡水来源^[9]。因此,水资源短缺问题导致寻找合适水源来减少制氢产业对淡水资源的依赖成为电解水制氢的关键。

3.1 水源选择

对几种常见水源用作电解水制氢适宜性进行了定性评估,结果见表3。

随着淡水资源的日益匮乏,地下水通常被视为应对未来水资源短缺的战略水库,而地表水也与生

活、工业与农业等用水紧密相关,导致电解水源会与之形成竞争。雨水则因受天气和气候影响严重,会导致供应不连续。

表3 不同水源用于电解水制氢适宜性定性评估

Tab.3 Qualitative evaluation on the suitability of different water sources for electrolytic hydrogen production

适用范围	地下水	地表水	污水厂二级出水	海水
可靠性(气候)	不受影响	不受影响	不受影响	不受影响
供应连续性	连续供应	连续供应	连续供应	连续供应
用途竞争	战略水库	与农业、工业用水竞争	不与其他用途水竞争	不与其他用途水竞争
收集难易程度	需水泵取水	需水泵取水	容易	需水泵取水
水质	地区不同波动较大	地区不同波动较大	水质稳定	水质复杂,盐度很大

目前,我国电解水制氢水源主要为海水。海水电解水制氢分为直接制氢和间接制氢,前者是直接利用海水电解,但该技术并不成熟,海水复杂的水质成分会对设备造成严重堵塞、腐蚀,电解水制氢效率较低;后者间接制氢主要是将海水淡化脱盐处理后再进行电解水制氢,但海水淡化过程设备投资与运行成本均较高^[10]。

相比之下,我国城镇污水处理厂出水水量稳定,水质比海水好,可成为电解水制氢的替代水源。

3.2 水量

根据不同电解水制氢工艺,实际工程电解水获得1 kg H₂需提供18~24 L水^[7],所以,随时随地获得可靠稳定的水源对于电解水制氢产业至关重要。按照中国氢能联盟预测数据,匡算实现产氢目标所需水量,结果见表4。按照2030年我国氢能需求量为0.3×10⁸ t/a、2050年达0.6×10⁸ t/a计算,生产1 kg H₂需消耗20 L水,这意味着达到2030年和2050年氢能目标所需水量分别约为6.0×10⁸ m³/a和12.0×10⁸ m³/a。由2021年全国地表水和地下水资源量统计结果可以看出,制氢用水量占比很小,不超过0.2%。若考虑利用污水处理出水制氢,其所需水量占比也不超过2.5%。

显然,就水量而言,制氢对水资源的消耗量较小,制氢产业对地表水/地下水资源长期开采也不会造成水资源或水循环的不可逆破坏。但自然水体受季节性汛期和枯水期的影响,水量供应并不稳

定;同时,我国地下水资源分布存在南多北少的差异。相对而言,污水处理厂出水水量较为稳定,供应完全可以获得保证。

表4 电解水制氢用水量占水资源量比重

Tab.4 Proportion of water consumption for electrolytic hydrogen production in water resources

年份	2030年	2050年
产氢目标/(10 ⁸ t·a ⁻¹)	0.3	0.6
需水量/(10 ⁸ m ³ ·a ⁻¹)	6.0	12.0
占地表水资源总量的比例/%	0.025	0.042
占地下水资源总量的比例/%	0.09	0.15
占全国污水处理总量的比例/%	1.2	2.1

注: *指数据来自《中国水资源公报2021》。

以北京市为例核算电解水制氢实际用水量需求。根据国家统计局数据,2019年北京市汽油消耗量为0.051×10⁸ t/a,若考虑未来将这些汽油车全部由氢能源汽车替代,那么需要供应0.009 1×10⁸ tH₂/a,而制得这些H₂需水量为0.19×10⁸ m³/a,约占2019年全市自产水资源(地表及地下水)总量(24.56×10⁸ m³)的0.8%。这一结果同样显示,电解水制氢对水资源的消耗占比很小。然而,北京是极度缺水的城市,目前常年需要南水北调补充约10×10⁸ m³/a水源,约占其总用水量[约(35~36)×10⁸ m³/a]的28%。在水资源依靠外源补充的情况下再抽调一部分向氢气产业供水无异于雪上加霜。

