

氢供应挑战赛已开启，谁能拔得头筹？

虽然目前氢燃料电池车处于市场起步阶段，但围绕氢能的话题不断、各路玩家疯狂入场。要想让氢燃料电池车跑起来，不能没有氢源。

哪种制氢方式更好？若从环保效益上来看，可再生能源电解水制氢无疑会受到青睐；从成本上看，煤制氢占上风；从当前燃料电池车的规模上看，工业副产氢制氢具有优势。各种氢气供应途径的经济性及前景如何？或许更多地还是需要时间和实践来验证。

煤制氢适合大规模集中供应

氢气在地球自然界中并非大规模存在，需要经过加工提取才能获得。制氢原理可分为两种，一种主要是从烃类物质（石油、天然气等）提取，另一种主要是通过分解水获得。现阶段流行的制氢工艺有电解水制氢、甲烷水蒸汽重整制氢、煤制氢、甲醇制氢等。其中煤制氢规模较大，成本较低；加上煤制氢初期设备投入、固定资产投入较高，与天然气制氢受气价变动影响大相比，煤价变动对煤制氢成本变动的影响比较小，具有一定的优势。

“煤都”已看中煤制氢的方向。如今，大同决心去掉“煤都”这个帽子，与更多的城市抢夺“氢都”称号。对大同而言，煤炭拉动了其在过去数十年间的经济增长，大同煤矿是其在过去倚仗的经济增长支撑。而现在，大同煤矿集团开始进军氢能领域，其在2018年开工建设5000吨/年煤制氢项目，计划2019年项目建成。

煤企中不仅同煤集团，潞安集团在2019年2月与美国AP公司在北京签署了氢能产业战略合作协议；2019年1月，兖矿集团与法国液化空气集团签订框架协议，并牵头组建山东氢能源与燃料电池产业联盟；阳泉煤业在2018年6月与太原理工大学氢能源电池联合研究院；国家能源集团更是在2018年2月牵头成立中国氢能源及燃料电池产业创新战略联盟。

在业内看来，煤制氢是最经济的一种途径，煤企无疑具备优势。值得注意的是，目前谈论煤制氢成本在每立方米不到1元时，有个前提条件，即煤制氢项目一般规模较大，适合集中供应。由于目前氢燃料电池汽车市场未打开，若在此时上马一个大规模的煤制氢项目，如何消纳是个问题。

“短期内，为燃料电池车上一个煤制氢项目不太现实。”国家能源集团北京低碳清洁能源研究所氢能技术开发部经理何广利在e0近期举办的圆桌上说道。

事实上，即便是煤制氢，其产生的氢气大部分来源于水，煤更多地是作为能量载体。而相比于生物质制氢等途径，煤制氢的耗水量并不突出。

何广利分析，煤制氢耗水量由冷却用水和工艺耗水两部分组成。工艺耗水即通过煤制氢工艺过程反应成为氢气的水，冷却用水经过处理后可循环使用。对各种制氢方式耗水情况进行对比，主要是看工艺耗水情况，生物质制氢和煤制氢相比，生物质制氢工艺耗水量不比煤制氢的低。“同时，煤制氢过程中冷却用水处理好可进行循环使用，产生的氮氧化物和硫氧化物也可处理为固态物质，因此煤制氢也是清洁的。”

他进一步指出，中长期来看，煤制氢与二氧化碳捕捉（CCS）结合使用是一个方向。煤制氢加上CCS后，整体成本会升高，但相比于其他方式制氢，仍具有成本优势。“我们保守的估算，按照鄂厄多斯30万吨埋藏量来计算，现有煤制氢出来的氢气价格上会增长30%以上。若CCS能够进入大规模使用，成本应能降下来。”

副产氢成本能做到多低？

进军氢供应领域的，不仅有煤企，还有化工企业。

搜索报道不难发现，不少化工企业早已开始进行副产氢的相关业务。例如卫星石化、滨化股份（与亿华通合资）设立相关氢能公司，将富余、合格的氢气提供给加氢站。东华能源规划在苏浙沪地区投资建设氢燃料电池汽车加气站。华昌化工除提供氢气之外，还在氢燃料电池零部件方面与高校、研发团队合作等。

在前述圆桌上，有华北地区化工企业人士表示其所在的化工园区有10多亿立方米的工业副产氢，其中有很大一部分作为燃料进入焦炉燃烧。他告诉e0记者，若将这部分副产氢卖出去，对化工企业而言可能是个新的经济增长点。

工业副产氢分为焦炉煤气、合成氨、甲醇、氯碱、丙烷脱氢等几类。从全国来看，华北（385.41亿立方米）、华东（278.45亿立方米）地区工业副产氢的资源比较丰富。化工企业可以将富余的副产氢卖出作为一部分收入。

但是在何广利看来，副产氢富余的量其实是有限的。“现在的工业副产氢，大部分可以到下游，用于合成氨、合成甲醇、炼化等，工厂内部上下游工艺环节都有关联，氢气到下游的工艺就消耗了，并没有那么多氢气是被白白浪费的。”

北京派瑞华氢能科技有限公司副总经理张明俊介绍，截止2018年底，中国已建成或在运营的加氢站有25座（其中有15座处于运营状态），氢燃料电池汽车拥有量3428辆。

何广利指出，目前燃料电池汽车规模较小，所需氢气少，副产氢比较可行。但是他对副产氢的成本能做到多低表示疑惑。

记者曾到佛山（云浮）产业转移工业园、成都郫都区（四川省氢能应用示范区）了解过，目前这两个区域的氢燃料电池车所需的氢气来源于化工，氢气出厂价格并不低。

质子交换膜燃料电池是现在燃料电池汽车的发展方向，该类电池对多种杂质（硫、一氧化碳等）有特殊要求。这些杂质会影响电压、电池的性能寿命等，故有必要去除副产氢中的有关杂质。