相比之下,2019年北京市市政污水处理总量已达19.97×10⁸ m³/a,若利用处理出水进行电解水制氢则用水量不足污水处理总量的1%。2019年北京市再生水利用率约60%(用于市政非饮用目的),近40%出水还未得到利用,且这一比例在全国其他省市会更高。可见,像北京等这样的大中城市利用污水处理出水作电解水制氢水源可以获得保证。

另一方面,国家政策层面也鼓励发展不同形式的污水资源化利用。根据《中国城镇污水处理与再生利用发展报告(1978—2020)》,截至2020年,我国城镇污水处理能力达2.3×10⁸ m³/d,而平均利用率却不足20%。国家发改委在2021年底印发的《典型地区再生水利用配置试点方案》中要求到2025年,缺水地区、京津冀地区及其他地区试点城市再生水利用率应分别达到35%、45%和25%以上。从水量来看,污水处理厂出水电解水制氢利用前景广阔。

3.3 水质

电解水制氢不仅要考虑稳定的水量,更重要的是要有水质保证,这直接关系到电解水制氢技术的效率及可行性。表 5 列出了碱性电解液制氢工艺对水质的要求及几种不同水源水质。结果显示,各种水源水质均不能满足直接电解水制氢标准,需要采取一定的预处理措施后方可用于制氢。不同水源水质差异将导致预处理措施难易程度不尽相同。处理出水标准制定参考了环境水体的水质因素,二级出水水质基本上与地表水和地下水水质处于同一量级。但地表水和地下水受经纬度等地质变化和季节性因素的影响,水质差异较大。相对而言,二级出水水质稳定,直接受限于所规定的出水排放标准。反观海水盐度,是其他水源的 10~30 倍,总溶解性固体等均超出其他水源几个数量级。因此,从水质角度考虑优先级,处理出水>地表水/地下水>海水。

表 5 碱性电解液制氢水质要求与不同水源水质

Tab.5 Water quality required for alkaline electrolytic hydrogen production and water qualities from different sources

水质指标	碱性电解液	处理出水 ^a	地表水 ^b	地下水 ^c	海水 ^e
电导率/ ($\mu\text{S}\cdot\text{cm}^{-1}$)	<1	500~1 500	200~4 000	300~2 600	45 000~48 000 (17℃)
总有机碳 (TOC)/(mg·L ⁻¹)	<0.05	6~8	<3.0	<5.0	1~5
总溶解性固体/ (mg·L ⁻¹)	<0.64	500~1 000	100~1 100	100~5 000	20 000~50 000 ^[11]
温度/℃	70~90	12~21 (冬) 23~27 (夏)	^d	10~25	0~8(冬) 20~28(夏)
pH	20%~30%KOH 或 NaOH	6~9	6.5~8.5	5.0~7.5	7~9

注: ^a指以北京市某污水处理厂出水为例;^b指主要参考《生活饮用水卫生标准》(GB 5749—2022);^d指随地区经纬度和季节波动较大;^e指海水以我国东部沿海海域为例,电导率测定温度为 17℃。

4 制氢成本

以上从水质水量角度分析了制氢水源选择的可行性,但制氢全流程经济成本与效益才是决定制

氢工艺健康发展的决定因素。电解水制氢全流程工艺流程如图 2 所示。

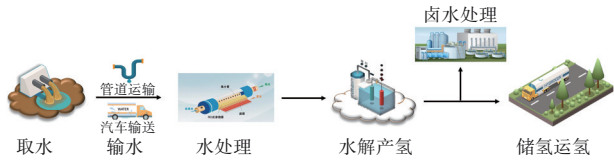


图 2 电解水制氢主要工艺流程

Fig.2 Main process of electrolytic hydrogen production

4.1 水源取水与输送

无论采用哪种水源进行电解水制氢,水的输送成本均占主导地位。有研究指出,高达 60% 的制氢供水成本由输水环节造成^[12];而葡萄牙的研究结果显示,输水成本占比甚至高达 90%。也有人进一步对海水水源与污水处理出水水源两种不同水源进行了电解水制氢经济性评估,分析了不同地区(位于大西洋海岸近海城市 A 和远离海岸乡村 B)的供水成本(包括水源取水、运输与储存成本),相关结果^[13]见图 3。

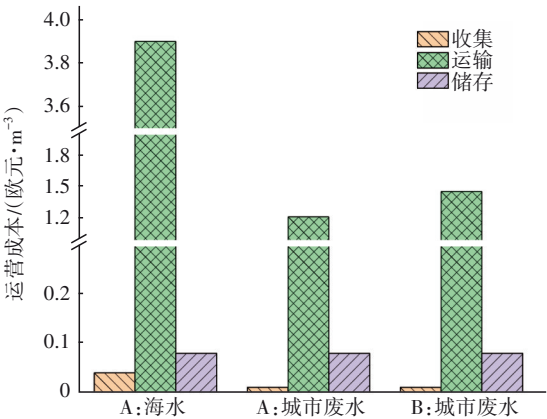


图 3 A 地与 B 地不同水源供水成本分布

Fig.3 Distribution of water supply cost of different water sources between sites A and B

对近海城市 A 而言,海水水源取水成本(0.04 欧元/m³)是处理出水(0.01 欧元/m³)的 4 倍,输水成本(3.9 欧元/m³)也高达处理出水 3 倍之多。不难想象,海水通常采用管道取水,铺设难度大,而且海水因水质盐度高等特性而具有较强的腐蚀性,对取水和输水管道与设备材质要求较高,必须采用耐腐蚀材料(如玻璃钢、PCCP 等管材),从而导致相关运行和维护成本偏高。这意味着即使是近海城市,海水作为制氢水源也并不具备经济性。对于同样以处理出水作为水源的城市 A 和乡村 B 而言,其取水成

本(约0.01欧元/m³)和储水成本相同(基本都在0.08欧元/m³),只是输水成本稍有差异。这意味着处理出水水源运输成本与电解水制氢厂所在地关系差别不是很大。当然,将污水处理厂与电解水制氢厂合建则完全没有输水成本的存在。

4.2 水处理成本

无论何种水源,原水在进入电解槽之前都要进行脱盐处理。经济成本包括电费、维护费、人工费等。其中,水处理过程能耗所产生的成本份额最高,而能耗又主要取决于水处理工艺、水厂规模以及水源水质。

不同水处理工艺中的能耗成本不尽相同,热蒸馏(MSF/MED)工艺需要同时消耗电能和热能,这部分成本占水处理总成本的60%左右;反渗透工艺仅依赖电能,这部分成本仅占44%左右。反渗透技术在能耗和处理成本方面都具有优势,已广泛应用于海水淡化,在全球海水淡化产业中的占比高达69%。

水厂规模也会影响单位水量制水成本。不同规模下海水淡化单位水量处理成本如表6所示。可以看出,单位水量成本基本介于0.5~2.0美元/m³,呈现较强的规模效应,规模越大其单位水量成本越低。

表6 不同规模下海水淡化单位水量处理成本

Tab.6 Water treatment cost of desalination plants with different scales

处理规模/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)		>9	0.6~1.2	<0.5
处理成本/ (美元·m ⁻³)	RO工艺	0.45~0.66	0.48~1.62	0.7~1.72
	MED工艺	0.52~1.01	0.95~1.95	2.0~8.0
	MSF工艺	0.52~1.75		

水质差异也会造成水处理成本不同。以反渗透技术为例,其能耗取决于原水盐度、温度和水回收率^[14]。高盐进水要求设备渗透压更高,对反渗透膜性能和耐用能力产生影响,会造成能耗增加;研究表明,较低TDS海水淡化能耗较低^[15]。也有研究^[16]表明,温度也会造成能耗波动;对70多个大型工厂数据分析总结后揭示,温度较低时,即使盐度较低其能耗也相对偏高,而温度稍高的情况下,盐度高但能耗较低;这可能是因为温度升高后反渗透膜渗透系数增大,所需压力降低,最终能耗也会降低^[17]。