以硫为例，硫和燃料电池中的催化剂发生不可逆的反应，降低催化剂活性，影响燃料电池的性能。

然而在传统的氢气标准中，有纯氢、高纯氢、超高纯氢等分类，对氢气杂质的规定不完整。“以前国内氢气没有用到车上，按工业氢标准可以满足高纯氢的要求，但不一定满足燃料电池用氢杂质浓度的要求。”何广利指出，副产氢目前要做的工作是纯化，这会带来一定成本的增加。此外，副产氢在满足杂质的浓度、氢气纯度提高的同时，氢气回收率会降低，随之而来的是生产成本的升高。

可再生能源发电制氢经济性待突破

可再生能源发电制氢可以促进风、光、水等可再生能源的消纳，被认为具有发展的潜力。美国、德国、日本等发达国家都在积极推动可再生能源发电制氢项目示范，我国近几年也开始建设示范项目，如张家口张北县于2014年建设风电直接制氢及燃料电池发电系统技术与示范项目、涪源县于2015年建设200兆瓦风电场10兆瓦电解水制氢系统以及氢气综合利用系统等。

在国内的示范项目中，制氢设备企业早已开始争夺。一位国外制氢设备企业中国区有关人士向记者表示，制氢设备企业在中国是有竞争的。

中船重工第七一八研究所制氢设备工程部总工程师薛贺来在圆桌上分享时指出，在现有市场规模下的竞争，已经出现了不好的苗头。“在（制氢设备企业）没有形成竞争的时候，（对制氢设备）提出5年大修一次，现在有的为了在市场上保持优势，人为地把大修期提到10年。这个时候制氢设备能产气，但是是否经济就说不好了。”他补充，5年的大修期是从设备经济运行的基础上提出来的，电解槽电极在运行多年后会衰退，电耗也会随之增加，不利于经济运行。

即便各家开始争夺示范项目的设备供应，但是目前示范项目尚未走出一条商业化的道路，成本高是制约其发展的一个因素。

电解水制氢成本包括人工费用、用电费用、维护费用、原料费用、固定资产。其中用电费用在成本中占比最大。

薛贺来介绍，汽车供能方式中，天然气内燃机能量转化效率为30%，单位体积输出功率为10789.02kJ/m³。燃料电池能量转换率60%，单位体积输出功率7551.6kJ/m³，相对少。在同一单位体积输出功率（7551.6kJ/m³）下，按天然气零售价3.5元/m³计算，折合氢气售价2.4元/m³，折合电价0.25-0.3元/kWh。

“因此，电价在0.25-0.3元/kWh时，使用电解水制氢并用于车用燃料电池具有优势。但目前拿到这个电价还有一定的困难。”薛贺来说。

可再生能源弃电具有地域性，运输是一个问题。比如弃水主要发生在四川、云南，弃风主要发生在新疆、甘肃、内

蒙古，这些地方氢气的消纳能力有限，氢气高昂的运输成本将限制氢气的输出。

此外，风电、光伏制氢的本质依然是水电解，对水也有需求，水资源缺乏的地区若要发展制氢需慎重考虑。

电解槽的工作也需要进一步努力。风电、光伏具有间隙性、波动性、随机性，难以为负载提供一个持续稳定的电力供应。

薛贺来指出，由于风光发电的功率输出波动范围非常大，要求配套使用的水电解制氢设备需同样具有宽功率波动特性。据他了解，国外的水电解所用的可再生能源电力，是经过电力重整的（将不稳定的输出通过多次重整以后变为相对稳定输出）。而这会损失一部分能量。

“作为电解槽，可以接受一定范围内的电压变化，电压过小只能发热不能形成电解。如何通过一次整流或者不通过整流，使水电解设备适应风光的特性，对我们来说，现在也是一个课题。”薛贺来说。

需选择合适的储运方式

无论哪种制氢方式，都需要考虑如何氢气的储运。

氢气是极易燃烧的气体，其爆炸极限浓度为4.0%~75.6%（体积浓度），在高压下容易使钢材发生氢脆，导致容器脆化、开裂。因此氢气储存和运输一直比较棘手。当前国内一般采用压力为20MPa的长管拖车运输高压气态氢气。

在长管拖车运输高压气态氢气的方式中，由于储气罐储氢密度低，氢气运输效率低，不适宜长距离运输。液氢在质量密度和气体密度上较有优势，美国、欧洲和日本等已开展液氢运输，是氢能领域的一个发展方向。

何广利提醒，液氢要考虑液氢生产能耗。从国际上来看，生产一公斤液氢耗电13-15度电，按照1度电0.5元计算，则生产液氢的能耗成本达到6.5-7.5元/kg，同时所消耗的能量相当于1kg氢气所含能量的40-45%，因此生产液氢的能耗和成本是不可忽视的。

气体管道运输常用于大规模的气体输送。在掺氢天然气管道输送上，欧美已进行了相关示范。例如欧洲NaturalHy项目、美国能源部实施的氢能管道研究发展工程、法国环境与能源管理署赞助的GRHYD项目等。据悉已有管道掺氢比例在20%，仍能保证安全性。

美国能源部在2013年的研究结果提醒，必须综合考虑多种因素，才能评估掺氢比例的安全性。在天然气管道中引入氢气需要对现有管道进行监控和维护，进行广泛的研究、测试和修改。

据了解，在管道输送氢气上，国内目前也有用管道输送氢气的项目，但是仅限于有输氢需求的企业之间。而在掺氢天然气运输上，在国内的技术性、经济性问题也有待探讨和研究。（eoi记者 潘秋杏）

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/140122.html>