4.3 氢气制取

制氢最大成本消耗与电解槽电解过程密切相关,电力成本与电解槽类型是导致制氢能耗高、限制其发展的关键因素。

在各电解水制氢技术中,碱性电解水制氢技术最为经济。高温固体氧化物技术工作温度高、电化学性能好,故其转化效率较高(接近100%)。但高温限制了材料选择,因此,该技术目前仍处于实验室研发阶段。对比已经商业化的碱性电解与聚合物薄膜电解槽(PEM)电解技术制氢成本,假设电价为0.3元/(kW·h),碱性电解与PEM技术的制氢成本分别为21.6元/kgH₂和31.7元/kgH₂;其中,电力成本分别为18.6元/kgH₂和16.8元/kgH₂,分别占总成本的86%和53%。这意味着在无其他政策支持的情况下,电解水制氢无法与煤炭气化制氢(12.1元/kgH₂)和天然气重整制氢技术(14.6元/kgH₂)相竞争。况且,目前电价很难达到0.3元/(kW·h)(除非超低谷电价格),因此,在当前市场电价下电解水制氢路线显然不具备市场竞争力。倘若能够使用低成本电力即获得可再生能源发电,当其成本下降至0.15元/(kW·h)及以下时,电解水制氢的电力成本可接近7元/kgH₂^[18]。短期来看,这种廉价的电力只有在弃风、弃光电消纳过程中才可能实现。

然而,碱性电解槽技术转化效率仅为56%~75%,且碱性电解槽难以实现快速关闭或启动,意味着弃风、弃光电能会因输出电压不稳定而无法与之配合使用。换言之,低成本电力供应无法长期维持,电解槽利用率低,最终只会导致制氢成本更高。因此,碱性电解技术并不适用于具有季节性或波动性的可再生能源。

聚合物薄膜(PEM)电解槽技术动态响应速度快,可以做到随开、随停,能够很好地适应可再生能源的多变性;但其技术不够成熟且质子交换膜、催化剂等材料价格昂贵,导致其尚未实现大规模工程应用。随着对PEM技术的深入研究,包括优化双极板表面工艺、提高催化剂活性、延长质子交换膜寿命等,在过去几年PEM电解槽成本已大大降低。有人以中国氢能生产现状预测了2020年—2060年不同制氢技术成本的变化趋势^[19],预计到2060年,碱性电解槽成本将从6000元/kW(2020年)下降至1500元/kW,而PEM技术将从12000元/kW(2020年)下降至1740元/kW,这主要得益于可再生能源

使用份额增加。可以预见,通过对PEM电解槽技术的不断突破,与可再生能源发电技术进行深度耦合,可使其成为理想的储能装置,发展前景广阔。

4.4 氢气储运、消纳

氢气储运技术是氢能高效利用的关键环节之一,也是限制氢能大规模产业化发展的重要瓶颈。典型储氢与相应的运输方式包括物理类固态储氢与管道运输、低温液态和有机液态储氢和槽车运输以及高压气态储氢与高压气态拖车运输。固态储氢在我国主要应用于航天领域,其他领域暂未涉及;液态储氢与管道运输前期投资成本较大,国内远距离氢气输送管道建设技术尚不成熟;高压气态运输是目前我国氢气运输的主要方式,但仅适用于300 km以内的短距离运输。从氢气客户需求角度考虑,氢气就近消纳是最为经济有效的方式,现实建设中也需因地制宜权衡考虑^[20]。

4.5 其他成本

水脱盐过程会产生副产物——卤水,其处理、处置也会增加制氢成本。卤水中的污染物主要包括无机盐(Cl^- 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 等)和有机物(腐殖质、微生物代谢产物和新污染物),但相对海水而言,处理出水的卤水产量和污染物浓度相对较低,处理成本相应也会较低。若制氢直接在污水处理厂内进行,还可将卤水中的阴离子和污泥焚烧后提磷时去除的阳离子结合生产混凝剂产品。海水淡化卤水含有丰富的镁、锂、溴等资源,对其有效利用可以创造极佳的经济价值,也会有效避免卤水回海对环境产生的影响。

综上,从经济角度分析制氢成本,海水运输和处理需求较高,导致相应成本增大;而污水处理出水比海水制氢成本低,地表水制氢成本与处理出水基本一致。

5 环境影响

不同水源制氢还需考虑环境综合影响。深海取水会造成噪声污染和振动问题,可能对深海生物形成撞击或者夹带,从而影响海洋生态系统平衡。污水处理出水的脱盐卤水可能含有更多的污染物成分,处理不当会造成环境污染问题。另一方面,采用污水处理出水制氢,产生的纯氧可以直接原位供给污水处理厂,提高污水处理设施中好氧处理系统的效率,降低污水处理厂的运营成本;同时也能

为污水厂节能降耗作出贡献。

6 结语

在全球碳中和背景下,氢气必定是未来能源发展的重要方向。然而,绿氢生产更为重要,需要相应的清洁能源供应与水源作为保障。

电解水制氢能源转化效率为74.5%~83.0%,这从目前仍然以化石燃料为主的制氢而言并非是绿氢。随着可再生能源的快速发展,“弃风”“弃光”以及谷电为绿氢生产创造了条件。长远来看,只有可再生能源的谷电才是绿氢生产的真正能源。

与地下水、地表水、海水相比,污水处理厂出水具有较大的制氢水源优势。只要可再生能源易得,处理出水将成为一种较好的水源选择,但目前这种情况可能更适合于我国西部地区,因为那里有着丰富的“弃风”“弃光”能。然而,我国氢能消费主要集中在中东部及沿海地区,而且这些地区淡水资源匮乏,发展氢能除了可利用污水处理出水外,还可与海水淡化相结合。若再能与沿海风电、潮汐能结合,生产绿氢则极有可能。

总之,对于城市而言,电解水制氢的水源不成问题,完全可以依赖于污水处理厂出水深度处理,关键是需要生产绿氢。否则,用化石能换氢能带来的碳排放量比直接利用化石能源至少高20%。

参考文献:

- [1] 田野. 氢能新世界——我国氢能产业发展现状、困境和对策[J]. 中国石油企业, 2021(3): 14-21, 111.
TIAN Ye. The new world of hydrogen energy—present situation, predicament and countermeasures of hydrogen energy industry in China [J]. China Petroleum Enterprise, 2021(3): 14-21, 111 (in Chinese).
- [2] YU H M, SHAO Z G, HOU M, et al. Hydrogen production by water electrolysis: progress and suggestions [J]. Chinese Journal of Engineering Science, 2021, 23(2): 146.
- [3] URSUA A, GANDIA L M, SANCHIS P. Hydrogen production from water electrolysis: current status and future trends [J]. Proceedings of the IEEE, 2012, 100(2): 410-426.
- [4] CHI J, YU H M. Water electrolysis based on renewable energy for hydrogen production [J]. Chinese Journal of Catalysis, 2018, 39(3): 390-394.
- [5] AL-AMSHAWEE S, YUNUS M Y B M, AZODDEIN A

- A M, *et al.* Electrodialysis desalination for water and wastewater: a review [J]. *Chemical Engineering Journal*, 2020, 380: 122231.
- [6] KHAN M A, AL-ATTAS T, ROY S, *et al.* Seawater electrolysis for hydrogen production: a solution looking for a problem? [J]. *Energy & Environmental Science*, 2021, 14(9): 4831–4839.
- [7] LAMPERT D J, CAI H, ELGOWAINY A. Wells to wheels: water consumption for transportation fuels in the United States [J]. *Energy & Environmental Science*, 2016, 9(3): 787–802.
- [8] 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 Xueliang. 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 (in Chinese).
- [9] 万晶晶, 张军, 王友转, 等. 海水制氢技术发展现状与展望[J]. *世界科技研究与发展*, 2022 (2): 172–184.
WAN Jingjing, ZHANG Jun, WANG Youzhuan, *et al.* Development status and prospect of hydrogen generation from seawater [J]. *World Sci-Tech R & D*, 2022 (2): 172–184 (in Chinese).
- [10] 王奕阳, 栗鸿强. 反渗透海水淡化投资与运行成本分析[J]. *水处理技术*, 2015, 41(10): 119–121, 136.
WANG Yiyang, LI Hongqiang. Cost analysis of investment and operation on reverse osmosis desalination [J]. *Technology of Water Treatment*, 2015, 41 (10): 119–121, 136 (in Chinese).
- [11] 宋瀚文, 宋达, 张辉, 等. 国内外海水淡化发展现状[J]. *膜科学与技术*, 2021, 41 (4): 170–176.
SONG Hanwen, SONG Da, ZHANG Hui, *et al.* Status of seawater desalination in China and abroad [J]. *Membrane Science and Technology*, 2021, 41(4): 170–176 (in Chinese).
- [12] GUDE V G. Desalination and sustainability— an appraisal and current perspective [J]. *Water Research*, 2016, 89: 87–106.
- [13] SIMOES S G, CATARINO J, PICADO A, *et al.* Water availability and water usage solutions for electrolysis in hydrogen production [J]. *Journal of Cleaner Production*, 2021, 315: 128124.
- [14] JONES E, QADIR M, VAN VLIET M T H, *et al.* The state of desalination and brine production: a global outlook [J]. *Science of the Total Environment*, 2019, 657: 1343–1356.
- [15] CHEHAYEB K M, NAYAR K G, LIENHARD J H. On the merits of using multi-stage and counterflow electrodialysis for reduced energy consumption [J]. *Desalination*, 2018, 439: 1–16.
- [16] KAYVANI F A, RHADFI T, KHRAISHEH M, *et al.* Reducing flux decline and fouling of direct contact membrane distillation by utilizing thermal brine from MSF desalination plant [J]. *Desalination*, 2016, 379: 172–181.
- [17] KIM J, PARK K, YANG D R, *et al.* A comprehensive review of energy consumption of seawater reverse osmosis desalination plants [J]. *Applied Energy*, 2019, 254: 113652.
- [18] 马晓峰, 张舒涵, 何勇, 等. PEM电解水制氢技术的研究现状与应用展望[J]. *太阳能学报*, 2022, 43(6): 420–427.
MA Xiaofeng, ZHANG Shuhan, HE Yong, *et al.* Research status and application prospect of PEM electrolysis water technology for hydrogen production [J]. *Acta Energetica Solaris Sinica*, 2022, 43 (6): 420–427 (in Chinese).
- [19] 王彦哲, 欧训民, 周胜. 基于学习曲线的中国未来制氢成本趋势研究 [J]. *气候变化研究进展*, 2022, 18 (3): 283–293.
WANG Yanzhe, OU Xunmin, ZHOU Sheng. Future cost trend of hydrogen production in China based on learning curve [J]. *Climate Change Research*, 2022, 18 (3): 283–293 (in Chinese).
- [20] 时璟丽, 高虎, 王红芳. 风电制氢经济性分析 [J]. *中国能源*, 2015, 37(2): 11–14.
SHI Jingli, GAO Hu, WANG Hongfang. Economic analysis on wind power for hydrogen production [J]. *Energy of China*, 2015, 37(2): 11–14 (in Chinese).

作者简介:郝晓地(1960–),男,山西柳林人,博士,教授,从事市政与环境工程专业教学与科研工作,主要研究方向为污水生物脱氮除磷技术、污水处理数学模拟技术、可持续环境生物技术。现为国际水协期刊 *Water Research* 区域主编(Editor)。

E-mail:haoxiaodi@bucea.edu.cn

收稿日期:2022-10-05

修回日期:2022-11-07

(编辑:丁彩娟)